



*Société anonyme à conseil d'administration au capital de 4.079.296,50 euros*

*Siège social : 2bis rue Louis Armand, 75015 Paris*

*RCS Paris 442 395 448*

## **PROSPECTUS D'ADMISSION**

Mis à la disposition du public à l'occasion de l'admission des 40.792.965 actions ordinaires actuellement admises aux négociations sur le marché Alternext d'Euronext Paris, sur le marché Euronext d'Euronext Paris

**le 16 novembre 2015**



En application des articles L.412-1 et L.621-8 du Code Monétaire et Financier et de son Règlement Général, notamment de ses articles 211-1 à 216-1, l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») a apposé le visa numéro 15-586 en date du 16 novembre 2015 sur le présent Prospectus.

Le présent Prospectus a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

Le visa, conformément aux dispositions de l'article L.621-8-1-I du Code Monétaire et Financier, a été attribué après que l'AMF a vérifié « *si le document est complet et compréhensible, et si les informations qu'il contient sont cohérentes* ». Il n'implique ni approbation de l'opportunité de l'opération, ni authentification des éléments comptables et financiers présentés.

Des exemplaires du présent Prospectus sont disponibles sans frais auprès de Direct Energie, 2 bis rue Louis Armand, 75015 Paris, ainsi que sur les sites Internet de Direct Energie ([www.direct-energie.com](http://www.direct-energie.com)) et de l'AMF ([www.amf-france.org](http://www.amf-france.org)).

## REMARQUES GENERALES

Dans le présent Prospectus, sauf indication contraire, le terme « **Société** » ou « **Direct Energie** » désigne Direct Energie, société anonyme dont le siège social est situé 2 bis, rue Louis Armand, 75015 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 442 395 448 et le terme « **Groupe** » désigne ensemble la Société et ses filiales.

Un glossaire définissant certains termes utilisés dans le présent Prospectus figure au Chapitre 26.

### **Informations sur le marché et la concurrence**

Le présent Prospectus contient, notamment au Chapitre 6 (*Aperçu des activités*), des informations relatives aux marchés du Groupe et à sa position concurrentielle. Ces informations proviennent notamment d'études réalisées par des sources extérieures. Les informations publiquement disponibles, que la Société considère comme fiables, n'ont pas été vérifiées par un expert indépendant et la Société ne peut garantir qu'un tiers utilisant des méthodes différentes pour réunir, analyser ou calculer des données sur ces marchés obtiendrait les mêmes résultats. De plus, les concurrents du Groupe pourraient définir les marchés d'une façon différente. La Société et ses actionnaires directs ou indirects ne prennent aucun engagement ni ne donnent aucune garantie quant à l'exactitude de ces informations.

### **Informations prospectives**

Le présent Prospectus contient des indications sur les perspectives et axes de développement du Groupe. Ces indications sont parfois identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel ou des termes à caractère prospectif tels que « considérer », « envisager », « penser », « avoir pour objectif », « s'attendre à », « entendre », « devoir », « ambitionner », « estimer », « croire », « souhaiter », « pouvoir » ou, le cas échéant, la forme négative de ces mêmes termes, ou toute autre variante ou terminologie similaire. Ces informations ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les faits et données énoncés se produiront. Ces informations sont fondées sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par la Société. Elles sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire. Ces informations sont mentionnées dans différents paragraphes du présent Prospectus et contiennent des données relatives aux intentions, estimations et objectifs du Groupe concernant, notamment, le marché dans lequel il évolue, sa stratégie, sa croissance, ses résultats, sa situation financière, sa trésorerie et ses prévisions. Les informations prospectives mentionnées dans le présent Prospectus sont données uniquement à la date du Prospectus. Le Groupe opère dans un environnement concurrentiel et en constante évolution. Il ne peut donc anticiper tous les risques, incertitudes ou autres facteurs susceptibles d'affecter son activité, leur impact potentiel sur son activité ou encore dans quelle mesure la matérialisation d'un risque ou d'une combinaison de risques pourrait avoir des résultats significativement différents de ceux mentionnés dans toute information prospective, étant rappelé qu'aucune de ces informations prospectives ne constitue une garantie de résultats réels.

### **Facteurs de risques**

Les investisseurs sont invités à lire attentivement les facteurs de risques décrits au Chapitre 4 (*Facteurs de risques*) de la première partie et au Chapitre 2 de la deuxième partie du présent Prospectus avant de prendre toute décision d'investissement. La réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable sur les activités, la situation financière, les résultats ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore identifiés ou considérés comme non significatifs par la Société, à la date de visa du présent Prospectus, pourraient également avoir un effet défavorable.

<b>REMARQUES GENERALES</b> .....	2
<b>TABLE DES MATIERES</b> .....	3
<b>RESUME DU PROSPECTUS</b> .....	13
<b>PREMIERE PARTIE : PARTIE « DOCUMENT DE BASE » (ANNEXE I DU REGLEMENT N°809/2004 DE LA COMMISSION EUROPEENNE)</b> .....	23
1. PERSONNES RESPONSABLES.....	23
1.1. RESPONSABLE DU PROSPECTUS .....	23
1.2. ATTESTATION DE LA PERSONNE RESPONSABLE .....	23
1.3. RESPONSABLE DE L'INFORMATION FINANCIERE .....	24
2. CONTROLEURS LEGAUX DES COMPTES.....	25
2.1. COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES .....	25
2.2. COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLEANTS.....	25
3. INFORMATIONS FINANCIERES SELECTIONNEES.....	27
3.1. COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE SIMPLIFIE .....	28
3.2. BILAN CONSOLIDE SIMPLIFIE .....	29
3.3. TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES SIMPLIFIE .....	30
3.4. AUTRES DONNEES FINANCIERES .....	30
3.5. DONNEES OPERATIONNELLES.....	31
4. FACTEURS DE RISQUE .....	32
4.1. FACTEURS DE RISQUE .....	32
4.1.1. RISQUES LIES AU SECTEUR D'ACTIVITE .....	32
4.1.2. RISQUES REGLEMENTAIRES ET JURIDIQUES.....	33
4.1.3. RISQUES RELATIFS A L'ACTIVITE DE LA SOCIETE .....	37
4.2. GESTION DES RISQUES .....	47
4.3. ASSURANCE ET COUVERTURE DES RISQUES .....	47
5. INFORMATIONS CONCERNANT LA SOCIETE.....	49
5.1. HISTOIRE ET EVOLUTION DE LA SOCIETE .....	49
5.1.1. DENOMINATION SOCIALE .....	49
5.1.2. LIEU ET NUMERO D'ENREGISTREMENT DE LA SOCIETE .....	49
5.1.3. DATE DE CONSTITUTION ET DUREE DE LA SOCIETE .....	49
5.1.4. FORME JURIDIQUE, LEGISLATION APPLICABLE ET SIEGE SOCIAL .....	49
5.1.5. HISTORIQUE ET EVENEMENTS IMPORTANTS .....	49

5.2.	INVESTISSEMENTS .....	56
5.2.1.	INVESTISSEMENTS REALISES AU COURS DES EXERCICES 2012, 2013 ET 2014 56	
5.2.2.	PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN COURS DE REALISATION .....	57
5.2.3.	PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS ENVISAGES .....	58
6.	APERÇU DES ACTIVITES DU GROUPE.....	59
6.1.	PRESENTATION GENERALE DU GROUPE .....	59
6.1.1.	CONTEXTE.....	60
6.1.2.	LES AVANTAGES CONCURRENTIELS DU GROUPE .....	60
6.1.3.	VISION STRATEGIQUE .....	61
6.2.	PRESENTATION DES SECTEURS SUR LESQUELS INTERVIENT LE GROUPE.....	62
6.2.1.	LE MARCHÉ FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ .....	62
6.2.1.1.	STRUCTURE DU MARCHÉ .....	62
6.2.1.2.	CONCURRENCE / ACTEURS DE MARCHÉ.....	72
6.2.1.3.	ENVIRONNEMENT LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE .....	76
6.2.2.	LE MARCHÉ FRANÇAIS DU GAZ.....	77
6.2.2.1.	STRUCTURE DU MARCHÉ .....	77
6.2.2.2.	CONCURRENCE .....	84
6.2.2.3.	ENVIRONNEMENT LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE .....	90
6.3.	PRESENTATION DETAILLEE DES PRINCIPALES ACTIVITES DU GROUPE EN FRANCE 91	
6.3.1.	L'ACTIVITE DE COMMERCE.....	94
6.3.1.1.	L'ACTIVITE DE VENTE D'ÉNERGIE.....	94
6.3.1.1.1.	PRESENTATION ET STRATEGIE COMMERCIALE .....	94
6.3.1.1.2.	L'ACTIVITE PAR CATEGORIE DE CLIENTS .....	94
6.3.1.1.3.	LA RELATION CLIENTS.....	99
6.3.1.2.	L'ACTIVITE DE NEGOCE ET D'OPTIMISATION .....	102
6.3.2.	L'ACTIVITE DE PRODUCTION .....	105
6.3.2.1.	STRATEGIE .....	105
6.3.2.2.	ORGANISATION ET ROLE DE LA DIRECTION PRODUCTION.....	105
6.3.2.3.	LE DEVELOPPEMENT DE CENTRALES A CYCLE COMBINE GAZ NATUREL (CCGN) 106	
6.3.2.4.	LE POSITIONNEMENT DU GROUPE SUR LE RENOUVELLEMENT DES CONCESSIONS HYDROELECTRIQUES.....	111
6.3.2.5.	AUTRES: BIOGAZ, COGENERATION .....	115
6.4.	PRESENTATION DETAILLEE DES PRINCIPALES ACTIVITES DU GROUPE A L'INTERNATIONAL.....	116

6.4.1.	ACTIVITE EN BELGIQUE .....	116
6.4.1.1.	MARCHE ET CONCURRENCE .....	116
6.4.1.2.	STRATEGIE .....	119
6.4.1.3.	ACTIVITE DE FOURNITURE DE CLIENTS PARTICULIERS ET PETITS PROFESSIONNELS.....	119
6.4.2.	ACTIVITE DANS LE RESTE DU MONDE.....	120
7.	ORGANIGRAMME.....	121
7.1.	ORGANISATION DU GROUPE .....	121
7.2.	FILIALES ET PARTICIPATIONS .....	122
7.3.	PRINCIPAUX FLUX INTRA-GROUPE .....	125
8.	PROPRIETE IMMOBILIERE, USINES ET EQUIPEMENTS.....	126
8.1.	PROPRIETES IMMOBILIERES.....	126
8.2.	AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES .....	126
8.3.	ENVIRONNEMENT ET DEVELOPPEMENT DURABLE .....	127
9.	EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIERE ET DU RESULTAT .....	128
9.1.	PRESENTATION GENERALE .....	128
9.1.1.	INTRODUCTION .....	128
9.1.2.	FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LE RESULTAT .....	130
9.1.3.	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX ELEMENTS DU COMPTE DE RESULTAT .....	131
9.1.3.1.	PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES .....	131
9.1.3.2.	COUTS DES VENTES .....	132
9.1.3.3.	CHARGES DE PERSONNEL.....	132
9.1.3.4.	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS.....	132
9.1.3.5.	AMORTISSEMENTS .....	133
9.1.3.6.	RESULTAT OPERATIONNEL COURANT .....	133
9.1.3.7.	PRODUITS ET CHARGES NON RECURRENTS .....	134
9.1.3.8.	RESULTAT FINANCIER .....	134
9.1.3.9.	IMPOT SUR LES SOCIETES.....	134
9.1.3.10.	QUOTE-PART DE RESULTAT NET DES SOCIETES MISES EN EQUIVALENCE 135	
9.1.3.11.	RESULTAT NET DES ACTIVITES ABANDONNEES .....	135
9.1.3.12.	PRINCIPES COMPTABLES IMPORTANTS .....	135
9.2.	ANALYSE DES RESULTATS ANNUELS POUR LES EXERCICES 2014 ET 2013..	136
9.2.1.	PRESENTATION GENERALE .....	136
9.2.2.	COMPARABILITE DES EXERCICES.....	136
9.2.3.	COMMENTAIRES SUR LE COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES EXERCICES CLOS LE 31 DECEMBRE 2014 ET LE 31 DECEMBRE 2013 .....	137

9.2.3.1.	COMPTE DE RESULTAT SIMPLIFIE .....	137
9.2.3.2.	EVOLUTION DU CHIFFRE D’AFFAIRES (RUBRIQUE « PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES » DU COMPTE DE RESULTAT).....	138
9.2.3.3.	COUT DES VENTES .....	139
9.2.3.4.	MARGE BRUTE .....	139
9.2.3.5.	EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT.....	140
9.2.3.6.	EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL .....	141
9.2.3.7.	EVOLUTION DU RESULTAT NET ET DU RESULTAT NET PAR ACTION .....	142
9.3.	ANALYSE DES RESULTATS ANNUELS POUR LES EXERCICES 2013 ET 2012..	143
9.3.1.	PRESENTATION GENERALE .....	143
9.3.2.	COMPARABILITE DES EXERCICES.....	143
9.3.3.	COMMENTAIRES SUR LE COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES EXERCICES CLOS LE 31 DECEMBRE 2013 ET LE 31 DECEMBRE 2012 .....	144
9.3.3.1.	COMPTE DE RESULTAT SIMPLIFIE .....	144
9.3.3.2.	EVOLUTION DU CHIFFRE D’AFFAIRES (RUBRIQUE « PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES » DU COMPTE DE RESULTAT).....	145
9.3.3.3.	COUT DES VENTES .....	146
9.3.3.4.	MARGE BRUTE .....	146
9.3.3.5.	EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT.....	147
9.3.3.6.	EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL .....	148
9.3.3.7.	EVOLUTION DU RESULTAT NET ET DU RESULTAT NET PAR ACTION .....	149
9.4.	ANALYSE DES RESULTATS SEMESTRIELS AU 30 JUIN 2015 ET AU 30 JUIN 2014	150
9.4.1.	PRESENTATION GENERALE .....	150
9.4.2.	COMPARABILITE DES EXERCICES.....	151
9.4.3.	COMMENTAIRES SUR LE COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LA PERIODE DU 1ER JANVIER AU 30 JUIN 2015 ET LA PERIODE DU 1ER JANVIER AU 30 JUIN 2014 .....	151
9.4.3.1.	COMPTE DE RESULTAT SIMPLIFIE .....	151
9.4.3.2.	EVOLUTION DU CHIFFRE D’AFFAIRES (RUBRIQUE « PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES » DU COMPTE DE RESULTAT).....	152
9.4.3.3.	COUT DES VENTES .....	154
9.4.3.4.	MARGE BRUTE .....	155
9.4.3.5.	EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT.....	156
9.4.3.6.	EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL .....	157
9.4.3.7.	EVOLUTION DU RESULTAT NET ET DU RESULTAT NET PAR ACTION .....	157
10.	TRESORERIE ET CAPITAUX .....	159
10.1.	CAPITAUX PROPRES ET FINANCEMENTS EXTERNES DE LA SOCIETE .....	159

10.1.1.	FINANCEMENT EN CAPITAL .....	159
10.1.2.	FINANCEMENT PAR AVANCES ACTIONNAIRES .....	161
10.1.3.	FINANCEMENTS EXTERNES DE LA SOCIETE .....	161
10.2.	FLUX DE TRESORERIE DU GROUPE .....	164
10.2.1.	FLUX DE TRESORERIE POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DECEMBRE 2014, 2013 ET 2012 .....	164
10.2.1.1.	FLUX DE TRESORERIE DE LA SOCIETE PROVENANT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES .....	165
10.2.1.2.	FLUX DE TRESORERIE NETS DE DIRECT ENERGIE UTILISES DANS LES ACTIVITES D'INVESTISSEMENT .....	166
10.2.1.3.	FLUX DE TRESORERIE NETS DE DIRECT ENERGIE UTILISES DANS LES ACTIVITES DE FINANCEMENT .....	167
10.2.2.	FLUX DE TRESORERIE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2015 ET LE PREMIER SEMESTRE 2014 .....	168
10.2.2.1.	FLUX DE TRESORERIE DE LA SOCIETE PROVENANT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES .....	169
10.2.2.2.	FLUX DE TRESORERIE NETS DE DIRECT ENERGIE UTILISES DANS LES ACTIVITES D'INVESTISSEMENT .....	170
10.2.2.3.	FLUX DE TRESORERIE NETS DE DIRECT ENERGIE UTILISES DANS LES ACTIVITES DE FINANCEMENT .....	171
10.3.	ENGAGEMENTS HORS BILAN .....	172
10.4.	RESTRICTION A L'UTILISATION DE CAPITAUX .....	173
10.5.	SOURCES DE FINANCEMENT POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS .....	173
11.	RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES .....	174
11.1.	POLITIQUE D'INNOVATION .....	174
11.1.1.	LES PROJETS DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT .....	174
11.1.2.	ORGANISATION INTERNE DES ACTIVITES D'INNOVATION .....	175
11.2.	PROPRIETE INTELLECTUELLE .....	176
11.2.1.	BREVETS .....	176
11.2.2.	MARQUES ET NOMS DE DOMAINE .....	176
12.	INFORMATIONS SUR LES TENDANCES .....	178
12.1.	TENDANCES D'ACTIVITES .....	178
12.2.	PERSPECTIVES D'AVENIR .....	179
13.	PREVISIONS OU ESTIMATIONS DU BENEFICE .....	182
13.1.	HYPOTHESES .....	182
13.2.	PREVISIONS POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2015 .....	183
13.3.	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR DES PREVISIONS DE BENEFICE ...	183

14.	ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION .....	185
14.1.	CONSEIL D'ADMINISTRATION .....	185
14.1.1.	COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION .....	185
14.1.2.	MANDATS EN COURS ET MANDATS EXERCES AU COURS DES CINQ DERNIERES ANNEES PAR LES ADMINISTRATEURS ET LES CENSEURS EN EXERCICE..	187
14.1.3.	BIOGRAPHIES DES ADMINISTRATEURS ET DES CENSEURS EN EXERCICE ....	190
14.1.4.	ADMINISTRATEURS INDEPENDANTS .....	192
14.1.5.	REPRESENTATION EQUILIBREE DES FEMMES ET DES HOMMES .....	193
14.2.	PRESIDENT-DIRECTEUR GENERAL ET DIRECTEURS GENERAUX DELEGUES .	193
14.2.1.	PRESIDENT-DIRECTEUR GENERAL .....	193
14.2.2.	DIRECTEURS GENERAUX DELEGUES .....	193
14.3.	RESTRICTIONS CONCERNANT LA CESSION D' ACTIONS PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX .....	194
14.4.	DECLARATIONS RELATIVES AUX MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DE LA DIRECTION GENERALE .....	195
14.4.1.	ABSENCE DE CONDAMNATIONS ET FAILLITES.....	195
14.4.2.	ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX.....	195
14.4.3.	ABSENCE DE CONFLITS D'INTERETS .....	195
14.5.	COMITE EXECUTIF .....	197
14.5.1.	COMPOSITION DU COMITE EXECUTIF.....	197
15.	REMUNERATIONS ET AVANTAGES .....	199
15.1.	REMUNERATIONS DES MANDATAIRES SOCIAUX .....	199
15.2.	SOMMES PROVISIONNEES PAR LA SOCIETE AUX FINS DE VERSEMENT DE PENSIONS, RETRAITES ET AUTRES AVANTAGES AU PROFIT DES MANDATAIRES SOCIAUX .....	208
16.	FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION .....	209
16.1.	FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION.....	209
16.2.	INFORMATION SUR LES CONTRATS LIANT LES DIRIGEANTS ET LA SOCIETE	209
16.3.	COMITES SPECIALISES .....	210
<b>16.3.1.</b>	<b>COMITE D'AUDIT .....</b>	<b>210</b>
<b>16.3.2.</b>	<b>COMITE DE NOMINATION ET DES REMUNERATIONS .....</b>	<b>211</b>
16.4.	GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE.....	212
16.5.	CONTROLE INTERNE .....	214
17.	SALARIES.....	216
17.1.	RESSOURCES HUMAINES.....	216
17.2.	PARTICIPATIONS ET STOCKS OPTIONS.....	217



17.3.	INTERESSEMENT ET PARTICIPATION DU PERSONNEL .....	218
18.	PRINCIPAUX ACTIONNAIRES .....	220
18.1.	REPARTITION DU CAPITAL SOCIAL ET DES DROITS DE VOTE .....	220
18.1.1.	PRINCIPAUX ACTIONNAIRES .....	220
18.1.2.	MODIFICATIONS DANS LA REPARTITION DU CAPITAL AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES .....	221
18.2.	DROITS DE VOTE DES ACTIONNAIRES .....	223
18.3.	CONTROLE DIRECT OU INDIRECT DE LA SOCIETE .....	223
18.3.1.	INFORMATION SUR LES PACTES D’ACTIONNAIRES .....	223
18.3.2.	CADRE DU CONTROLE EXERCE PAR LES PRINCIPAUX ACTIONNAIRES SUR LA SOCIETE	227
<b>18.4.</b>	<b>ACCORDS SUSCEPTIBLES D’ENTRAINER UN CHANGEMENT DE CONTROLE</b>	<b>227</b>
19.	OPERATIONS AVEC LES APPARENTES.....	228
19.1.	CONVENTIONS INTRA-GROUPE .....	228
19.1.1.	CONVENTIONS DE TRESORERIE .....	228
19.1.2.	CONVENTIONS D’INTEGRATION FISCALE .....	228
19.1.3.	CONVENTIONS DE PRESTATIONS DE SERVICES.....	228
19.2.	CONVENTIONS CONCLUES AVEC DES SOCIETES APPARENTEES .....	229
19.2.1.	CONVENTIONS D’AVANCES EN COMPTES COURANTS.....	229
19.2.2.	CONVENTIONS D’ASSISTANCE ADMINISTRATIVE ET STRATEGIQUE.....	229
19.2.3.	CONVENTIONS FINANCIERES .....	229
19.3.	RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS REGLEMENTEES AU TITRE DE L’EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2014	230
19.4.	RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS REGLEMENTEES AU TITRE DE L’EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2013	232
19.5.	RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS REGLEMENTEES AU TITRE DE L’EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2012	236
20.	INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE LA SOCIETE .....	240
20.1.	COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LE REFERENTIEL IFRS.....	240
20.2.	INFORMATION PRO FORMA .....	240
20.3.	VERIFICATIONS DES INFORMATIONS FINANCIERES HISTORIQUES.....	241
20.3.1.	RAPPORT D’AUDIT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS TELLES QU’ADOPTÉES DANS L’UNION EUROPEENNE POUR L’EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2014.....	241

20.3.2.	RAPPORT D'AUDIT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS TELLES QU'ADOPTÉES DANS L'UNION EUROPEENNE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2013 .....	241
20.3.3.	RAPPORT D'AUDIT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS TELLES QU'ADOPTÉES DANS L'UNION EUROPEENNE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2012 .....	241
20.3.4.	RAPPORT D'EXAMEN LIMITE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS TELLES QU'ADOPTÉES DANS L'UNION EUROPEENNE POUR LA PERIODE DU 1ER JANVIER AU 30 JUIN 2015 241	241
20.4.	DATE DES DERNIERES INFORMATIONS FINANCIERES.....	241
20.5.	POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES .....	241
20.5.1.	DIVIDENDES VERSES AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES.....	241
20.5.2.	POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES .....	242
20.6.	PROCEDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE.....	242
20.7.	CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIERE OU COMMERCIALE .....	243
21.	INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES.....	244
21.1.	CAPITAL SOCIAL .....	244
21.1.1.	MONTANT DU CAPITAL SOCIAL .....	244
21.1.2.	ACTIONS NON REPRESENTATIVES DU CAPITAL.....	244
21.1.3.	ACTIONS DETENUEES PAR L'EMETTEUR OU SES FILIALES.....	244
21.1.4.	VALEURS MOBILIERES CONVERTIBLES, ECHANGEABLES OU ASSORTIES DE BONS DE SOUSCRIPTION.....	245
21.1.5.	CAPITAL SOCIAL AUTORISE NON EMIS .....	250
21.1.6.	OPTIONS SUR LE CAPITAL DE MEMBRES DU GROUPE.....	252
21.1.7.	HISTORIQUE DU CAPITAL SOCIAL .....	252
21.1.8.	ETAT DES NANTISSEMENTS PESANT SUR LES ACTIONS DE LA SOCIETE .....	254
21.2.	ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS .....	254
21.2.1.	OBJET SOCIAL .....	254
21.2.2.	ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION .....	255
21.2.2.1.	CONSEIL D'ADMINISTRATION (ARTICLES 13, 14, 16, 17, 18, 20 ET 21 DES STATUTS) .....	255
21.2.2.2.	DIRECTEUR GENERAL ET DIRECTEUR GENERAL DELEGUE (ARTICLE 19 DES STATUTS) .....	257
21.2.3.	DROITS, PRIVILEGES ET RESTRICTIONS ATTACHES AUX ACTIONS (ARTICLES 10, 12 ET 30 DES STATUTS).....	258
21.1.1.	MODIFICATION DES DROITS DES ACTIONNAIRES.....	259
21.1.2.	ASSEMBLEES GENERALES (ARTICLES 24 ET 25 DES STATUTS).....	259

21.1.3. DISPOSITIONS POUVANT RETARDER, DIFFERER OU EMPECHER UN CHANGEMENT DE CONTROLE .....	260
21.1.4. DIVULGATION DES FRANCHISSEMENTS DE SEUIL .....	261
21.1.5. MODIFICATION DU CAPITAL.....	261
22. CONTRATS IMPORTANTS .....	262
23. INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DECLARATIONS D'EXPERTS ET DECLARATIONS D'INTERETS .....	263
23.1. DESIGNATION DES EXPERTS .....	263
23.2. DESIGNATION DES TIERS.....	263
24. DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC .....	264
25. INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS.....	265
26. DEFINITIONS .....	266
<b>DEUXIEME PARTIE : PARTIE « NOTE D'OPERATION » (ANNEXE III DU REGLEMENT N°809/2004 DE LA COMMISSION EUROPEENNE) .....</b>	<b>267</b>
1. PERSONNES RESPONSABLES .....	267
1.4.1. COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES .....	267
1.4.2. COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS.....	267
2. FACTEURS DE RISQUES LIÉS AU TRANSFERT DE COTATION SUR LE COMPARTIMENT EURONEXT D'EURONEXT À PARIS .....	268
3. INFORMATIONS DE BASE.....	269
4. INFORMATIONS RELATIVES AUX VALEURS MOBILIÈRES DEVANT ÊTRE TRANSFERÉES DU MARCHÉ ALTERNEXT À EURONEXT .....	272
4.9.1. OFFRE PUBLIQUE OBLIGATOIRE .....	273
4.9.2. OFFRE PUBLIQUE DE RETRAIT ET RETRAIT OBLIGATOIRE .....	273
4.9.3. OFFRE PUBLIQUE D'ACHAT LANCÉE PAR DES TIERS SUR LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ DURANT LE DERNIER EXERCICE ET L'EXERCICE EN COURS .....	274
5. CONDITIONS DE L'OFFRE.....	276
5.1.1. CONDITIONS DE L'OFFRE .....	276
5.1.2. MONTANT DE L'OFFRE .....	276
5.1.3. PROCÉDURE ET PÉRIODE DE SOUSCRIPTION .....	276
5.1.4. RÉVOCATION/SUSPENSION DE L'OFFRE .....	276
5.1.5. RÉDUCTION DES ORDRES .....	276
5.1.6. MONTANT MINIMUM ET MONTANT MAXIMUM DES ORDRES.....	276
5.1.7. RÉVOCATION DES ORDRES.....	276
5.1.8. RÉGLEMENT-LIVRAISON DES ACTIONS.....	276
5.1.9. PUBLICATION DES RÉSULTATS DE L'OFFRE .....	277
5.1.10. DROITS PRÉFÉRENTIELS DE SOUSCRIPTION .....	277

5.2.1.	CATÉGORIES D'INVESTISSEURS POTENTIELS .....	277
5.2.2.	INTENTION DE SOUSCRIPTION DES PRINCIPAUX ACTIONNAIRES DE LA SOCIÉTÉ OU DES MEMBRES DE SES PRINCIPAUX ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION OU DE SURVEILLANCE OU DE QUICONQUE ENTENDRAIT PRENDRE UNE SOUSCRIPTION DE PLUS DE 5% .....	277
5.2.3.	INFORMATIONS SUR D'ÉVENTUELLES TRANCHES DE PRÉ-ALLOCATION .....	277
5.2.4.	NOTIFICATION AUX SOUSCRIPTEURS .....	277
5.2.5.	CLAUSE D'EXTENSION .....	277
5.3.1.	MÉTHODE DE FIXATION DU PRIX.....	277
5.3.2.	PUBLICITÉ DU PRIX DE L'OFFRE ET DES MODIFICATIONS DES PARAMÈTRES DE L'OFFRE .....	278
5.3.3.	ÉLÉMENTS DE VALORISATION .....	278
5.3.4.	DISPARITÉ DE PRIX .....	278
5.4.1.	COORDONNÉES DU CHEF DE FILE ET TENEUR DE LIVRE .....	278
5.4.2.	SERVICE FINANCIER ET DÉPOSITAIRE .....	278
5.4.3.	GARANTIE .....	278
6.	ADMISSION À LA NÉGOCIATION ET MODALITÉS DE NÉGOCIATION .....	279
7.	DÉTENTEURS DE VALEURS MOBILIÈRES SOUHAITANT LES VENDRE .....	280
8.	DÉPENSES LIÉES À L'OFFRE.....	281
9.	DILUTION .....	282
10.	INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES .....	283
	<b>ANNEXE 1 : COMPTES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DECEMBRE 2014, 2013 ET 2012 .....</b>	<b>284</b>
1.	COMPTES CONSOLIDES DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2014.....	284
2.	COMPTES CONSOLIDES DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2013.....	362
3.	COMPTES CONSOLIDES DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2012 .....	429
	<b>ANNEXE 2 : COMPTES CONSOLIDES SEMESTRIELS .....</b>	<b>500</b>

## RESUME DU PROSPECTUS

Visa AMF n° 15-586 en date du 16 novembre 2015

Le résumé se compose d'une série d'informations clés, désignées sous le terme d'« **Eléments** », qui sont présentés en cinq sections A à E et numérotées de A.1 à E.7.

Ce résumé contient l'ensemble des Eléments devant figurer dans le résumé d'un prospectus relatif à cette catégorie de valeurs mobilières et à ce type d'émetteur. Tous les Eléments ne devant pas être renseignés, la numérotation des Eléments dans le présent résumé n'est pas continue.

Il est possible qu'aucune information pertinente ne puisse être fournie au sujet d'un Élément donné qui doit figurer dans le présent résumé du fait de la catégorie de valeurs mobilières et du type d'émetteur concernés. Dans ce cas, une description sommaire de l'Élément concerné figure dans le résumé avec la mention « Sans objet ».

Section A – Avertissement		
<b>A.1</b>	<b>Avertissement au lecteur</b>	<p>Ce résumé doit être lu comme une introduction au Prospectus.</p> <p>Toute décision d'investir dans les titres financiers qui font l'objet de l'offre au public ou dont l'admission aux négociations sur un marché réglementé est demandée doit être fondée sur un examen exhaustif du Prospectus.</p> <p>Lorsqu'une action concernant l'information contenue dans le Prospectus est intentée devant un tribunal, l'investisseur plaignant peut, selon la législation nationale des États membres de la Communauté européenne ou parties à l'accord sur l'Espace économique européen, avoir à supporter les frais de traduction du Prospectus avant le début de la procédure judiciaire.</p> <p>Les personnes qui ont présenté le résumé, y compris le cas échéant sa traduction et en ont demandé la notification au sens de l'article 212-41 du règlement général de l'AMF, n'engagent leur responsabilité civile que si le contenu du résumé est trompeur, inexact ou contradictoire par rapport aux autres parties du Prospectus, ou s'il ne fournit pas, lu en combinaison avec les autres parties du Prospectus, les informations clés permettant d'aider les investisseurs lorsqu'ils envisagent d'investir dans ces titres financiers.</p>
<b>A.2</b>	<b>Consentement de l'émetteur sur l'utilisation du prospectus</b>	Sans objet.

Section B – Informations sur l'émetteur		
<b>B.1</b>	<b>Raison sociale et nom commercial</b>	<p>- Dénomination sociale : Direct Energie (la « <b>Société</b> » et avec l'ensemble de ses filiales consolidées, le « <b>Groupe</b> ») ;</p> <p>- Nom commercial : « Direct Energie »</p>
<b>B.2</b>	<b>Siège social / Forme juridique / Droit</b>	<p>- Siège social : 2 bis, rue Louis Armand – 75015 Paris ;</p> <p>- Forme juridique : société anonyme à conseil d'administration ;</p> <p>- Droit applicable : droit français ;</p>

	<b>applicable / Pays d'origine</b>	- Pays d'origine : France.
<b>B.3</b>	<b>Description des opérations effectuées par l'émetteur et de ses principales activités</b>	<p>Troisième acteur français de l'énergie, le Groupe Direct Energie est le premier opérateur indépendant sur le marché français de la fourniture d'électricité et de gaz naturel. Au 31 décembre 2014, le Groupe fournissait de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 1,28 millions de sites clients en France.</p> <p>Le Groupe intervient sur tous les segments de ce marché (clients particuliers, professionnels, entreprises et collectivités) et poursuit une stratégie d'intégration verticale pour être présent sur toute la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux services liés à l'énergie au sein du foyer.</p> <p>Le Groupe poursuit également une stratégie de développement à l'international, entamée avec le lancement d'une activité de fourniture d'énergie en Belgique en 2014.</p>
<b>B.4a</b>	<b>Principales tendances récentes ayant des répercussions sur l'émetteur et ses secteurs d'activité</b>	<p>L'accélération de la dynamique commerciale, qui s'était traduite sur le premier semestre 2015 par l'acquisition de 229 000 nouveaux sites clients, et avait contribué à la croissance du chiffre d'affaires (incluant la marge sur l'activité d'Energy Management) de 19,7% par rapport au premier semestre 2014, pour atteindre 505,6 M€ (contre 422,6 M€ au premier semestre 2014), s'est poursuivie, après la clôture semestrielle.</p> <p>Sur le troisième trimestre de l'exercice 2015, le chiffre d'affaires du Groupe s'est ainsi établi à 180,6 M€, affichant une nouvelle progression de 25,3% par rapport à la période correspondante de l'exercice 2014. Cette dynamique commerciale est en ligne avec les niveaux d'activité enregistrés par le Groupe depuis le début d'année, le chiffre d'affaires sur les neuf premiers mois d'exercice étant en croissance de 21,1% par rapport à 2014.</p> <p>Depuis le début de l'année, Direct Energie a acquis 415 000 sites clients, dont 186 000 sur le seul troisième trimestre permettant au Groupe d'envisager l'acquisition d'au moins 540 000 nouveaux sites clients sur l'année 2015. Au 30 septembre 2015, le portefeuille s'établissait à 1 497 000 sites clients.</p> <p>Par ailleurs, le Groupe a annoncé la signature, le 1<sup>er</sup> octobre 2015, d'un contrat d'acquisition portant sur 100% du capital de la société 3CB qui détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz de 408MW à Bayet dans l'Allier, pour un montant de près de 45M€. La Société projette de finaliser l'opération, qui reste soumise à la levée de conditions suspensives, au plus tôt en fin d'année 2015. Compte tenu de ce calendrier, il n'y aura aucun impact significatif sur l'Ebitda et le résultat opérationnel courant 2015. Cette acquisition s'inscrit parfaitement dans la stratégie d'intégration verticale du Groupe.</p> <p>Le Groupe a par ailleurs cédé ses activités de distribution le 1<sup>er</sup> octobre 2015. Celles-ci étaient enregistrées en actifs détenus en vue de la vente dans les comptes consolidés résumés au 30 juin 2015, ce qui avait eu pour conséquence l'enregistrement d'un résultat net de ces activités abandonnées de (1,2) M€. La cession effective de ces activités n'aura pas d'impact significatif complémentaire sur le résultat au cours du deuxième semestre 2015.</p>

		<p>Enfin, le Groupe a constitué, le 26 octobre 2015, une société de projet dénommée CO BIOGAZ, en partenariat avec la coopérative agricole Triskalia (18.000 adhérents), la SEMAEB (société d'économie mixte d'aménagement et d'énergie de la région) ainsi que la Caisse des dépôts, afin de développer la construction et l'exploitation d'unités de méthanisation à la ferme et de collecte du biogaz, d'une capacité de production de 22 GWh/an en moyenne, pour injection en un point unique sur le réseau de GRT Gaz.</p>
<p><b>B.5</b></p>	<p><b>Description du Groupe et de la place de l'émetteur dans le Groupe</b></p>	<p>L'émetteur est la Société tête de Groupe, laquelle détient directement ou indirectement une participation majoritaire dans les Filiales.</p> <p>Depuis la cession de ses activités de distribution au cours du quatrième trimestre 2015, le Groupe est organisé autour de deux activités principales : le commerce (vente d'énergie, négoce et optimisation) et la production d'électricité et de gaz.</p> <p>À la date du visa sur le Prospectus, l'organisation juridique du Groupe est la suivante :</p> <div data-bbox="478 851 1420 1366" data-label="Diagram"> </div> <p>Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.</p>
<p><b>B.6</b></p>	<p><b>Principaux actionnaires et contrôle de l'émetteur</b></p>	<p>A la date du Prospectus, et sur la base des informations portées à la connaissance de la Société, la répartition de l'actionnariat de la Société ressort comme suit :</p>

		Actionnaires	Nombre de titres détenus	Pourcentage de capital et de droit de vote																																																					
		IMPALA SAS	14 367 753	35,22%																																																					
		LOV GROUP INVEST	4 474 547	10,97%																																																					
		EBM TRIRHENA AG	4 167 872	10,22%																																																					
		AMS INDUSTRIES	6 015 806	14,75%																																																					
		<b>CONCERT MAJORITAIRE</b>	<b>29 025 978</b>	<b>71,15%</b>																																																					
		LUXEMPART	4 091 741	10,03%																																																					
		ECOFIN	1 866 318	4,58%																																																					
		<b>CONCERT ECOFIN-LUXEMPART</b>	<b>5 958 059</b>	<b>14,61%</b>																																																					
		Management et autres	2 108 019	5,17%																																																					
		Flottant*	3 700 909	9,07%																																																					
		<b>TOTAL</b>	<b>40 792 965</b>	<b>100%</b>																																																					
<p>* Calculé selon la définition des indices Euronext (i.e exclusion faite : des participations supérieures à 5% sauf mutual fund et fonds de retraite et des participations détenues par les dirigeants, administrateurs, employés, actionnaires liés par un pacte, état et auto-détention.)</p> <p>Le concert, formé par les sociétés IMPALA SAS, LOV GROUP INVEST, EBM TRIRHENA AG et AMS INDUSTRIES (parties à un pacte d'actionnaires conclu le 8 janvier 2015, remplaçant un précédent pacte conclu le 1<sup>er</sup> juin 2012), contrôle la Société.</p>																																																									
<b>B.7</b>	<b>Informations financières historiques et changement significatif depuis les dernières informations financières historiques</b>	<p>Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous dans les tableaux intitulés « compte de résultat consolidé simplifié », « bilan consolidé simplifié », « tableau de flux de trésorerie consolidés simplifié » et « autres données financières » ont été auditées par les commissaires aux comptes de la Société pour les exercices clos le 31 décembre 2012, le 31 décembre 2013 et le 31 décembre 2014 et ont fait l'objet d'un examen limité pour le semestre clos le 30 juin 2015.</p> <p>Compte de résultat consolidé simplifié<sup>1</sup> :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Données consolidées en M€</th> <th colspan="3">Exercice clos le 31 décembre</th> <th colspan="2">6 mois au 30 juin</th> </tr> <tr> <th>2014 Publié</th> <th>2013 Retraité*</th> <th>2012 Publié</th> <th>2015</th> <th>2014 Retraité**</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Produits des activités ordinaires</td> <td>809,9</td> <td>748,9</td> <td>590,7</td> <td>505,7</td> <td>422,6</td> </tr> <tr> <td>Marge brute</td> <td>120,3</td> <td>106,2</td> <td>102,6</td> <td>78,4</td> <td>61,5</td> </tr> <tr> <td>Résultat Opérationnel Courant</td> <td>24,0</td> <td>5,8</td> <td>(5,0)</td> <td>22,7</td> <td>13,2</td> </tr> <tr> <td>Résultat Opérationnel</td> <td>15,2</td> <td>7,8</td> <td>(14,3)</td> <td>26,1</td> <td>9,6</td> </tr> <tr> <td>Résultat financier</td> <td>(1,5)</td> <td>(1,3)</td> <td>(3,5)</td> <td>(1,5)</td> <td>(0,4)</td> </tr> <tr> <td>Résultat net des activités poursuivies</td> <td>15,2</td> <td>6,4</td> <td>4,0</td> <td>24,4</td> <td>10,0</td> </tr> <tr> <td><b>Résultat Net</b></td> <td><b>15,2</b></td> <td><b>6,4</b></td> <td><b>4,5</b></td> <td><b>23,2</b></td> <td><b>10,0</b></td> </tr> </tbody> </table> <p><small>* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"</small></p> <p><small>** L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"</small></p>			Données consolidées en M€	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin		2014 Publié	2013 Retraité*	2012 Publié	2015	2014 Retraité**	Produits des activités ordinaires	809,9	748,9	590,7	505,7	422,6	Marge brute	120,3	106,2	102,6	78,4	61,5	Résultat Opérationnel Courant	24,0	5,8	(5,0)	22,7	13,2	Résultat Opérationnel	15,2	7,8	(14,3)	26,1	9,6	Résultat financier	(1,5)	(1,3)	(3,5)	(1,5)	(0,4)	Résultat net des activités poursuivies	15,2	6,4	4,0	24,4	10,0	<b>Résultat Net</b>	<b>15,2</b>	<b>6,4</b>	<b>4,5</b>	<b>23,2</b>	<b>10,0</b>
Données consolidées en M€	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin																																																					
	2014 Publié	2013 Retraité*	2012 Publié	2015	2014 Retraité**																																																				
Produits des activités ordinaires	809,9	748,9	590,7	505,7	422,6																																																				
Marge brute	120,3	106,2	102,6	78,4	61,5																																																				
Résultat Opérationnel Courant	24,0	5,8	(5,0)	22,7	13,2																																																				
Résultat Opérationnel	15,2	7,8	(14,3)	26,1	9,6																																																				
Résultat financier	(1,5)	(1,3)	(3,5)	(1,5)	(0,4)																																																				
Résultat net des activités poursuivies	15,2	6,4	4,0	24,4	10,0																																																				
<b>Résultat Net</b>	<b>15,2</b>	<b>6,4</b>	<b>4,5</b>	<b>23,2</b>	<b>10,0</b>																																																				

<sup>1</sup> La marge brute correspond à la différence entre les produits des activités ordinaires et le coût des ventes. Le résultat opérationnel courant est calculé par déduction des charges de personnel, des autres produits et charges opérationnels, et des amortissements de la marge brute.



## Bilan consolidé simplifié :

Données consolidées en M€	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin 2015	31 décembre 2014 retraité**
	2014 publié	2013 retraité*	2012 publié		
Immobilisations incorporelles	40,7	41,3	57,6	39,4	40,7
Immobilisations corporelles	4,9	8,1	13,4	4,4	4,9
Impôts différés actifs	11,1	6,0	1,8	11,1	10,7
Autres actifs non courants	18,0	22,2	10,0	35,6	18,0
<b>ACTIFS NON COURANTS</b>	<b>74,8</b>	<b>77,5</b>	<b>82,8</b>	<b>90,5</b>	<b>74,4</b>
Stocks	26,9	11,2	14,7	21,0	26,9
Clients et comptes rattachés	130,7	124,5	124,9	178,9	130,7
Autres actifs courants	103,0	25,1	21,2	107,9	103,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	31,6	29,3	58,3	18,3	31,6
<b>ACTIFS COURANTS</b>	<b>292,2</b>	<b>190,2</b>	<b>219,1</b>	<b>326,0</b>	<b>292,2</b>
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>367,0</b>	<b>267,7</b>	<b>301,9</b>	<b>420,2</b>	<b>366,6</b>
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>35,3</b>	<b>34,6</b>	<b>20,4</b>	<b>74,1</b>	<b>36,0</b>
Autres passifs financiers non courants	55,7	0,3	0,1	55,2	55,7
Autres passifs non courants	22,0	9,4	2,6	40,7	22,0
Impôts différés passifs	8,1	4,6	1,1	7,3	8,1
<b>PASSIFS NON COURANTS</b>	<b>85,8</b>	<b>14,3</b>	<b>3,8</b>	<b>103,2</b>	<b>85,8</b>
Fournisseurs et comptes rattachés	115,8	103,3	103,6	89,6	115,8
Autres passifs financiers courants	8,2	0,6	49,2	28,8	8,2
Autres passifs courants	122,0	114,9	124,9	124,5	120,9
<b>PASSIFS COURANTS</b>	<b>245,9</b>	<b>218,8</b>	<b>277,7</b>	<b>242,9</b>	<b>244,8</b>
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>	<b>367,0</b>	<b>267,7</b>	<b>301,9</b>	<b>420,2</b>	<b>366,6</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

\*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

## Tableau de flux de trésorerie consolidé simplifié :

Données consolidées en M€	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin	
	2014 Publié	2013 Retraité*	2012 Publié	2015	2014 Retraité**
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>(1,0)</b>	<b>35,1</b>	<b>8,7</b>	<b>(15,0)</b>	<b>(27,0)</b>
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(51,4)</b>	<b>(18,3)</b>	<b>83,5</b>	<b>(16,4)</b>	<b>(6,9)</b>
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>54,4</b>	<b>(45,1)</b>	<b>(37,7)</b>	<b>17,7</b>	<b>1,2</b>
<b>Variation nette de la trésorerie</b>	<b>2,0</b>	<b>(28,4)</b>	<b>54,5</b>	<b>(13,7)</b>	<b>(32,8)</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	29,3	57,7	3,8	31,3	29,3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	31,3	29,3	58,3	17,6	(3,4)

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

\*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

## Autres données financières :

Données consolidées en M€	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin	
	2014 Publié	2013 Retraité*	2012 Publié	2015	2014 Retraité**
<b>Dépenses d'investissements (acquisitions d'immobilisations)</b>	<b>(21,6)</b>	<b>(12,8)</b>	<b>(10,2)</b>	<b>(12,2)</b>	<b>(9,1)</b>
<b>Dettes financières hors appels de marge</b>	<b>57,3</b>	<b>0,9</b>	<b>49,3</b>	<b>83,0</b>	<b>12,5</b>
<b>Trésorerie active</b>	<b>59,5</b>	<b>30,2</b>	<b>59,1</b>	<b>46,3</b>	<b>6,7</b>
<b>Dettes financières nettes</b>	<b>(2,2)</b>	<b>(29,3)</b>	<b>(9,8)</b>	<b>36,7</b>	<b>5,8</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

\*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

<b>B.8</b>	<b>Informations financières pro forma</b>	Sans objet.
<b>B.9</b>	<b>Prévision ou estimation du bénéfice</b>	<p>Sur la base de températures et conditions climatiques conformes aux normales de saison, le Groupe considère que :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- la progression du chiffre d'affaires consolidé au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015 devrait être supérieure à 20% par rapport au chiffre d'affaires consolidé de l'exercice clos le 31 décembre 2014 ;</li> <li>- le Résultat Opérationnel Courant devrait s'établir en 2015 à environ 33 millions d'euros, soit une hausse supérieure à 35% par rapport au Résultat Opérationnel Courant 2014, qui s'élevait à 24 millions d'euros.</li> </ul>
<b>B.10</b>	<b>Réserves sur les informations financières historiques</b>	Sans objet.
<b>B.11</b>	<b>Fonds de roulement net</b>	La Société atteste que, de son point de vue, le fonds de roulement net consolidé du Groupe est suffisant au regard de ses obligations actuelles au cours des 12 prochains mois à compter de la date du visa sur le Prospectus.
<b>Section C – Valeurs mobilières</b>		
<b>C.1</b>	<b>Nature, catégorie et numéro d'identification des actions</b>	<p>Les 40.792.965 actions existantes composant le capital émis de la Société à la date du présent Prospectus sont des actions ordinaires de la Société, toutes de même catégorie.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Code ISIN : FR0004191674</li> <li>- Mnémonique : ALDIR</li> <li>- Classification ICB : 7535, Electricité</li> <li>- Lieu de cotation : transfert d'Alternext à Euronext (Compartiment B) d'Euronext à Paris</li> </ul>
<b>C.2</b>	<b>Devise d'émission</b>	Sans objet.
<b>C.3</b>	<b>Nombre d'actions émises / Valeur nominale des actions</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nombre d'actions émises : Sans objet.</li> <li>- Valeur nominale par action : 0,10 €</li> </ul>
<b>C.4</b>	<b>Droits attachés aux valeurs mobilières</b>	<p>En l'état actuel de la législation française et des statuts de la Société, les principaux droits attachés aux actions de la Société sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- droit à dividendes ;</li> <li>- droit de vote, étant précisé qu'un droit de vote double sera attribué à toute action entièrement libérée pour laquelle il sera justifié d'une inscription nominative pendant une durée consécutive de deux ans au minimum, au nom d'un même actionnaire ;</li> <li>- droit préférentiel de souscription de titres de même catégorie ; et</li> <li>- droit de participation à tout excédent en cas de liquidation.</li> </ul>

<b>C.5</b>	<b>Restriction imposée à la libre négociabilité des valeurs mobilières</b>	Aucune clause statutaire ne restreint la libre négociation des actions composant le capital de la Société.
<b>C.6</b>	<b>Existence d'une demande d'admission à la négociation sur un marché réglementé</b>	Les actions existantes ont fait l'objet d'une demande d'admission aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris. Elles seront admises aux négociations sur ce marché à compter du 19 novembre 2015 et seront négociées sous le code ISIN existant FR0004191674.
<b>C.7</b>	<b>Politique en matière de dividendes</b>	<p>Au titre des trois derniers exercices, la Société n'a distribué des dividendes qu'à l'issue de la clôture des comptes 2014.e</p> <p>Ainsi, la Société a décidé, à l'occasion de son Conseil d'administration d'arrêté des comptes annuels 2014 puis de son assemblée générale mixte du 26 mai 2015, le versement d'un dividende d'un montant nominal de 0,15€ par action, mis en paiement le 9 juin 2015 sur la base du nombre d'actions composant le capital à la clôture du 4 juin 2015. La part du bénéfice distribuable correspondant aux actions auto-détenues a été affectée au report à nouveau, si bien que le montant net de la distribution s'est élevé à 6 117 759,45 €.</p> <p>Compte tenu de la stratégie de développement envisagée par le Groupe, il n'est pas prévu d'arrêter dans les 12 prochains mois une politique de versement de dividendes.</p> <p>Cependant, le Conseil d'administration de la Société étudiera annuellement l'opportunité de verser un dividende en considérant les conditions générales de l'environnement économique, les conditions spécifiques à son secteur d'activité, les résultats du Groupe, sa situation financière, les intérêts de ses actionnaires ainsi que tout autre facteur qu'il jugera pertinent.</p>
<b>Section D – Risques</b>		
<b>D.1</b>	<b>Principaux risques propres à l'émetteur et à son secteur d'activité</b>	<p>Les principaux facteurs de risque propres à la Société, au Groupe et à son secteur d'activité figurent ci-après. Il s'agit :</p> <p>(i) Des risques liés au secteur d'activité, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les risques associés à la poursuite d'une stratégie de développement de la Société face aux fournisseurs historiques d'électricité et de gaz ;</li> <li>▪ Les risques d'intensification de la concurrence.</li> </ul> <p>(ii) Des risques réglementaires et juridiques, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les risques d'évolution des tarifs réglementés de vente (TRV) à l'aval et à l'amont (ARENH, TURPE, ATRD, ATRT,...) ;</li> <li>▪ Les risques liés au fait que le cadre réglementaire et juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'électricité et du gaz pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant ;</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les risques relatifs aux autorisations ministérielles et administratives permettant à la Société d'exercer ses activités ;</li> <li>▪ Les risques liés aux obligations d'efficacité énergétique ;</li> <li>▪ Les risques liés aux procédures judiciaires, administratives ou arbitrales, communautaires.</li> </ul> <p>(iii) Des risques relatifs à l'activité de la Société, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Les risques clients, notamment :</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les risques de défaillance de ses clients (au cours des années 2014, 2013 et 2012 la charge d'impayés enregistrée dans ses comptes consolidés par la Société, s'est élevée à respectivement 2%, 2,2% et 3,5% du chiffre d'affaires consolidé hors Energy Management) ;</li> <li>▪ Le risque de prévision inexacte des volumes d'énergie consommés par ses clients ;</li> </ul> </li> <li>– <i>Les risques de marché, notamment :</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les risques de fluctuation des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés de gros, ainsi qu'à leur volatilité ;</li> <li>▪ Le risque de contrepartie ;</li> <li>▪ Le risque de volatilité des cours de l'action de la Société ;</li> </ul> </li> <li>– <i>Les risques financiers, notamment :</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les risques liés à l'émission des garanties bancaires nécessaires à son activité et à l'immobilisation de la trésorerie associée aux versements des appels de marge éventuels ;</li> <li>▪ Le risque de taux dans le cadre des emprunts souscrits ou à souscrire ;</li> <li>▪ Le risque de liquidité ;</li> </ul> </li> <li>– <i>Les risques industriels, notamment :</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les risques juridiques pesant sur les projets industriels ;</li> <li>▪ Les risques liés aux retards de début d'exploitation des centrales de production ;</li> <li>▪ Le risque relatif à l'évolution des prix des matières premières pour la fourniture de gaz à la filière CCGN ;</li> <li>▪ Le risque économique des installations ;</li> </ul> </li> <li>– <i>Les risques liés au développement de la Société, notamment :</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les risques liés aux acquisitions ;</li> <li>▪ Les risques liés à l'internationalisation de l'activité ;</li> <li>▪ Le risque de ne pas disposer des financements nécessaires au développement de son activité ;</li> </ul> </li> <li>– <i>D'autres risques, notamment :</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Le risque d'être pénalisée par une conjoncture économique défavorable ;</li> <li>▪ Les risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité ;</li> <li>▪ Le risque de défaillance de ses sous-traitants et de ses prestataires</li> </ul> </li> </ul>
--	--	--

		<p>de services ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Le risque de défaillance de ses processus opérationnels ;</li> <li>▪ Le risque de défaillance de ses systèmes informatiques ;</li> <li>▪ Le risque d'image ;</li> <li>▪ Le risque de dépendance à l'égard de dirigeants et de cadres-clés que la Société pourrait ne pas réussir à retenir ;</li> <li>▪ Le risque de surcoût des charges salariales en fonction des conventions collectives applicables et de sa croissance ;</li> <li>▪ Le risque de modification des normes comptables internationales ou de leur interprétation.</li> </ul>
<b>D.3</b>	<b>Principaux risques propres aux actions de la Société</b>	<p>Les principaux facteurs de risque liés aux actions de la Société figurent ci-après. Il s'agit :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Du risque de volatilité du prix de marché des actions ;</li> <li>– Des risques liés à l'absence de cotation antérieure sur un marché réglementé.</li> </ul>
<b>Section E – Offre</b>		
<b>E.1</b>	<b>Montant total net du produit de l'offre</b>	Sans objet.
<b>E.2a</b>	<b>Raisons motivant le processus de transfert</b>	<p>Le transfert des actions de la Société du marché Alternext au marché réglementé Euronext à Paris a pour but :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– d'accéder à un marché réglementé et ainsi à une base d'investisseurs potentiels plus large en France et à l'étranger ;</li> <li>– d'accroître la notoriété de la Société ;</li> <li>– de favoriser la liquidité du titre Direct Energie ;</li> <li>– de pouvoir ultérieurement faire appel au marché dans de meilleures conditions pour contribuer au financement de son développement.</li> </ul> <p>Dans le cadre du transfert des actions de la Société du marché Alternext au marché réglementé Euronext d'Euronext à Paris, il est précisé que la Société ne procède à aucune émission de titres nouveaux ni placement de titres existants.</p>
<b>E.3</b>	<b>Modalités et conditions du transfert</b>	<p><u>Calendrier du transfert :</u></p> <p>16 novembre 2015 : Visa de l'AMF sur le Prospectus  17 novembre 2015 :  <ul style="list-style-type: none"> <li>– Publication d'un communiqué de presse par la Société avant bourse</li> <li>– Avis d'Euronext Paris de transfert du marché Alternext au marché réglementé Euronext</li> </ul> 18 novembre 2015 : Radiation des actions du marché Alternext à la fin de la séance de bourse  19 novembre 2015 : Cotation des actions Direct Energie sur le marché réglementé Euronext</p>
<b>E.4</b>	<b>Intérêt pouvant</b>	Sans objet.

	<b>influer sensiblement sur l'émission</b>	
<b>E.5</b>	<b>Personne ou entité offrant de vendre des valeurs mobilières et convention de blocage</b>	Sans objet.
<b>E.6</b>	<b>Montant et pourcentage de la dilution</b>	Sans objet.
<b>E.7</b>	<b>Dépenses facturées à l'investisseur par l'émetteur</b>	Sans objet.

## **1. PERSONNES RESPONSABLES**

### **1.1. RESPONSABLE DU PROSPECTUS**

Monsieur Xavier Caïtuoli, Président du Conseil d'Administration et Directeur Général de la Société.

### **1.2. ATTESTATION DE LA PERSONNE RESPONSABLE**

*« J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Prospectus sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.*

*J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes donnés dans le présent Prospectus ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Prospectus.*

*Cette lettre ne contient pas d'observation.*

*Les informations financières historiques présentées dans le présent Prospectus ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux figurant aux Annexes 1 et 2 du Prospectus.*

*Le rapport d'examen limité des contrôleurs légaux relatif aux comptes consolidés résumés pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2015 figurant à l'Annexe 2 du Prospectus contient l'observation suivante :*

*« Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.2 et 2 de l'annexe qui exposent l'application de l'interprétation IFRIC 21 « Droits et taxes » et son impact sur la comparabilité des exercices. »*

*Le rapport d'audit des contrôleurs légaux relatif aux états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 figurant à l'Annexe 1 du Prospectus contient l'observation suivante :*

*« Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1.3 « Changement de présentation du compte de résultat » de l'annexe concernant le changement de présentation de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés d'énergie non qualifiés de couverture dans le compte de résultat. »*

*Le rapport d'audit des contrôleurs légaux relatif aux états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 figurant à l'Annexe 1 du Prospectus ne contient pas d'observation.*

*Le rapport d'audit des contrôleurs légaux relatif aux états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 figurant à l'Annexe 1 du Prospectus contient l'observation suivante :*

*« Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes de l'annexe :*

- *la fusion entre Poweo et Direct Energie en date du 11 juillet 2012 et ses conséquences sur les comptes consolidés (note 4.1) ;*
- *la renonciation à l'exercice des options d'achats Poweo Production et ses incidences sur les comptes consolidés (note 4.2). »*

Paris, le 16 novembre 2015

*Xavier Caïtucoli*  
*Président du Conseil d'Administration et Directeur Général*

---

1.3. RESPONSABLE DE L'INFORMATION FINANCIERE

Louis-Mathieu Perrin

Fonction : Directeur Administratif et Financier

Adresse : 2bis, rue Louis Armand, 75015 Paris

Téléphone : 01 73 03 77 01

Télécopie : 01 73 03 80 93

Courriel : [information-financière@direct-energie.com](mailto:information-financière@direct-energie.com)



## 2. CONTROLEURS LEGAUX DES COMPTES

### 2.1. COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

#### **DELOITTE ET ASSOCIES**

Représenté par Monsieur François-Xavier Ameye  
185, Avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly sur Seine  
572 028 041 RCS NANTERRE

Date de début du premier mandat : assemblée générale ordinaire réunie le 8 juin 2012.

Date d'expiration du mandat en cours : assemblée générale annuelle appelée à statuer en 2018 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

La nomination de la société DELOITTE ET ASSOCIES est intervenue à l'expiration du mandat de GRANT THORNTON, représentée alors par Monsieur Vincent Papazian, nommée Commissaire aux comptes titulaire de la Société par l'assemblée générale du 15 mai 2006.

DELOITTE ET ASSOCIES est inscrite à la Compagnie Régionale des Commissaires aux Comptes de Versailles.

#### **ERNST & YOUNG ET AUTRES**

Représenté par Monsieur Philippe Diu  
1-2, Place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris la Défense 1  
438 476 913 RCS NANTERRE

Date de début du premier mandat : lors de la constitution de la société le 29 avril 2002.

Dates de renouvellement : assemblée générale ordinaire des 25 juin 2008 et 14 mai 2014.

Date d'expiration du mandat en cours : assemblée générale annuelle appelée à statuer en 2020 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

La nomination de la société ERNST & YOUNG ET AUTRES est intervenue à la suite de la fusion absorption en 2006 de la société BARBIER FRINAULT & CIE, représentée alors par Madame Isabelle Santenac, nommée Commissaire aux comptes à la création de la Société en 2002.

ERNST & YOUNG ET AUTRES est inscrite à la Compagnie Régionale des Commissaires aux Comptes de Versailles.

### 2.2. COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLEANTS

#### **BEAS**

Représenté par Monsieur Jean-Paul Seguret  
195, Avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly sur Seine  
315 172 445 RCS NANTERRE

Date de début du premier mandat : assemblée générale ordinaire réunie le 8 juin 2012.

Date d'expiration du mandat en cours : assemblée générale annuelle appelée à statuer en 2018 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

La nomination de la société BEAS est intervenue à l'expiration du mandat d'IGEC, représentée alors par Monsieur Victor Amselem, nommée Commissaire aux comptes suppléant de la Société par l'assemblée générale du 15 mai 2006.

BEAS est inscrite à la Compagnie Régionale des Commissaires aux Comptes de Versailles.

**AUDITEX**

Représenté par Monsieur Christian Scholer  
1-2, Place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris la Défense 1  
377 652 938 RCS NANTERRE

Date de début du premier mandat : assemblée générale ordinaire réunie le 9 juin 2009.

Date de renouvellement : assemblée générale ordinaire du 14 mai 2014.

Date d'expiration du mandat en cours : assemblée générale annuelle appelée à statuer en 2020 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

La nomination de la société AUDITEX est intervenue à la suite de la démission de Monsieur Philippe Peuch-Lestrade, nommé Commissaire aux comptes suppléant à la création de la Société en 2002 et renouvelé dans ses fonctions par l'assemblée générale du 25 juin 2008.

AUDITEX est inscrite à la Compagnie Régionale des Commissaires aux Comptes de Versailles.

Durant la période couverte par les informations financières historiques, il n'y a pas eu de mise à l'écart de contrôleurs légaux par la Société.

### 3. INFORMATIONS FINANCIERES SELECTIONNEES

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous dans les tableaux intitulés « compte de résultat consolidé simplifié », « bilan consolidé simplifié », « tableau de flux de trésorerie consolidés simplifié » et « autres données financières » pour les exercices clos le 31 décembre 2012, le 31 décembre 2013 et le 31 décembre 2014 ont été auditées par les commissaires aux comptes de la Société.

Les méthodes et principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2014 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes consolidés au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012, à l'exception :

- Des normes, amendements et interprétations IFRS d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014, et qui n'avaient pas été appliqués par anticipation par le Groupe. Ces normes, amendements et interprétations IFRS, et notamment les normes IFRS 10, 11 et 12 sont détaillés dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, présentée en Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*) ;
- Du changement volontaire de présentation du compte de résultat mis en œuvre par le Groupe en 2014, détaillé dans la note 1.3 « Changement de présentation du compte de résultat » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, présentée en Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*).

Compte tenu du caractère rétroactif de l'application de ces changements, les états financiers 2013 présentés comme comparatifs aux états financiers 2014 ont été retraités, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » et présenté dans la note 2 « Comparabilité des exercices » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, présentée en Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*).

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous dans les tableaux intitulés « compte de résultat consolidé simplifié », « bilan consolidé simplifié », « tableau de flux de trésorerie consolidés simplifié » et « autres données financières » pour la période close le 30 juin 2015 ont fait l'objet d'une revue limitée par les commissaires aux comptes de la Société.

Les méthodes et principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 30 juin 2015 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes consolidés au 31 décembre 2014, à l'exception des normes, amendements et interprétations IFRS d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015 et qui n'avaient pas été appliqués par anticipation par le Groupe. Ces normes, amendements et interprétations IFRS, et notamment l'interprétation IFRIC 21 sont détaillés dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2015, présentée à l'Annexe 2 (*Comptes consolidés semestriels pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes*).

Compte tenu du caractère rétroactif de l'application de ces changements, les états financiers 2014 présentés comme comparatifs aux états financiers résumés 2015 ont été retraités, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable », et présenté dans la note 2 « Comparabilité des exercices » de l'annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2015, présentée à l'Annexe 2 (*Comptes consolidés semestriels pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes*).

Les informations présentées ci-dessous dans le tableau intitulé « données opérationnelles » sont des informations d'exploitation directement établies par la Société.

L'ensemble de ces informations financières sélectionnées doit être lu en parallèle avec (i) l'examen de la situation financière et du résultat de la Société figurant au Chapitre 9 (*Examen de la situation financière et du résultat*), (ii) l'examen de la trésorerie et des capitaux de la Société figurant au Chapitre 10 (*Trésorerie et capitaux*) et (iii) les informations financières historiques complètes figurant au Chapitre 20 (*Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de la Société* »).

### 3.1. COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE SIMPLIFIE <sup>2</sup>

<i>Données consolidées en M€</i>	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin	
	2014 Publié	2013 Retraité*	2012 Publié	2015	2014 Retraité**
<b>Produits des activités ordinaires</b>	809,9	748,9	590,7	505,7	422,6
<b>Marge brute</b>	120,3	106,2	102,6	78,4	61,5
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>	24,0	5,8	(5,0)	22,7	13,2
<b>Résultat Opérationnel</b>	15,2	7,8	(14,3)	26,1	9,6
<b>Résultat financier</b>	(1,5)	(1,3)	(3,5)	(1,5)	(0,4)
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>	15,2	6,4	4,0	24,4	10,0
<b>Résultat Net</b>	15,2	6,4	4,5	23,2	10,0

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

\*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

<sup>2</sup> La marge brute correspond à la différence entre les produits des activités ordinaires et le coût des ventes. Le résultat opérationnel courant est calculé par déduction des charges de personnel, des autres produits et charges opérationnels, et des amortissements de la marge brute. Les principaux agrégats du compte de résultat sont définis en note 9.1.3 (*Description des principaux éléments du compte de résultat*) et présentés de manière détaillée en Annexes 1 et 2 du Prospectus

### 3.2. BILAN CONSOLIDE SIMPLIFIE

Données consolidées en M€	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin 2015	31 décembre 2014 retraité**
	2014 publié	2013 retraité*	2012 publié		
Immobilisations incorporelles	40,7	41,3	57,6	39,4	40,7
Immobilisations corporelles	4,9	8,1	13,4	4,4	4,9
Impôts différés actifs	11,1	6,0	1,8	11,1	10,7
Autres actifs non courants	18,0	22,2	10,0	35,6	18,0
<b>ACTIFS NON COURANTS</b>	<b>74,8</b>	<b>77,5</b>	<b>82,8</b>	<b>90,5</b>	<b>74,4</b>
Stocks	26,9	11,2	14,7	21,0	26,9
Clients et comptes rattachés	130,7	124,5	124,9	178,9	130,7
Autres actifs courants	103,0	25,1	21,2	107,9	103,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	31,6	29,3	58,3	18,3	31,6
<b>ACTIFS COURANTS</b>	<b>292,2</b>	<b>190,2</b>	<b>219,1</b>	<b>326,0</b>	<b>292,2</b>
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>367,0</b>	<b>267,7</b>	<b>301,9</b>	<b>420,2</b>	<b>366,6</b>
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>35,3</b>	<b>34,6</b>	<b>20,4</b>	<b>74,1</b>	<b>36,0</b>
Autres passifs financiers non courants	55,7	0,3	0,1	55,2	55,7
Autres passifs non courants	22,0	9,4	2,6	40,7	22,0
Impôts différés passifs	8,1	4,6	1,1	7,3	8,1
<b>PASSIFS NON COURANTS</b>	<b>85,8</b>	<b>14,3</b>	<b>3,8</b>	<b>103,2</b>	<b>85,8</b>
Fournisseurs et comptes rattachés	115,8	103,3	103,6	89,6	115,8
Autres passifs financiers courants	8,2	0,6	49,2	28,8	8,2
Autres passifs courants	122,0	114,9	124,9	124,5	120,9
<b>PASSIFS COURANTS</b>	<b>245,9</b>	<b>218,8</b>	<b>277,7</b>	<b>242,9</b>	<b>244,8</b>
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>	<b>367,0</b>	<b>267,7</b>	<b>301,9</b>	<b>420,2</b>	<b>366,6</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

\*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

### 3.3. TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES SIMPLIFIE

Données consolidées en M€	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin	
	2014 Publié	2013 Retraité*	2012 Publié	2015	2014 Retraité**
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	(1,0)	35,1	8,7	(15,0)	(27,0)
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	(51,4)	(18,3)	83,5	(16,4)	(6,9)
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	54,4	(45,1)	(37,7)	17,7	1,2
<b>Variation nette de la trésorerie</b>	<b>2,0</b>	<b>(28,4)</b>	<b>54,5</b>	<b>(13,7)</b>	<b>(32,8)</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	29,3	57,7	3,8	31,3	29,3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	31,3	29,3	58,3	17,6	(3,4)

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

\*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

### 3.4. AUTRES DONNEES FINANCIERES<sup>3</sup>

Données consolidées en M€	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin	
	2014 Publié	2013 Retraité*	2012 Publié	2015	2014 Retraité**
<b>Dépenses d'investissements (acquisitions d'immobilisations)</b>	(21,6)	(12,8)	(10,2)	(12,2)	(9,1)
<b>Dettes financières hors appels de marge</b>	57,3	0,9	49,3	83,0	12,5
<b>Trésorerie active</b>	59,5	30,2	59,1	46,3	6,7
<b>Dettes financières nettes</b>	<b>(2,2)</b>	<b>(29,3)</b>	<b>(9,8)</b>	<b>36,7</b>	<b>5,8</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

\*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

<sup>3</sup> Les dettes financières hors appel de marge correspondent à la somme des passifs financiers évalués au coût amorti et des passifs financiers à la juste valeur par résultat, tels que présentés en note 25.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014 et en note 26.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012, dont sont retranchés les appels de marge hors couverture de dettes reçus des contreparties du Groupe. La dette financière nette correspond à la différence entre les dettes financières hors appels de marge et la trésorerie active.

### 3.5. DONNEES OPERATIONNELLES

<i>Données opérationnelles (en France)</i>	Exercice clos le 31 décembre			6 mois au 30 juin	
	2014	2013	2012	2015	2014
<b>Informations sur le nombre de clients</b>					
<b>Nombre de clients fin de période (en milliers)</b>	1 288	1 099	1 025	1 382	1 174
<b>Nombre de clients moyens sur la période (en milliers)</b>	1 193	1 051	1 027	1 344	1 145
<b>Informations sur les volumes commercialisés</b>					
<b>Volumes d'électricité commercialisés (en Twh)</b>	5,9	5,7	5,6	3,7	3,0
<b>Volumes de gaz commercialisés (en Twh)</b>	2,5	2,7	3,0	2,3	1,3

## 4. FACTEURS DE RISQUE

La diversité des activités du Groupe, dans un contexte très régulé, génère de nombreux risques, exogènes pour la plupart d'entre eux.

Les investisseurs sont invités à prendre en considération l'ensemble des informations figurant dans le présent Prospectus, y compris les facteurs de risque décrits dans le présent chapitre avant de décider d'acquiescer ou de souscrire les actions de la Société.

Dans le cadre de la préparation du Prospectus, la Société a procédé à une revue des risques qui pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs et considère qu'il n'y a pas d'autres risques significatifs hormis ceux présentés.

L'attention des investisseurs est toutefois attirée sur le fait que d'autres risques, inconnus ou dont la réalisation n'est pas considérée, à la date de visa du présent Prospectus, comme susceptible d'avoir un effet significatif sur le Groupe, son activité, sa situation financière, ses résultats, ses perspectives peuvent ou pourraient exister.

### 4.1. FACTEURS DE RISQUE

#### 4.1.1. RISQUES LIÉS AU SECTEUR D'ACTIVITÉ

##### ***Risques associés à la poursuite d'une stratégie de développement de la Société face aux fournisseurs historiques d'électricité et de gaz***

Présente depuis 2002 sur le marché de la commercialisation de l'électricité et du gaz, la Société est un acteur alternatif récent, concurrent des fournisseurs historiques d'électricité et de gaz. Elle ne bénéficie pas encore des mêmes économies d'échelle et d'envergure que les ex-monopoles historiques, notamment en matière de gestion de clientèle.

L'activité de fourniture d'énergie suppose par ailleurs, pour l'accès aux réseaux de distribution des clients de la Société, la signature de contrats régulés avec des gestionnaires de réseaux de distribution (ERDF et GrDF), filiales des fournisseurs historiques, qui demeurent en situation de monopole sur leur zone de desserte (environ 95% du territoire). Pour ce qui concerne l'électricité, une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) du 22 octobre 2010 a confirmé que dans le cadre de ce mécanisme contractuel (contrat GRD-F-Gestionnaire réseau de distribution – Fournisseur - souscrit auprès d'ERDF par les fournisseurs), pour les clients finals en contrat unique, la Société ne devait pas assumer à la place d'ERDF le risque d'impayés de part acheminement. Cette décision a été confirmée par un arrêt de la Cour d'appel de Paris du 29 septembre 2011, devenu définitif. Ces deux décisions confirmaient également qu'en aucun cas, à travers le contrat GRD-F, ERDF ne peut transférer sur le fournisseur ses obligations relatives au droit d'accès au réseau des clients finals, justifiant *in fine* le principe d'une rémunération au bénéfice du fournisseur pour les prestations rendues au gestionnaire de réseaux. La Société a ainsi pu compléter, depuis 2012, ce mécanisme contractuel par un contrat de services, d'une durée de 4 ans, au titre duquel ERDF rémunère les prestations d'accès aux réseaux pour le client final fournies par la Société pour le compte d'ERDF.

La Société a lancé une action contentieuse devant le CoRDIS à l'encontre de GrDF pour répliquer en gaz la solution obtenue en électricité. La décision du CoRDIS du 19 septembre 2014 rendu sur cette action confirme que le gestionnaire de réseaux ne peut transférer, pour la gestion de l'accès aux réseaux de distribution des clients en contrat unique, un quelconque risque sur le fournisseur, notamment en matière d'impayés de part acheminement distribution (cette décision ne concerne pas les impayés de part acheminement transport). Cette procédure est néanmoins toujours pendante devant la Cour d'appel de Paris. La Cour d'appel, qui devrait rendre une décision en principe courant 2016, sera également amenée à trancher la problématique de la rémunération



de la Société pour les prestations fournies au client final, pour ce qui concerne son accès aux réseaux de distribution, pour le compte de GrDF.

Plus généralement, la marge réalisée par la Société sur la commercialisation d'électricité et de gaz dépend de nombreux facteurs dont, notamment, le nombre et le type de clients, l'évolution des tarifs réglementés et l'évolution des prix de l'électricité et du gaz qu'elle achète. Dans ce contexte de marché, si ces facteurs évoluent d'une façon différente de celle envisagée par la Société, ils pourraient avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats ou ses perspectives.

### ***Risque d'intensification de la concurrence***

Les premiers concurrents de la Société sont les opérateurs historiques qui bénéficient, par héritage, d'un accès préexistant aux clients et de bases de données précises et complètes les concernant, ainsi que de capacités de production intégrées et de conditions d'approvisionnement en gaz auxquelles la Société n'a pas à ce jour accès. Par ailleurs, d'autres concurrents nationaux (parfois présents sur d'autres secteurs du marché de l'énergie) et d'autres concurrents étrangers, pour l'essentiel des fournisseurs historiques bénéficiant déjà, dans leur pays d'origine, des économies d'échelle et d'envergure ainsi que de capacités de production intégrées et de conditions non comparables d'approvisionnement en gaz, s'intéressent au marché français et certains commercialisent déjà leurs offres sur les marchés de détail. Les avantages concurrentiels de certains de ces concurrents leur permettant de mener une politique agressive en termes de prix, en vue de conquérir des parts de marché ou de répondre à de telles démarches. Par ailleurs, au-delà des pressions concurrentielles exercées par ces nouveaux entrants sur le secteur de la fourniture d'énergie, l'arrivée de nouveaux métiers (par exemple autour des compteurs intelligents, des smartgrids et de l'effacement) peuvent inciter et favoriser l'arrivée de sociétés d'autres secteurs (telecom, internet, etc.), voire des gestionnaires de réseaux de distribution sur le secteur de la fourniture et les métiers connexes (conseils de maîtrise de la consommation, rénovation...). Enfin, la disparition actée (et en cours) des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel pour les clients professionnels, ainsi que celle possible des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les clients résidentiels (procédure pendante devant la Cour de Justice de l'Union), sont également des facteurs de nature à exacerber la concurrence.

Tout renforcement significatif de la concurrence sur les marchés de la Société pourrait avoir un impact défavorable sur sa trésorerie, son résultat d'exploitation et sa situation financière.

---

#### **4.1.2. RISQUES REGLEMENTAIRES ET JURIDIQUES**

##### ***La Société est exposée aux risques d'évolution des tarifs réglementés de vente (TRV) à l'aval et à l'amont (ARENH, TURPE, ATRD, ATRT,...)***

*Pour ce qui concerne l'électricité :*

A l'amont, la loi de Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (NOME) du 7 décembre 2010 a notamment établi deux principes fondamentaux pour rendre le marché de la fourniture plus concurrentiel : d'une part, l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) pour tous les acteurs disposant d'un portefeuille de consommateurs finaux, et d'autre part, le principe de convergence progressive des TRV vers la méthode d'empilement des coûts intégrant le prix de l'ARENH et ce, afin d'améliorer l'espace économique des fournisseurs d'électricité alternatifs. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, le coût de l'ARENH est resté stable (42€/MWh) et devrait être maintenu à ce niveau tant que le projet de décret en cours d'élaboration n'aura pas été publié. Un décret en cours d'élaboration pourrait faire évoluer le prix de l'ARENH. L'Autorité de la concurrence, le Conseil d'Etat et la CRE ont rendu un avis sur un premier projet de ce décret, celui-ci étant toujours en cours d'analyse par la Commission européenne. La date à laquelle la Commission devrait rendre son avis n'est pas connue.

De plus, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, promulguée le 17 août 2015, supprime le principe de couverture des coûts de l'opérateur historique électricité par les TRV. Anticipant cette suppression, le décret du 28 octobre 2014 a modifié le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité. Cette réforme réglementaire, confirmée par l'évolution législative précitée, a instauré une méthode de construction par empilement des coûts, en fonction de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale associée à l'activité de fourniture d'électricité. Elle autorise *in fine* l'Etat à fixer un niveau de TRV ne couvrant pas les coûts de l'opérateur historique comme le démontre les arrêtés du 30 octobre 2014 et du 30 juillet 2015 pris en application de ce décret alors même qu'une telle suppression semble contraire aux principes du droit de l'Union. La Société œuvre au rétablissement de ce principe et a notamment formé un pourvoi en annulation du décret, d'une part, et des arrêtés d'application (par l'intermédiaire de l'ANODE), d'autre part, au motif que ceux-ci seraient illégaux et ne permettraient pas de couvrir les coûts de l'opérateur historique. Si ces textes réglementaires étaient confirmés par le Conseil d'Etat, ils pourraient avoir des conséquences négatives sur l'espace économique de la Société en matière de fourniture d'électricité sur les marchés de détail. Les décisions du Conseil d'Etat sont attendues en principe courant 2016.

La Société est également assujettie aux risques d'évolutions tarifaires (décidées par la CRE) du Tarif d'Utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE), qui pourraient réduire son espace économique.

Toutefois, la nouvelle méthode de fixation des tarifs réglementés d'électricité prévoit explicitement dorénavant, si elle est respectée, une augmentation automatique des tarifs réglementés en cas d'augmentation de l'ARENH ou du TURPE.

A l'aval, et malgré le principe décrit supra, la Société est assujettie au risque de voir les autorités publiques « geler », totalement ou partiellement l'évolution à la hausse des TRV malgré une augmentation du Turpe et/ou de l'ARENH, ce qui pourrait avoir un effet défavorable pour la Société dans la mesure où certains de ses tarifs sont indexés aux TRV. Sans préjudice des voies de recours dont disposerait la Société, une telle décision politique (non théorique au regard de l'annulation par le Gouvernement de la hausse de 5% des TRV électricité initialement prévue au 1<sup>er</sup> août 2014 ou de la non prise en compte dans les TRV de l'augmentation du TURPE au 1<sup>er</sup> janvier 2014) pourrait remettre en cause la capacité des fournisseurs alternatifs de concurrencer les TRV et donc de se développer. Cette situation pourrait constituer un obstacle au développement commercial de la Société et affecter sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats et ses perspectives.

*Pour ce qui concerne le gaz :*

A l'amont, la Société est assujettie à la « formule tarifaire qui traduit la totalité des coûts d'approvisionnement en gaz naturel », modifiée chaque année par arrêté ministériel, et sur laquelle la Société se base pour conclure ses contrats d'approvisionnement en gaz. La Société est également assujettie aux risques d'évolution des tarifs d'Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution de gaz (ATRD) et d'Accès au Réseau de Transport de gaz naturel (ATRT) qui peuvent réduire son espace économique. Il ne peut être garanti qu'une augmentation des niveaux de l'ATRD et de l'ATRT entraîne une augmentation correspondante du niveau des TRV gaz (sur lesquels les tarifs de la Société sont indexés). Dans le cas contraire, cette situation pourrait affecter significativement l'espace économique de la Société sur les marchés de la fourniture, ses objectifs commerciaux, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats et ses perspectives.

A ces problématiques tarifaires s'ajoutent celles relatives aux obligations de stockage de gaz naturel. En France, le dispositif réglementaire encadrant l'accès aux capacités de stockage souterrain de gaz naturel, dit « accès des tiers aux stockages », impose aux fournisseurs de gaz naturel de disposer de stocks suffisants de gaz naturel afin de garantir la sécurité d'approvisionnement tout en considérant que les capacités d'interconnexion souscrites par la Société ne participent pas de la sécurité d'approvisionnement. L'augmentation réglementaire des niveaux d'obligation de stockage s'imposant à la Société ainsi que le caractère non régulé des tarifs fixés unilatéralement

par les fournisseurs de capacités de stockage, en monopole sur leur zone de desserte, pourraient, outre le surcoût généré par les capacités d'interconnexion souscrites, avoir un effet défavorable sur sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats et ses perspectives si cette obligation n'était pas répercutée pleinement dans les TRV.

En outre, s'agissant de son activité de fourniture de gaz naturel, la capacité de transit entre les zones d'équilibre Nord et Sud, nécessaire à l'approvisionnement de ses clients situés en zone Sud, est parfois fortement congestionnée. Les règles d'allocation de cette capacité, choisies par la CRE, peuvent induire des surcoûts significatifs, notamment du fait d'un prix d'attribution de cette capacité supérieur aux projections, ou à une quantité allouée inférieure à celle espérée.

A l'aval, comme en matière d'électricité, la Société est assujettie au risque de voir les autorités publiques « geler », totalement ou partiellement, l'évolution à la hausse des TRV. De plus, la promotion assurée de facto par l'Etat autour des évolutions mensuelles, notamment à la baisse, des TRV est de nature, par l'image de confiance qu'une telle promotion procure à l'opérateur historique, à « figer » les consommateurs chez ce dernier. Par voie de conséquence, ces mécanismes sont susceptibles d'entraver le développement commercial de la Société et pourraient la contraindre à accroître significativement ses coûts de communication, marketing et commerciaux pour se développer mais également pour éviter une augmentation grave du taux d'attrition du portefeuille de ses propres clients qui pourraient être tentés de retourner auprès du fournisseur historique de gaz naturel (y compris d'ailleurs pour la fourniture d'électricité).

***Le cadre réglementaire et juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'électricité et du gaz pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.***

Les activités du Groupe sont soumises à de nombreuses dispositions législatives et réglementaires et à l'évolution de la réglementation au niveau européen.

Ce cadre législatif et réglementaire, qui régit tant la commercialisation que la production et le transport de l'énergie et le stockage du gaz n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture du marché à la concurrence. Les évolutions de ces normes législatives et réglementaires, notamment celles portées par la loi susvisée relative à la transition énergétique pour la croissance verte et ses textes d'application ou celles qui seront issues à l'avenir des réflexions en cours de la Commission européenne (relatives par exemple au mécanisme de capacité), pourraient être de nature, pour certaines d'entre elles, à altérer toute concurrence effective spécialement sur les marchés de la fourniture d'énergie mais également de la production d'électricité. Ces évolutions pourraient entraîner des besoins d'investissements (liés par exemple à l'adaptation des futurs sites de production) ou des coûts supplémentaires pour la Société, modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer, ou encore ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe.

Toute évolution défavorable du cadre réglementaire et juridique pourrait avoir un effet négatif sur la Société, son activité, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats et ses perspectives.

***Les risques relatifs aux autorisations ministérielles et administratives permettant à la Société d'exercer ses activités***

L'exercice par la Société de ses activités est soumis à l'obtention de nombreuses autorisations administratives.

En application des articles L. 333-1 et suivants du Code de l'énergie et du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 modifié relatif à l'autorisation d'exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes et aux obligations des fournisseurs relatives à l'information des consommateurs d'électricité, tout opérateur qui souhaite s'installer sur le territoire national pour exercer l'activité

d'achat d'électricité pour revente aux clients éligibles doit obtenir une autorisation d'exercer son activité du ministre chargé de l'énergie.

Conformément aux articles L. 443-1 et suivants du Code de l'énergie et au décret n° 2004-250 du 19 mars 2004 modifié relatif à l'autorisation de fourniture de gaz (modifié par le décret n° 2007-1057 du 29 juin 2007 et n° 2011-1457 du 7 novembre 2011), tout fournisseur de gaz naturel doit obtenir une autorisation du ministre chargé de l'énergie.

Tant s'agissant de l'électricité que du gaz naturel, le ministre de l'énergie peut, conformément aux articles L. 142-1 et suivants du Code de l'énergie, en cas de manquement du fournisseur à ses obligations appliquer une sanction pécuniaire, ou retirer ou suspendre, pour une durée n'excédant pas un an, les autorisations de fourniture accordées au fournisseur.

L'ensemble des autorisations dont dispose et pourra disposer la Société pourrait cependant être, en cas de manquements de la Société à ses obligations de fournisseur, suspendu ou révoqué, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

### ***La Société est exposée aux risques liés aux obligations d'efficacité énergétique***

L'Union Européenne a adopté le 25 octobre 2012 une directive relative à l'efficacité énergétique, afin d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20% d'économies d'énergie. En anticipant ces objectifs en matière d'efficacité énergétique, la France a mis en place un mécanisme de certificats d'économies d'énergie dès 2005. La troisième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) prévu par le Code de l'énergie, qui fait suite à une première période (1<sup>er</sup> juillet 2006 - 30 juin 2009) et à une seconde période (1<sup>er</sup> janvier 2010 – 31 décembre 2014) imposant des obligations d'économie d'énergie aux fournisseurs d'électricité et de gaz, a été adoptée à la fin de l'année 2014. Elle prévoit en particulier un doublement des obligations incombant aux fournisseurs d'électricité et de gaz et fixe un objectif triennal d'économies d'énergie réparti entre les personnes assujetties en fonction de leurs volumes de ventes.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte est venue préciser que la troisième période du dispositif prendra fin le 31 décembre 2017, la quatrième période se déroulant du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2020. Par ailleurs, cette loi est venue apporter des ajustements au mécanisme actuel (article 30) :

- en renforçant le pouvoir de sanctions de l'administration qui, outre une pénalité administrative, pourra également prononcer vis-à-vis des obligés une interdiction d'obtenir des CEE dès lors qu'une fraude serait constatée ;
- en augmentant les objectifs d'économie d'énergie, au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en parallèle de l'obligation qui existe déjà. Les textes d'application, qui devraient être adoptés d'ici la fin de l'année 2015, viendront définir les modalités pratiques de cette nouvelle obligation (niveau de l'obligation, définition de la notion de ménages précaires...).

Ces évolutions pourraient affecter les activités du Groupe et exposer la Société à des pénalités conséquentes si elle n'atteint pas ses objectifs en la matière. L'acquisition des CEE génère en effet des surcoûts importants pour la Société, ce qui aurait pour effet d'altérer sa capacité financière, son activité, ses résultats et ses perspectives.

### ***Risques liés aux procédures judiciaires, administratives, arbitrales et communautaires***

Les projets de centrale électrique développés par les filiales dédiées du groupe Direct Energie font l'objet de contentieux administratifs portant sur la validité de certaines des autorisations administratives qu'ils ont obtenues. C'est notamment le cas du projet porté par la filiale Hambrégie, à Sarreguemines ou de celui porté par

la Compagnie Electrique de Bretagne, société dédiée au développement d'une centrale à cycle combiné gaz (CCGN) à Landivisiau (Finistère), résultat d'un appel d'offres de l'Etat, dont l'autorisation ministérielle d'exploiter et le permis de construire délivrés font actuellement l'objet de recours en annulation. Ce dernier projet est par ailleurs dans l'attente des résultats d'une enquête approfondie de la Commission européenne, lancée le 13 novembre 2015, faisant suite à une notification de l'appel d'offres par l'Etat Français. Cette enquête a pour objet d'évaluer si l'appel d'offres portant sur la centrale est conforme aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat.

La Société ne peut exclure des décisions en sa défaveur susceptibles d'entraîner des retards dans la construction des centrales ou des coûts supplémentaires importants ou encore remettre en cause ces projets.

Plus largement, le contexte réglementaire et économique impose à la Société d'intégrer à sa stratégie de développement, une stratégie contentieuse réglementaire et concurrence particulièrement intense pour optimiser son espace économique. Si les contentieux au fond menés par le passé ont été, d'une manière générale, couronnés de succès, rien ne garantit qu'il en sera toujours de même à l'avenir pour les contentieux actuellement menés ou à initier en la matière (contentieux devant le Conseil d'Etat, l'Autorité de la Concurrence, la juridiction commerciale, le CoRDIS, la Commission européenne, la Cour de Justice de l'Union, etc.) compte tenu du caractère mouvant de la réglementation applicable. Des décisions défavorables à la Société pourraient remettre en cause sa stratégie de développement et donc affecter sa rentabilité et ses perspectives.

Enfin, comme tout opérateur intervenant sur un marché de détail, et notamment sur un marché de masse, la Société supporte un risque permanent de contentieux clients, dans le cours normal de ses activités, (risque sériel sur le marché de masse), résidentiels ou professionnels dont certains peuvent avoir des conséquences financières significatives, ainsi que de contentieux menés par des associations de consommateurs (en matière de clauses abusives, de class actions...) ou par les autorités en charge de la protection des populations (DDPP, DGCCRF...) ainsi que par des prestataires ou éditeurs logiciels.

Pour une présentation des contentieux dans lesquels le Groupe est impliqué, vous pouvez vous reporter à la Section 20.6 (*Procédures judiciaires et d'arbitrage*).

---

#### 4.1.3. RISQUES RELATIFS A L'ACTIVITE DE LA SOCIETE

##### 1) Risques clients

##### ***La Société est exposée aux risques de défaillance de ses clients***

La Société est exposée au risque d'impayés, accentué d'une part par la crise économique qui affecte les capacités de paiement des clients, y compris professionnels, d'autre part par la caractéristique même du marché de masse auquel s'adresse la Société, qui génère une multitude de petites créances, difficiles à recouvrer à l'unité. Par ailleurs, sur le segment de marché des consommateurs particuliers et petits professionnels, les règles de recouvrement sont très encadrées par la réglementation et sont peu coercitives, donc peu favorables à un recouvrement rapide et efficace. L'instauration de la trêve hivernale accroît ce risque d'impayés. Enfin, la Société ne dispose, contrairement aux fournisseurs historiques, que d'un historique limité sur sa clientèle récemment acquise et ne connaît pas par avance son risque de crédit. Même si la Société prend des mesures pour en atténuer la portée, notamment par la souscription d'une couverture plafonnée d'assurance-crédit sur sa clientèle professionnelle, ce risque n'est pas intégralement couvert.

Par ailleurs, pour ce qui concerne la fourniture de gaz (et contrairement à ce qui a été mis en place sur l'électricité avec ERDF), la Société demeure exposée au coût que constitue le paiement par cette dernière de la part acheminement distribution et transport en cas d'impayés de ses clients malgré la décision du CoRDIS du 19 septembre 2014 selon lesquels le fournisseur ne doit reverser les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau qu'à condition qu'il les ait préalablement récupérées auprès du client final, y compris pour les créances

irrécouvrables de part acheminement distribution pour le passé. En effet, la proposition de contrat de GrDF ne respecte pas les principes édictés par le CoRDIS et GrDF doit donc proposer un nouveau contrat à la Société.

Au cours de l'année 2014, la charge d'impayés enregistrée dans ses comptes consolidés par la société, s'est élevée à 15,6 M€, représentant un taux d'impayés de 2% du chiffre d'affaires consolidé hors Energy Management. Pour les années 2013 et 2012, la charge d'impayés s'était élevée à respectivement 16,6 M€ et 20,5 M€, représentant des taux d'impayés de respectivement 2,2% et 3,5% du chiffre d'affaires consolidé hors Energy Management. Une augmentation significative des impayés pourrait par conséquent, directement et indirectement, avoir un impact significatif défavorable sur l'activité de la Société, le résultat d'exploitation, la situation financière et la trésorerie de la Société.

## 2) Risques de marché

### ***La Société est exposée à un risque de prévision inexacte des volumes d'énergie consommés par ses clients***

L'essentiel de son parc client étant constitué à date de consommateurs équipés de compteurs à index, la Société estime la consommation de ses clients sur la base de profils statistiques conformément aux règles de marché en vigueur. Ces profils étant par construction inexacts, la Société est amenée à prévoir le calage national nécessaire afin de correspondre à la consommation effective de l'ensemble des clients profilés en France. Toute erreur significative dans la prévision de ce coefficient de calage se traduirait par un déséquilibre entre les injections et les soutirages d'énergie au sein du périmètre d'équilibre de la Société, ce qui exposerait la Société à des surcoûts d'écarts vis-à-vis des gestionnaires de réseaux de transport.

Par ailleurs, des périodes de tension sur l'équilibre offre/demande d'énergie peuvent occasionner des pics de prix sur les marchés de gros. Compte tenu de la thermo-sensibilité de la consommation de ses clients, la Société est exposée, dans de telles situations et malgré les stratégies de gestion de risques mises en place, au risque de devoir acheter sur les marchés des quantités significatives à des prix très supérieurs à ceux prévalant en temps normal (et supérieurs aux prix de revente).

A ce titre, la Société est sensible à la qualité des prévisions de températures de ses fournisseurs de données météorologiques.

L'impossibilité d'estimer avec exactitude les volumes d'énergie consommés pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, sa trésorerie, ses résultats ou ses perspectives.

### ***La Société est exposée aux risques de fluctuation des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés de gros, ainsi qu'à leur volatilité***

Les positions ouvertes de la Société (définies comme l'écart entre les positions générées par son activité de fourniture ou de gestionnaire d'actifs (centrales de production, stockage de gaz, etc.) et les couvertures contractualisées) génèrent un risque en cas d'évolutions défavorables des prix de marché de gros, malgré le respect de la stratégie d'approvisionnement et de gestion des risques mise en place, notamment dans la mesure où ces évolutions ne sont pas reflétées dans les formules de calcul des tarifs réglementés. Ces risques peuvent par exemple se concrétiser si les évolutions de son portefeuille client sont différentes de celles envisagées.

Par ailleurs, compte tenu des instruments de flexibilité contractualisés par la Société, toute évolution défavorable du niveau de volatilité des prix de marché peut avoir un impact financier significatif sur les résultats de la Société.

En effet, la marge réalisée par la Société sur la commercialisation d'énergie est également liée au niveau de ses coûts d'approvisionnement, y compris sur les marchés d'énergie de gros. Les conditions d'approvisionnement sont en effet susceptibles d'affecter les modalités de commercialisation (marge) des offres, spécialement pour ce qui concerne les offres à prix fixe. Dans ce dernier cas de figure l'offre de la Société pourrait ne plus être compétitive en comparaison avec les offres concurrentes.

#### ***La Société est exposée au risque de contrepartie***

La Société est exposée au risque de contrepartie en termes d'approvisionnements et de ventes sur les marchés de gros, qui se définit comme l'ensemble des pertes que subirait la Société sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Conformément à la pratique sur les marchés énergies et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place afin de réduire au minimum le risque de contrepartie.

D'une manière générale, la Société a défini un cadre de gestion visant à limiter les conséquences des fluctuations des prix de marché. Ce cadre de gestion définit, pour chaque activité (électricité/gaz, asset/retail management/arbitrage):

- les stratégies de couverture associées,
- les méthodes de calcul des positions ouvertes,
- les limites volumétriques de positions ouvertes associées, notamment en fonction des maturités, et
- les produits de couverture autorisés.

La Société reste néanmoins exposée aux risques liés notamment aux incertitudes pesant sur les positions ouvertes, aux impacts des variations sur les positions ouvertes résiduelles, au manque de liquidité ou de profondeur de marché.

#### ***Risque de volatilité des cours de l'action de la Société***

Il est probable que le cours des actions de la Société soit affecté de manière significative par des événements tels qu'une évolution des conditions de marché propres au secteur d'activité de la Société, les annonces de nouveaux contrats, d'innovations technologiques et de collaborations par la Société ou ses principaux concurrents, les brevets, l'obtention d'agrément et homologations réglementaires requis ainsi que le développement, le lancement et la vente de nouveaux produits par la Société ou ses principaux concurrents, des variations des résultats financiers.

Par ailleurs, les marchés boursiers ont connu des variations de cours significatives au cours des dernières années qui souvent ne reflétaient pas les performances opérationnelles et financières des entreprises cotées. Les fluctuations des marchés boursiers ainsi que la conjoncture économique peuvent affecter de manière significative le cours des actions de la Société.

### 3) Risques financiers

#### ***La Société est exposée aux risques liés à l'émission des garanties bancaires nécessaires à son activité et à l'immobilisation de la trésorerie associée aux versements des appels de marge éventuels***

Dans le cadre des contrats à terme d'approvisionnement d'électricité et de gaz, la Société doit émettre au profit de ses contreparties des garanties de paiements couvrant notamment le paiement de l'énergie livrée non payée ainsi que l'exposition financière induite par ses positions à terme qui se traduit par des appels de marge. La Société doit également émettre des garanties (de paiement) au titre des contrats régulés conclus avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Du fait de la croissance forte de son activité et de l'évolution des prix de marché, la Société pourrait se retrouver dans l'incapacité de fournir les dépôts de garantie ou les garanties bancaires demandées par les fournisseurs, GRD ou GRT ou imposées par la réglementation (cas des garanties bancaires à première demande imposées par la loi pour l'ARENH). En outre, ces garanties ont un coût et peuvent nécessiter l'immobilisation d'une partie des sommes à garantir, ce qui pourrait contraindre la Société à nantir une partie significative de sa trésorerie au profit d'établissements financiers émetteurs des cautions. Au 31 décembre 2014, le montant des garanties données (garanties bancaires, dépôts de garantie et appels de marge) s'élevait à 80 millions d'euros. Celui-ci s'élevait à 91 millions d'euros au 30 juin 2015.

#### ***La Société pourrait être exposée à un risque de taux dans le cadre des emprunts souscrits ou à souscrire***

La Société a souscrit des emprunts bancaires bilatéraux<sup>4</sup> sous forme de lignes de crédit court et moyen terme, pour un montant total de 17 millions d'euros au 30 juin 2015 destinés à financer ses besoins généraux de trésorerie. Ces lignes de crédit d'une échéance d'1 an sont rémunérées à un taux d'intérêt variable (Euribor ou EONIA) et n'étaient pas utilisées au 30 juin 2015. Ces lignes de crédit court terme ne font pas l'objet d'une couverture de taux.

La Société a mis en place en mai 2015 un crédit revolving, confirmé sur une durée de 3 ans, pour un montant maximal de 60 millions d'euros et sécurisé auprès d'un pool de 8 banques. Ce crédit, utilisable par tirage, est rémunéré sur la base d'un EURIBOR usance selon la durée du tirage auquel est ajoutée une marge de 1%. Au 30 juin 2015, les tirages en cours sur cette facilité de crédit s'élevaient à 25M€. Ce crédit revolving ne fait pas l'objet d'une couverture de taux. La Société n'exclut pas qu'une partie de sa dette future résultant notamment du financement des projets industriels futurs puisse également être exposée à l'évolution des taux d'intérêt. Les projets de construction futurs non encore financés pourraient ainsi voir leur rentabilité affectée ou être remis en cause en cas d'augmentation significative des taux d'intérêts et / ou du spread de crédit.

#### ***Risque de liquidité***

Le Groupe a procédé à une revue spécifique de son risque de liquidité et il considère être en mesure de faire face à ses échéances à venir.

Le Groupe assure sa liquidité par des lignes de crédit confirmées et des lignes de découvert. La Société a conclu, le 6 mai 2015, pour ses besoins d'exploitation courants, un crédit renouvelable d'un montant maximum en principal

---

<sup>4</sup> N'incluant pas le crédit revolving, confirmé sur une durée de 3 années, pour un montant de 60 millions d'euros et ayant fait l'objet d'un tirage de 25 millions d'euros au 30/06/2015, remboursé en juillet 2015. Les modalités de ce crédit sont détaillées à la Section 10.1.3 (*Financements externes de la Société*) du Prospectus.



de 60 millions d'euros. Ce crédit est disponible pendant une période de trois années. Ce crédit est détaillé à la Section 10.1.3 (*Financements externes de la Société*).

Par ailleurs, le Groupe a procédé en juillet 2014 au placement privé de son premier emprunt obligataire pour un montant de 40 millions d'euros en deux tranches, la première de 28,5 millions d'euros à échéance décembre 2019 assortie d'un coupon de 4,70%, et la seconde de 11,5 millions d'euros à échéance juillet 2021 assortie d'un coupon de 5%. Une troisième tranche est venue compléter cette émission en novembre 2014 pour un montant de 15 M€ à échéance novembre 2022, assortie d'un coupon de 5%. Ce crédit est détaillé à la Section 10.1.3 (*Financements externes de la Société*).

Les engagements financiers pris par la Société au titre du crédit renouvelable et du placement privé sont identiques. La Société n'anticipe pas de risque de défaut au titre de ces financements.

Le Groupe suit quotidiennement ses disponibilités en termes de liquidités et besoins de liquidités à courts et moyens termes pour s'assurer à tout moment d'avoir des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante et les investissements pour le développement du Groupe.

La Société, en tant qu'opérateur actif sur les marchés de l'énergie, utilise un certain nombre d'instruments dérivés afin d'optimiser sa stratégie d'approvisionnement, ce qui se traduit par la conclusion d'accords avec des contreparties de gré à gré ainsi que des opérations directement sur les places de marché organisées. Ce type d'instruments implique la mise en place de mécanismes d'appels de marge avec le marché et les contreparties. Le Groupe privilégie la fourniture de garanties bancaires mais peut être amené à couvrir les appels de marge sous forme de liquidités pour des montants conséquents et dans des délais très courts, dans un contexte de forte volatilité des prix de marché.

#### 4) Risques industriels

A la date des présentes, la Société n'exploite aucun site industriel et n'exerce aucune activité le conduisant à émettre ou à manipuler des substances toxiques ou dangereuses. Toutefois, dans la mesure où des Filiales du groupe Direct Energie développent des projets d'installations de production d'énergie, la Société présente les risques industriels auxquels elle s'exposera. Pour plus de détails sur ces projets, vous pouvez vous reporter à la Section 6.3.2 (*L'activité de production*).

#### ***Risques juridiques pesant sur les projets industriels***

La construction de centrales est soumise à l'obtention de multiples autorisations administratives et nécessite notamment l'obtention d'autorisations d'exploitation et de permis de construire auprès de diverses autorités nationales et locales. En outre, ces décisions, une fois octroyées, font ou peuvent faire l'objet de recours. La Société ne peut garantir que les autorisations d'exploiter et les permis de construire, tous obtenus à la date du Prospectus, seront définitivement validés par les juridictions compétentes s'ils font l'objet de recours en annulation. Leur annulation pourrait avoir pour effet d'empêcher la construction de centrales ou d'augmenter significativement le coût de leur construction ou de leur utilisation (nouveau dépôt des dossiers, mesures compensatoires additionnelles, etc.). En outre, si leur annulation intervenait à un moment où la Société avait déjà investi dans ce projet (notamment les frais de développement du projet), ces investissements pourraient ne pas être récupérés par la Société. La survenance de tels événements pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité (en particulier sur le volume ou le calendrier de développement de son portefeuille de capacité de production), sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives. Enfin, le calendrier du projet de CCGN de Landivisiau est clairement assujéti au résultat de l'enquête approfondie lancée par la Commission

européenne pour évaluer si l'appel d'offres portant sur la centrale est conforme aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat. Un résultat défavorable pourrait être de nature à impacter significativement le projet.

La Société est susceptible d'être impliquée dans un certain nombre de procédures de nature judiciaire, administrative ou arbitrale qui pourraient avoir un effet défavorable significatif sur les activités de la Société, sa réputation, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

Cf. supra « Risques relatifs aux autorisations ministérielles et administratives permettant à la Société d'exercer ses activités » et « Risques liés à d'éventuelles procédures judiciaires, administratives ou arbitrales » au paragraphe (2) ci-dessus.

### ***Risques liés aux retards de début d'exploitation des centrales de production***

Le début d'exploitation des centrales de production (attendu au plus tôt fin 2018 concernant la centrale de Landivisiau) pourrait être retardé du fait notamment de retards dans le lancement ou pendant l'exécution de leurs constructions. Ces retards de construction pourraient notamment être liés à des difficultés pour obtenir les autorisations définitives nécessaires (y compris consécutivement aux recours engagés contre les autorisations et permis nécessaires), d'une défaillance du marché financier ou du marché de l'énergie, de défauts ou difficultés de construction, d'une défaillance d'un tiers (en particulier sous-traitant et prestataire de service) chargé de la construction ou de conditions météorologiques difficiles ou de difficultés dans le cadre de partenariats mis en place pour la construction et l'exploitation de ces projets.

Ces retards de construction pourraient également engendrer des dépassements de budget et des pertes de recettes. En particulier, en fonction de sa nature, un retard dans la mise en service du CCGN prévu à Landivisiau pourrait conduire à l'application de pénalités réduisant le montant de la prime de capacité initialement prévue. En outre, les retards dans le début d'exploitation de la centrale pourraient conduire la Société à devoir trouver des sources d'approvisionnement alternatives qui pourraient être plus coûteuses en fonction de l'évolution des prix de marché.

### ***Risque relatif à l'évolution des prix des matières premières pour la fourniture de gaz à la filière CCGN***

Dans le cadre du développement de projets de CCGN, et notamment dans celui prévu à Landivisiau, la Société pourrait mettre en place des contrats d'approvisionnement en matière première et d'enlèvement de la production, dits de « *tolling* ». Par ce type de contrat, la Société s'engage à payer un prix de réservation fixe pendant une longue durée (vingt ans pour le cas de Landivisiau). En cas d'augmentation inattendue des prix des matières premières (gaz et CO2) ou de diminution des prix de l'électricité, les recettes issues de la transformation de gaz en électricité pourraient être inférieures à la prime de réservation dont la Société serait redevable. Les pertes économiques qui seraient ainsi causées pourraient être significatives, ce qui pourrait impacter la performance financière de la Société et ses coûts.

### ***Risque économique des installations***

Malgré la stratégie de développement des capacités de production de la Société avec l'objectif d'être un acteur de la transition énergétique, les projets actuels d'exploitation de CCGN sont des projets économiques difficilement viables ou rentables (hors mécanisme de capacité) dans les conditions de marché actuelles, marquées par la faiblesse des marges captées par les actifs de production gaz. Cette situation est également aggravée par les incertitudes afférentes aux évolutions potentielles, et non encore connues, du dispositif encadrant le mécanisme

de rémunération des opérateurs de centrale au titre de leurs capacités de production d'électricité disponibles (mécanisme dit de capacité).

Par ailleurs, d'autres acteurs mettent en place ou conduisent des activités similaires à celles de la Société. Dès lors, il ne peut être exclu que ces acteurs conduisent une stratégie similaire à celle de la Société dont il résulterait un risque accru de concurrence conduisant potentiellement à un risque de surcapacité de production.

## 5) Risques liés au développement de la Société

### ***Risques liés aux acquisitions***

La Société pourrait poursuivre une stratégie de croissance externe en fonction des opportunités du marché, y compris des opérations de taille significative et notamment à l'étranger. La Société pourrait toutefois ne pas être en mesure d'identifier les cibles appropriées, de réaliser ces opérations à des conditions satisfaisantes ou dans les délais prévus, de réussir à intégrer les entreprises acquises ou encore d'atteindre les objectifs escomptés dans les délais prévus. La Société pourrait ne pas être en mesure de disposer de la capacité financière lui permettant de mener à bien ou saisir certaines de ces opportunités. Enfin, la réalisation de telles opérations de croissance externe peut entraîner la mobilisation de ressources financières importantes et la Société ne peut garantir que ces éventuelles acquisitions se révéleront rentables.

### ***Risques liés à l'internationalisation de l'activité***

Le Groupe a pour ambition d'accéder à certains nouveaux marchés et se développe, notamment actuellement en Belgique. L'expansion des activités du Groupe hors de France comporte des risques notamment liés à des contextes réglementaires, commerciaux et politiques différents de ceux qu'il connaît actuellement, aux changements inattendus ou aux défauts d'harmonisation en matière de réglementation applicable, particulièrement commerciale ou fiscale ou encore à des changements politiques ou économiques susceptibles d'avoir un effet défavorable significatif sur l'activité du Groupe, ses perspectives de développement, sa situation financière et sa trésorerie.

### ***La Société pourrait ne pas disposer des financements nécessaires au développement de son activité***

Pour financer ses investissements, en particulier dans la production d'énergie, la Société envisage de mettre en place des financements de projet sans recours ou avec recours limité. Selon la nature des investissements et l'existence de contrats à long terme de vente de la production d'électricité aux clients, la part de la dette pourrait être significative. La Société pourrait ne pas obtenir les financements nécessaires à ces investissements et, plus généralement, au développement de son activité. Dans une telle hypothèse, elle pourrait se retrouver dans l'incapacité de mettre en œuvre sa stratégie conformément aux objectifs de croissance qu'elle s'est fixée, de s'adapter aux évolutions de son marché et des conditions économiques, ou de faire face de façon effective à la concurrence. L'impossibilité d'obtenir les financements nécessaires au développement de l'activité pourrait avoir un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

## 6) Autres risques

### ***La Société pourrait être pénalisée par une conjoncture économique défavorable***

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture. Tout ralentissement économique conduirait, outre à une aggravation du risque d'impayés, à une baisse de la consommation d'énergie chez les gros clients, des investissements et de la production industrielle par les clients du Groupe et, par conséquent, aurait un effet négatif sur la demande d'électricité et sur les autres services offerts par le Groupe.

### ***La Société est exposée aux risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité***

La consommation d'électricité et de gaz a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, en France, la consommation d'électricité et de gaz est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques. En effet, des aléas climatiques importants (essentiellement en termes de températures) d'une année sur l'autre, voire selon les saisons, provoquent des variations de la demande énergétique avec des niveaux de demande plus élevés lors des années connaissant des écarts de température significatifs. Les résultats du Groupe sont donc soumis au caractère saisonnier de la demande en gaz et électricité et peuvent être affectés négativement par des conditions climatiques s'écartant de la normale.

### ***La Société est exposée au risque de défaillance de ses sous-traitants et de ses prestataires de services***

La Société a décidé de sous-traiter certaines fonctions support, notamment une part importante de la gestion de sa relation client et de recouvrement, et utilise également un certain nombre de prestataires pour ses développements SI de façon à se concentrer sur son cœur de métier. En contrepartie d'une flexibilité et d'une réactivité accrues, la Société prend donc le risque d'un moindre contrôle sur certaines fonctions de l'entreprise prises en charge par des tiers. La défaillance de ces partenaires et sous-traitants pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, les résultats, la trésorerie et la situation financière de la Société.

### ***La Société est exposée au risque de défaillance de ses processus opérationnels***

Le Groupe est exposé à des risques opérationnels, comme la fraude, l'erreur d'exécution et la défaillance de processus qui sont inhérents à l'activité du Groupe et qui peuvent être d'origine humaine, organisationnelle, matérielle, naturelle, ou être le fait d'autres événements internes ou externes du Groupe. Ces risques opérationnels pourraient se matérialiser de diverses manières et principalement : interruptions ou dysfonctionnements des systèmes d'information utilisés par le Groupe ; erreurs, fraudes ou malveillances des salariés, assurés ou intermédiaires ; non-respect des réglementations internes et externes...

Bien que le Groupe s'efforce de gérer au mieux l'ensemble de ces risques opérationnels pour en limiter les impacts éventuels, en s'appuyant notamment sur une cartographie précise de ses principaux risques, ceux-ci sont susceptibles d'entraîner une dégradation de la liquidité, une interruption de l'activité, des sanctions de nature réglementaire, une atteinte à la réputation de la Société et pourraient avoir ainsi un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

### ***La Société est exposée à un risque de défaillance de ses systèmes informatiques***

Dans le cadre de son activité, la Société utilise de nombreux outils informatiques et systèmes d'information et gère plusieurs bases de données importantes, concernant notamment ses clients, leur facturation, et aussi la gestion des approvisionnements (nominations sur les réseaux de transports, système de gestion des transactions, etc.).

Bien que la Société dispose, d'une part, de systèmes de sauvegarde informatique relatifs à l'ensemble des bases de données et, d'autre part, de plans de secours de ses activités incluant les systèmes informatiques prioritaires, elle ne peut garantir que ces systèmes d'information et ces bases de données ne seront pas détruits ou endommagés pour une raison quelconque. En cas de sinistre affectant ces systèmes d'information et ces bases de données, l'activité de la Société pourrait s'en trouver perturbée, ce qui pourrait à terme avoir une incidence négative sur son activité, sa situation financière ou ses résultats.

La Société peut également faire l'objet d'attaques ciblées de ses réseaux informatiques. Les techniques utilisées pour pirater, interrompre, dégrader la qualité ou saboter les systèmes informatiques sont en évolution constante, et il est souvent impossible de les identifier avant le lancement d'une attaque. La Société pourrait donc ne pas être en mesure de se prémunir contre de telles techniques de piratage ou de mettre en place rapidement un système de réponse approprié et efficace. Elle pourrait devoir faire face à des interruptions d'activité, des pertes ou dommages à ces bases de données, des détournements d'informations confidentielles dont elle pourrait être tenue pour responsable, notamment dans le cadre de contentieux, ou qui pourraient porter atteinte à sa réputation de sérieux et à son image.

### ***Risque d'image***

La Société attache une attention particulière à la qualité et au suivi de ses relations afin de pouvoir attirer et fidéliser les clients et les contreparties. Toutefois, son image pourrait être affectée par des événements qui seraient imputables ou attribuables aux agissements et comportements de tiers que la Société ne maîtrise pas. La réputation de la Société peut également être entachée à la suite d'un comportement inapproprié d'un employé ou d'un autre intervenant sur le marché. Toute modification de la qualité des prestations et services offerts ou perception par les consommateurs ou autres clients d'une telle modification, notamment si elle faisait l'objet d'une couverture médiatique importante pourrait nuire à la réputation de la Société. Enfin, l'intensité des procédures de recouvrement mises en place par la Société est également, sur un marché de masse, de nature à affecter son image et sa réputation.

L'altération de l'image et la réputation de la Société est de nature à affecter sa capacité à conserver la confiance de ses clients ou à en attirer de nouveaux et aussi affecter son activité, sa trésorerie, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

### ***La Société dépend de dirigeants et de cadres-clés qu'elle pourrait ne pas réussir à retenir***

Le succès continu de la Société dépendra dans une large mesure des efforts et des compétences de certains de ses dirigeants et cadres-clés. En outre, du fait de la taille réduite des effectifs, chaque fonction clé de l'entreprise est exercée par un nombre restreint de personnes, ce qui rend la Société plus sensible à tout départ. Le départ de tout dirigeant ou cadre-clé pourrait entraîner des pertes de savoir-faire et la fragilisation de certaines activités, d'autant plus forte en cas de transfert à la concurrence, ou des carences en termes de compétences techniques pouvant ralentir l'activité et pouvant altérer, à terme, la capacité de la Société à atteindre ses objectifs, et avoir des conséquences défavorables significatives sur l'activité, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

### ***La Société pourrait être exposée à un surcoût des charges salariales en fonction des conventions collectives applicables et de sa croissance***

La convention collective appliquée par la Société est actuellement celle du négoce et distribution des combustibles solides, liquides, gazeux et produits pétroliers. Toutefois, la Société pourrait être exposée à un surcoût des charges salariales dans l'hypothèse de l'application éventuelle, à l'avenir, d'une convention collective moins favorable.

En outre, en fonction de la croissance de l'entreprise, il pourrait devenir nécessaire d'augmenter significativement les effectifs, même en conservant la politique actuelle de recours ciblé à l'externalisation. Une telle croissance pourrait avoir des conséquences sur la flexibilité de l'entreprise, son adaptabilité, sur le montant de ses charges

sociales et sur son organisation. Cela pourrait avoir ainsi un effet défavorable significatif sur la Société, son activité, sa situation financière, ses résultats ou ses perspectives.

#### **La modification des normes comptables internationales ou de leur interprétation**

Les comptes consolidés de la Société sont établis conformément aux normes internationales telles qu'adoptées par l'Union européenne. Les normes comptables internationales comprennent les IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les IAS (*International Accounting Standards*) ainsi que leurs interprétations.

Des projets d'évolution de ces normes ou de leur interprétation par l'IASB (régulateur comptable international) peuvent être à l'étude. La Société ne peut exclure que certaines de ces modifications pourraient avoir un impact significatif sur les comptes des sociétés présentes sur le marché de la fourniture d'électricité et de gaz et donc sur ses propres comptes.

---

#### **4.2. GESTION DES RISQUES**

Fin 2014, la Société s'est livrée à un exercice de cartographie des risques auxquels elle pourrait être exposée. L'analyse de ces risques a été effectuée par le biais d'interviews auprès de la direction et des cadres-clés du Groupe et par comparaison aux meilleures pratiques du secteur. Pour chaque risque identifié, la Société en a apprécié l'impact potentiel et l'occurrence ainsi que son degré de maîtrise actuelle.

Dans ce cadre, la Société a identifié des axes d'amélioration des mécanismes existants de maîtrise des risques et a lancé un chantier destiné à renforcer progressivement ses procédures de contrôle interne existantes.

La société a déployé historiquement un dispositif spécifique de gestion des risques et du contrôle interne couvrant l'ensemble des processus significatifs concourant à l'élaboration de l'information comptable et financière. Ce dispositif a ainsi fait l'objet d'un renforcement et d'un approfondissement conformément aux conclusions tirées de l'exercice de cartographie des risques. Il repose sur les principes figurant dans le « Cadre de référence sur les dispositifs de gestion des risques et de contrôle interne » publié par l'AMF et est structuré de la façon suivante :

- Pour l'ensemble des processus comptables et financiers considérés comme significatifs, identification des risques associés, et mise en place de contrôles spécifiques visant à couvrir ces risques ;
- Déclinaison et mise à jour régulière de ces contrôles dans des procédures couvrant les principaux processus de production de l'information comptable et financière ;
- Auto-évaluation au fil de l'eau par les responsables des contrôles de leur correcte réalisation et de leur adéquation avec les risques correspondants.

---

#### **4.3. ASSURANCE ET COUVERTURE DES RISQUES**

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques assurables avec un plafond garanti qu'il estime cohérent avec ses activités et son volume d'affaires réel. Les polices souscrites jusqu'ici par le Groupe sont résumées dans le tableau ci-après :

Police	Assureur	Risques couverts	Piafond des garanties	Caractéristiques principales (prime nette annuelle HT)	Expiration/Échéance	PRIMES 2012	PRIMES 2013	PRIMES 2014	TOTAL TTC
Responsabilité des dirigeants Police n°7.917.260	Chartis	Sinistres résultant de toute réclamation introduite à l'encontre d'un dirigeant et défense des dirigeants	22 500 000 Euros	68 000 Euros	Tacite reconduction	35 361 €	74 178 €	72 228 €	181 767 €
Responsabilité civile Police n°210.12.0083	MSGI	Domages corporels, matériels et immatériels causés aux tiers (RC exploitation, RC après livraison, RC professionnelle)	15 000 000 Euros	80 000 Euros	Tacite reconduction	60 148 €	87 225 €	87 230 €	234 603 €
Multirisque professions libérales Police n°051367392	GAN	Sinistres résultant de dommages survenus dans les locaux professionnels (2bis)	263 321,08 Euros	1 651,62 Euros	Tacite reconduction	8 040 €	7 363 €	3 373 €	18 776 €
Multirisque professions libérales Police n°111522069	GAN	Sinistres résultant de dommages survenus dans les locaux professionnels (2ter)	200 000 Euros	1 034,72 Euros	Tacite reconduction				
Responsabilité civile automobile	GAN	Responsabilité civile automobile	Piafond global par véhicule	25 561,13 Euros	Polices soucrites au cas par cas	24 427 €	27 126 €	23 809 €	75 362 €
Bris de Machines Police n°091.658.431	GAN	Sinistre sur les matériels informatiques fixes et portatifs	2 000 000 Euros	8 862,56 Euros	Tacite reconduction	5 253 €	10 945 €	10 963 €	27 161 €
Assurance Perte d'Emploi	GSC	Garantie sociale des dirigeants en cas de perte involontaire d'activité professionnelle	Indemnité journalière égale à 70% de la 365e partie des tranches A et B et 55% de la 365e partie de la tranche C du revenu professionnel annuel net imposable de l'exercice précédent, pendant une durée de 12 mois	7.274,40 Euros	Tacite reconduction	-	5 946 €	8 759 €	14 705 €

Le total des primes versées au titre de l'ensemble des polices d'assurance du Groupe s'est élevé à 206 362 euros, 212 783 euros et 217 776 euros au cours des exercices 2014, 2013 et 2012 respectivement. Au cours du premier semestre 2015, le total des primes versées s'est élevé à 105 919 euros.



## 5. INFORMATIONS CONCERNANT LA SOCIETE

### 5.1. HISTOIRE ET EVOLUTION DE LA SOCIETE

#### 5.1.1. DENOMINATION SOCIALE

La dénomination sociale de la Société est « Direct Energie ».

#### 5.1.2. LIEU ET NUMERO D'ENREGISTREMENT DE LA SOCIETE

La Société est immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro d'identification 442 395 448.

#### 5.1.3. DATE DE CONSTITUTION ET DUREE DE LA SOCIETE

La Société a été constituée le 7 juin 2002 pour une durée de quatre-vingt-dix-neuf années expirant, sauf renouvellement ou dissolution anticipée, le 7 juin 2101.

#### 5.1.4. FORME JURIDIQUE, LEGISLATION APPLICABLE ET SIEGE SOCIAL

La Société est une société anonyme à Conseil d'administration.

La Société a initialement été constituée sous la forme d'une société anonyme à directoire et conseil de surveillance, jusqu'à ce que l'assemblée générale extraordinaire du 9 juin 2004 décide de modifier le mode de direction et d'administration de la Société en adoptant un Conseil d'administration.

La Société, régie par le droit français, est principalement soumise pour son fonctionnement aux articles L. 225-1 et suivants du Code de commerce.

Le siège social de la Société est situé au 2 bis, rue Louis Armand, 75015 Paris, France.

Les coordonnées de la Société sont les suivantes :

Téléphone : 01 73 03 77 01

Télécopie : 01 73 03 80 93

Courriel : [information-financiere@direct-energie.com](mailto:information-financiere@direct-energie.com)

Site Internet : [www.direct-energie.com](http://www.direct-energie.com)

#### 5.1.5. HISTORIQUE ET EVENEMENTS IMPORTANTS

La Société résulte de la fusion-absorption de Direct Energie par Poweo le 11 juillet 2012 (la « **Fusion** »). Suite à cette fusion, Poweo a été renommée dans un premier temps « Poweo Direct Energie » puis « Direct Energie » à l'issue de l'assemblée générale mixte du 25 juin 2013.

##### **Historique de Poweo pré-Fusion (2002-2012)**

Poweo est le premier opérateur alternatif apparu sur le marché français dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité et du gaz et de la fin du monopole d'EDF et de Engie (anciennement

GDF SUEZ). Poweo commercialise auprès de ses clients des produits et services liés à la consommation d'électricité depuis le 1<sup>er</sup> mars 2003 et de gaz depuis le 1<sup>er</sup> juin 2005.

#### **2004 :**

Poweo est inscrite sur le marché libre d'Euronext Paris.

#### **2005 :**

Transfert des titres de la Société sur Alternext à l'occasion d'une augmentation de capital d'environ 8 millions d'euros.

Renforcement des fonds propres par une nouvelle augmentation de capital de 50,4 millions d'euros réalisée en juillet 2005.

Poweo obtient l'autorisation de fourniture de gaz délivrée par le ministre délégué à l'industrie.

#### **2006 :**

Poweo conclut un accord de partenariat stratégique avec la société autrichienne Österreichische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (Verbund). Aux termes de cet accord, amendé en février 2007, Poweo et Verbund ont notamment décidé la création d'une filiale commune, dénommée Poweo Production SAS, initialement dédiée au développement en France de centrales de type CCGN (Cycle Combiné au Gaz Naturel), détenue respectivement à hauteur de 60% et de 40%. Dans la foulée de ce partenariat, Poweo obtient l'agrément de producteur d'électricité en juin 2006 et engage fin 2006 la construction de sa première centrale à Pont-sur-Sambre (Nord).

Poweo annonce le lancement d'un projet de construction d'un terminal méthanier au Havre sur le site d'Antifer destiné à optimiser son approvisionnement en gaz naturel, principale ressource énergétique des CCGN.

#### **2007 :**

Poweo réalise une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'environ 150 millions d'euros afin de contribuer au financement de son plan industriel et de son développement commercial.

Poweo procède à l'acquisition de la société Espace Eolien Développement (EED), bureau d'études privé spécialisé en énergie éolienne, qui disposait à la date de la reprise d'un portefeuille de projets en développement de 254MW.

La libéralisation totale du marché de l'énergie intervient avec l'ouverture à la concurrence du secteur résidentiel.

Poweo conclut un accord d'échange de capacités avec EDF (capacités nucléaires contre capacités thermiques).

Le Conseil de la concurrence valide un dispositif d'accès à une capacité nucléaire proposé par EDF afin de permettre aux opérateurs alternatifs de « concurrencer de manière effective les offres de détail des opérateurs historique sur le marché libre ».

**2008 :**

Quasi-achèvement de la construction de la centrale de Pont-sur-Sambre (Nord) et obtention du permis de construire et de l'autorisation d'exploiter pour le projet de CCGN à Toul (Meurthe-et-Moselle).

Poweo annonce en 2008 de nouvelles réalisations dans toutes les filières d'énergies renouvelables, notamment dans le solaire photovoltaïque (en France métropolitaine et dans les Antilles) et l'énergie hydraulique.

Croissance du parc clients de Poweo, principalement portée par le secteur résidentiel grâce au déploiement du réseau de vente en porte-à-porte, le seuil de 300.000 sites clients actifs ou acquis ayant été franchi.

**2009 :**

Le groupe Poweo annonce un renforcement de son partenariat avec son actionnaire de référence, Verbund. Verbund accroît sa participation dans Poweo en acquérant la participation de 13,4% détenue par Charles Beigbeder (et sa famille) ainsi que sa holding Gravitation.

**2010 :**

Approbation par les actionnaires de Poweo du projet de cession de la participation de 60% de Poweo dans Poweo Production à Verbund, son actionnaire de référence, pour 120 millions d'euros. Cette cession s'accompagne d'une option de rachat par Poweo de sa participation jusqu'en juin 2013.

Publication de la loi n°2010-1488 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) le 8 décembre 2010 au Journal Officiel, l'objectif principal de cette loi étant d'accroître la concurrence sur le marché français de l'électricité. Cette loi prévoit un accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) pour les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Politique efficace de réduction des coûts de structure illustrée par les baisses respectives de 33% et de 40% des coûts de gestion par clients particulier et professionnel.

**2011 :**

Finalisation de l'opération de financement avec Verbund. La cession de l'intégralité de la participation de Poweo dans Poweo Production apporte les ressources financières nécessaires à Poweo tout en préservant, par un mécanisme d'option expirant au 30 juin 2013, l'opportunité d'un retour à la production d'ici 2013.

Profonde refonte de l'actionnariat et du Conseil d'administration de Poweo. Verbund, actionnaire historique de Poweo, cède à Direct Energie sa participation de 46% dans Poweo (la cession est notamment décrite dans le communiqué de presse publié par Poweo en date du 27 juillet 2011, disponible sur <http://groupe.direct-energie.com/investisseurs/publications-agenda/communiqués-financiers/>).

Les Conseils d'administration de Direct Energie et Poweo approuvent le principe d'une fusion devant se finaliser en 2012.

**2012 :**

Poweo est informé que la société Poweo Pont-sur-Sambre Production, exploitant une centrale CCGN à Pont-sur-Sambre (Nord) a décidé de se placer en procédure de sauvegarde, prononcée le 12 mars 2012, par le Tribunal de Valenciennes. Verbund détient, depuis février 2011, 100% du capital de cette entité et Poweo n'a donc plus de contrôle opérationnel sur cette entité.

***Historique de Direct Energie pré-fusion (2003-2012)***

Créée en 2003, la société Direct Energie (entité absorbée) a connu une croissance significative et était, au moment du rapprochement avec Poweo, le premier fournisseur alternatif de gaz et électricité pour les particuliers, les petites entreprises, les réseaux multi-sites et les collectivités locales.

**2003 :**

Création de la société Direct Energie, à la suite des Directives européennes sur l'ouverture du marché de l'énergie, et première levée de fonds auprès d'actionnaires européens.

**2004 :**

Signature des premiers contrats de fourniture avec des petites et moyennes entreprises.

**2005 :**

Sécurisation de contrats d'approvisionnement avec EDF, Total et Enel.

Le portefeuille clients de la société atteint 45.000 clients.

**2006 :**

Louis Dreyfus (désormais IMPALA SAS) devient l'actionnaire de référence à la suite d'une augmentation de capital réservée.

Augmentation du nombre de clients Direct Energie à 71.000.

**2007 :**

Entrée dans le capital de Direct Energie de François Premier Energie, qui devient, avec Louis Dreyfus (désormais IMPALA SAS) les actionnaires de référence de Direct Energie.

Suite à un contentieux initié par Direct Energie, le Conseil de la concurrence valide un dispositif d'accès à une capacité nucléaire proposé par EDF afin de permettre aux opérateurs alternatifs de « concurrencer de manière effective les offres de détail des opérateurs historique sur le marché libre. »

#### **2008 :**

Organisation de la première « Enchère EDF » (3 sessions proposant 1.500 MW) à la suite d'une décision légale contraignant EDF à revendre de l'électricité « nucléaire » à ses concurrents. Direct Energie est le premier adjudicataire à l'issue de la procédure d'enchère avec 645 MW remportés.

Entrée d'EBM Trirhena AG, groupe industriel suisse présent dans le secteur de l'énergie, au capital de Direct Energie à la suite d'une augmentation de capital.

#### **2009 :**

Direct Energie lance son offre gaz.

EBM souscrit à une augmentation de capital et accroît sa participation dans Direct Energie.

#### **2010 :**

Direct Energie approvisionne 596.401 clients au 30 juin 2010.

Publication de la loi n°2010-1488 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) le 8 décembre 2010 au Journal Officiel, l'objectif principal de cette loi étant d'accroître la concurrence sur le marché français de l'électricité. Cette loi prévoit un accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) pour les fournisseurs alternatifs d'électricité.

#### **2011 :**

L'année 2011 a été marquée par la levée d'incertitudes tenant à l'évolution de la législation concernant l'organisation du marché de l'électricité français :

- courant mai 2011 : publication des arrêtés ministériels fixant les niveaux des prix de l'ARENH (40€/MWh à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2011 puis 42€/MWh à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012) ;
- 17 mai 2011 : conclusion de l'accord-cadre pour l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique entre Direct Energie et EDF ;
- 1<sup>er</sup> juillet 2011 : entrée en vigueur de la loi NOME (pour ce qui concerne l'ARENH).

Acquisition en juillet 2011 de deux centrales éoliennes : la centrale éolienne de la Fage et la centrale éolienne du Puech, d'une puissance cumulée de 16,1MW.

Le 1er octobre 2011, Direct Energie devient l'actionnaire de référence de Poweo SA, détenant 46% du capital de celle-ci.

Au 31 décembre 2011, Direct Energie approvisionne 696.077 clients.

## **2012 :**

Le consortium formé par Direct Energie et Siemens remporte l'appel d'offre pour la construction et l'exploitation d'une centrale à cycle combiné, généralement appelée centrale CCGT, en Bretagne (2016).

Cession de deux centrales éoliennes : la centrale éolienne de la Fage et la centrale éolienne du Puech.

### ***Historique de la Société post-Fusion (à partir de 2012)***

Les assemblées générales extraordinaires de Poweo et Direct Energie approuvent, le 11 juillet 2012, la fusion-absorption de Direct Energie par Poweo selon une parité d'échange de 13 actions Direct Energie contre 1216 actions Poweo. La dénomination de Poweo est désormais « Poweo Direct Energie ».

La fusion donne naissance à un nouvel acteur majeur du secteur de l'énergie. Le nouvel ensemble représente, au moment de la fusion, une base de plus d'un million de sites clients, dont 83% de consommateurs particuliers.

## **2012 :**

Suite à une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions, la part acheminement des impayés<sup>5</sup> des clients de la Société n'est plus à la charge de la Société.

La Société conclut avec ErDF un accord qui définit pour les quatre prochaines années les modalités de rémunération de la Société par ErDF pour la gestion de l'accès du client final du Groupe aux réseaux de distribution d'électricité. Cet accord a eu un impact positif de 26 millions d'euros sur l'exercice 2012.

En octobre, le Conseil d'administration a entériné la décision de renoncer définitivement à l'exercice des options d'achat conclues avec le groupe Verbund de 60% des titres de la société Poweo Production et, par là, des titres des sociétés Poweo Pont-sur-Sambre Production, Poweo Toul Production et Poweo Blaringhem Production.

## **2013 :**

Poweo Direct Energie est renommée « Direct Energie ». Direct Energie devient la marque unique du groupe fusionné en France.

Achèvement complet de la fusion opérationnelle au cours du deuxième semestre.

Le Groupe relance une stratégie de conquête commerciale qui s'appuie sur des offres compétitives et innovantes en électricité et en gaz, au moyen d'une vaste campagne de communication nationale. En particulier, le Groupe a lancé deux nouvelles offres innovantes, l'offre « Online » uniquement disponible sur

---

<sup>5</sup> Trois contributions ou taxes sont incluses dans le prix de détail hors TVA de l'électricité : la contribution tarifaire d'acheminement, les taxes sur la consommation finale de l'électricité et la contribution aux charges de Service Public de l'Electricité.

internet et l'offre « Tribu » à destination des premiers clients équipés du compteur Linky dans les régions lyonnaise et Indre et Loire.

**2014 :**

Le Groupe poursuit ses innovations et s'inscrit pleinement dans la transition énergétique. Il devient ainsi le premier opérateur d'effacement qualifié par RTE pour valoriser des effacements diffus sur le marché de l'électricité et devient le premier « partenaire énergie » de Nest en France avec le lancement d'une offre intégrant le Thermostat Nest.

Le Groupe entame son développement à l'international avec sa filiale Belge, la société Direct Energie Belgium.

La Société réalise avec succès le placement de deux emprunts obligataires en juillet et en octobre pour un montant total de 55 millions d'euros.

**2015 :**

Depuis le mois d'avril 2015, Direct Energie Belgium commercialise ses offres sur l'ensemble du territoire national Belge sous la marque Poweo.

La Société a conclu en mai 2015 un crédit revolving d'une durée de trois années pour un montant maximal de 60 millions d'euros, sécurisé auprès d'un pool de huit banques, afin de financer les besoins d'exploitation du Groupe.

La Société a annoncé la signature en date du 1<sup>er</sup> octobre d'un « sale and purchase agreement » avec le groupe suisse Alpiq pour l'acquisition de 100% du capital de sa filiale française 3CB. Cette dernière, dédiée à la production d'électricité, détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz située à Bayet dans l'Allier d'une capacité installée de 408 MW.

## 5.2. INVESTISSEMENTS

### 5.2.1. INVESTISSEMENTS REALISES AU COURS DES EXERCICES 2012, 2013 ET 2014

Le volume total des investissements réalisés par la Société s'est élevé en 2014 à 49,4M€, contre 12,8M€ en 2013.

Les principaux investissements (immobilisations corporelles, incorporelles et financières) réalisés au cours de la période sont les suivants :

Investissements (consolidés) (Normes IFRS, en M€)	Exercice 2014	Exercice 2013 retraité*	Exercice 2012
Immobilisations incorporelles	20.2	12.8	9.4
Immobilisations corporelles	1,4	0.1	0.8
Immobilisations financières	27.9		
<b>TOTAL</b>	<b>49.4</b>	<b>12.8</b>	<b>10.2</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*)

Ces investissements concernent principalement :

- Des coûts d'acquisition clients pour respectivement, 14,5 M€ en 2014, 8,0 M€ en 2013 et 5,0 M€ en 2012. Le groupe procède en effet à l'activation de ses coûts d'acquisitions clients externes, qui sont amortis sur une durée de 4 ans, compte tenu des taux d'attrition des clients observés par la Société
- D'autres immobilisations incorporelles pour respectivement 5,7 M€ en 2014, 4,8 M€ en 2013 et 4,4 M€ en 2012, correspondant notamment à des outils informatiques développés par la Société pour ses activités commerciales et de gestion
- Des immobilisations corporelles pour respectivement, 1,4 M€ en 2014, 0,1 M€ en 2013 et 0,8 M€ en 2012, correspondant principalement en 2014 à des travaux réalisés dans le cadre de l'aménagement du nouveau siège social, et en 2013 et 2012 à des dépenses relatives aux projets d'actifs de production développés par le Groupe
- Des immobilisations financières en 2014, pour un montant de 27,9 M€, correspondant à la souscription par le Groupe, dans le cadre de l'optimisation de ses liquidités, de dépôts à terme sans risque en capital ayant un horizon de placement supérieur à 3 mois, et donc non qualifiés de trésorerie et équivalents de trésorerie en IFRS



## 5.2.2. PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN COURS DE REALISATION

Le montant des investissements réalisés sur les six premiers mois de l'exercice 2015 s'élève à près de 12,2 M€.

Les principaux investissements (immobilisations corporelles, incorporelles et financières) réalisés au cours de la période sont les suivants :

<b>Investissements (consolidés) (Normes IFRS, en M€)</b>	<b>30 Juin 2015</b>	<b>30 Juin 2014*</b>
Immobilisations incorporelles	11.4	8.8
Immobilisations corporelles	0.8	0.4
Immobilisations financières	0.0	0.0
<b>TOTAL</b>	<b>12.2</b>	<b>9.1</b>

\* Les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 (Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes)

Le montant des investissements réalisés sur les 6 premiers mois de l'exercice 2015 s'élève à près de 12,2 M€. Au titre de l'exercice, ces investissements pourraient s'élever à près de 27 M€. Ceux-ci sont principalement liés aux coûts d'acquisition de nouveaux clients en gaz et en électricité dans le cadre de l'activité de commercialisation du Groupe, très majoritairement en France, l'activité du groupe en Belgique n'étant déployée sur l'ensemble du territoire que depuis le début du deuxième trimestre 2015, et aux développements et acquisitions de matériel réalisés en matière informatique.

Ces investissements seront principalement financés par la génération de trésorerie associée à l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité du groupe, et l'utilisation des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires réalisées en juillet et octobre 2014, ainsi que, temporairement, par le crédit renouvelable conclu le 6 mai 2015.

Par ailleurs, le Groupe annoncé la signature en date du 1<sup>er</sup> octobre d'un « sale and purchase agreement » avec le groupe suisse Alpiq pour l'acquisition de 100% du capital de sa filiale française 3CB. Cette dernière, dédiée à la production d'électricité, détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz située à Bayet dans l'Allier et compte une trentaine d'employés. Construite en juillet 2011 par Ansaldo (technologie Siemens), la centrale dispose d'une capacité installée de 408 MW.

Le montant de la transaction, intégralement versé en numéraire, s'élève à environ 45 M€ et reste soumis aux ajustements de prix usuels. Le Groupe projette de finaliser l'opération, qui demeure soumise à la levée de conditions suspensives, dont la principale tient à l'obtention des conclusions positives d'une expertise technique actuellement en cours, au plus tôt en fin d'année 2015, et prévoit de financer ou de refinancer l'acquisition par une émission obligataire par placement privé d'un montant compris entre 50 et 60 millions d'euros.

---

### 5.2.3. PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS ENVISAGES

Bien qu'aucun engagement ferme n'ait été pris par la Société, celle-ci prévoit de financer avec son partenaire Siemens le projet de Cycle Combiné Gaz de Landivisiau au plus tôt en 2016 à condition que l'ensemble des autorisations nécessaires soient purgées de tout recours et que l'enquête approfondie lancée par la Commission européenne pour évaluer la conformité de l'appel d'offres aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat n'ait pas d'impact sur le calendrier du projet. Ce financement, d'un montant total d'environ 450 millions d'euros, reposerait notamment sur une dette de projet comprise entre 60 à 80% du coût global d'investissement, l'apport en fonds propres venant compléter le plan de financement. Afin de financer sa quote-part d'apport en fonds propres dans la société de projet, le Groupe sera appelé à augmenter son capital ou lever des financements complémentaires au moment du lancement des travaux de construction de la centrale.

## 6. APERÇU DES ACTIVITES DU GROUPE

### 6.1. PRESENTATION GENERALE DU GROUPE

Acteur français de l'énergie, le Groupe Direct Energie est l'un des premiers opérateurs indépendants sur le marché français de la fourniture d'électricité et de gaz naturel. Au 31 décembre 2014, le Groupe fournissait de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 1,2 millions de sites clients en France. Au 30 juin 2015, le parc clients s'élevait à plus de 1,35 millions de sites.

Le Groupe intervient sur tous les segments de ce marché (clients particuliers, professionnels, entreprises et collectivités) et poursuit une stratégie d'intégration verticale pour être présent sur toute la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux services liés à l'énergie au sein du foyer.

Le Groupe poursuit également une stratégie de développement à l'international, entamée avec le lancement d'une activité de fourniture d'énergie en Belgique en 2014. Au 1<sup>er</sup> octobre 2015, le Groupe comptait environ 14 000 sites clients en Belgique, ce qui représente moins de 1% du parc global du Groupe.

En 2014, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 809,9 millions d'euros, un résultat opérationnel courant de 24,1 millions d'euros et un résultat net de 15,2 millions d'euros.

Au cours du premier semestre, le chiffre d'affaires consolidé du Groupe s'est élevé à 505,7 M€, son résultat opérationnel courant à 22,7 M€ et son résultat net à 23,2 M€.

Au 30 juin 2015, le Groupe était organisé, sur le plan opérationnel, autour de trois activités principales : le commerce (vente d'énergie et services, négoce et optimisation), la production et la distribution.

Suite à la cession de ses activités de distribution au cours du quatrième trimestre 2015, le Groupe est désormais organisé, sur le plan opérationnel autour de deux activités principales : le commerce (vente d'énergie, négoce et optimisation) et la production.

Pour un organigramme détaillé du Groupe, voir Section 7 (*Organigramme*).

---

### 6.1.1. CONTEXTE

En France, le secteur de l'énergie connaît de profondes mutations depuis plusieurs années. A l'aval, il s'agit de relever les nouveaux défis que sont la maîtrise de la consommation d'énergie, le maintien de prix bas et une offre toujours plus innovante et adaptée aux nouveaux usages (véhicule électrique par exemple). A l'amont, le secteur va devoir, dans un contexte de raréfaction des ressources, poser les jalons d'un nouveau mix énergétique, plus efficace et plus durable.

La loi sur la transition énergétique et la croissance verte du 17 août 2015 est l'une des plus récentes manifestations de ces évolutions. L'un de ses principaux objectifs est en effet d'économiser l'énergie et d'améliorer l'efficacité énergétique en promouvant par exemple la rénovation énergétique et le développement des compteurs communicants. En parallèle, elle met en place un nouveau mécanisme de soutien aux énergies renouvelables, pose les principes de la mise en concurrence des concessions hydroélectriques et crée un nouveau cadre pour permettre l'essor de l'effacement.

---

### 6.1.2. LES AVANTAGES CONCURRENTIELS DU GROUPE

#### ***Un positionnement alternatif moderne et avant-gardiste sur un marché ouvert***

Le Groupe se positionne comme le premier opérateur alternatif sur le marché de la fourniture d'énergie en France, marché dont l'ouverture à la concurrence devrait se poursuivre davantage, en particulier en raison de la disparition des tarifs réglementés sur le segment des clients professionnels.

Le Groupe propose des offres flexibles adaptées à tous les segments de marché et accompagne la révolution énergétique avec des projets concrets. En plus d'un panel d'offres complètes adaptées aux différents types de consommateurs, le Groupe propose des services permettant au consommateur de piloter sa consommation (et notamment, le développement d'une application mobile, un partenariat avec Nest dans le cadre d'un pack chauffage incluant le thermostat Nest, le projet Modelec avec pour ambition de maîtriser les pointes de consommation du système électrique français).

Le Groupe est un promoteur actif de l'ouverture du marché de l'énergie auprès des pouvoirs publics.

#### ***Une organisation souple et réactive, une structure de coût optimisée***

Le Groupe a démontré sa capacité à se mobiliser de façon rapide pour faire face aux enjeux de l'ouverture progressive du marché de la fourniture d'énergie et, plus récemment, pour achever dans des délais courts la fusion opérationnelle entre Poweo et Direct Energie.

Une attention constante est portée par la direction du Groupe à la maîtrise des coûts de structure qui, face aux opérateurs historiques, est une clé de sa réussite.

#### ***Un portefeuille d'offres compétitives et innovantes***

Depuis sa création, le Groupe a démontré sa capacité à développer une large gamme d'offres. Les offres « Online » et « Tribu », les dernières en date, témoignent de la volonté du Groupe de proposer des services innovants qui permettent de plus en plus d'associer ses clients à la gestion de l'énergie et de les accompagner dans la révolution énergétique actuelle. Pour une description des principales offres proposées par le Groupe, voir Section 6.3.1.1.2 (*Activité par catégorie de clients*).

Le Groupe réfléchit également aux évolutions du métier de fournisseur d'énergie et aux nouveaux services qui seront proposés aux consommateurs, induits par le développement des « smart grids » et des compteurs intelligents (Linky et Gazpar).

### ***Des partenariats ambitieux***

Le Groupe s'entoure de partenaires de premier plan, tant sur son activité de fourniture que sur son activité de production. Ainsi, en 2014, le Groupe a noué des partenariats avec Nest et Audi France pour proposer des offres modernes et attractives. Pour le détail des offres, voir la Section 6.3.1.1.2 (*Activité par catégorie de clients*).

En matière de production, la Société compte sur plusieurs partenaires de taille dont le groupe Siemens. La Société a ainsi formé avec Siemens le consortium qui a remporté l'appel d'offres de l'Etat pour la construction d'une centrale à cycle combiné gaz à Landivisiau dans le Finistère, projet dont le développement est assuré par la Compagnie Electrique de Bretagne, dont le Groupe détient 60% et qui est comptabilisé par mise en équivalence dans les comptes du Groupe.

### ***Une stratégie d'intégration amont-aval maîtrisée (projet Landivisiau)***

La stratégie d'intégration verticale du Groupe est un des gages de son indépendance vis-à-vis des autres acteurs du marché et vis-à-vis des fluctuations des marchés de l'énergie. Elle est menée dans l'optique de pouvoir optimiser les prix d'accès à l'énergie afin d'en faire bénéficier les clients du Groupe et de pouvoir optimiser la gestion des expositions du portefeuille du Groupe aux variations de prix des marchés de gros.

Face au paradoxe actuel entre, d'une part un contexte de marché défavorable au développement de moyens de production thermique du type « centrale à cycle combiné gaz »<sup>6</sup>, d'autre part, le besoin du système électrique français de disposer de moyens de production de ce type pour pallier les périodes de tension sur le réseau et accompagner le déploiement des actifs de production intermittente (production renouvelable) et répondre ainsi aux objectifs fixés par l'Union Européenne, et enfin les incertitudes tenant aux évolutions potentielles de l'encadrement législatif et réglementaire du mécanisme de capacité, le Groupe a l'opportunité de pouvoir développer en Bretagne une centrale à cycle combiné gaz bénéficiant d'une prime de capacité qui viendra en complément des revenus tirés du marché et qui rehausse mécaniquement la solidité et la rentabilité du projet. Pour une description du projet de Landivisiau, voir Section 6.3.2.3 (*Développement des centrales à cycle combiné gaz*). Le Groupe peut ainsi construire sereinement son intégration verticale, le Groupe ne s'interdisant pas de développer cette intégration amont/aval dans le cadre d'opérations de croissance externe.

---

## **6.1.3. VISION STRATEGIQUE**

Sur la base d'une situation de marché et du secteur décrit ci-dessus, le Groupe entend exploiter pleinement les opportunités offertes par la transition énergétique, matérialisée par la loi du 17 août 2015, et s'est mis en situation d'affronter les bouleversements qui touchent le modèle énergétique actuel. Dans un contexte de maîtrise renforcée de la consommation d'énergie et donc de réduction de la consommation d'énergies fossiles, de nouveaux usages (véhicule électrique par exemple) apparaîtront, imposant à tous les acteurs économiques et dans tous les secteurs (énergie, construction, télécommunications...) le développement de nouveaux métiers

---

<sup>6</sup> Ce contexte devrait évoluer favorablement avec la mise en œuvre du mécanisme de capacité qui débutera dès l'hiver 2016-2017.

et de nouveaux services. A l'avenir, le fournisseur d'énergie devra déployer des offres innovantes destinées à consommer moins et mieux associées à des conseils toujours plus personnalisés.

La mise en œuvre de cette transition énergétique se déclinera pour le Groupe en quatre axes principaux :

- la conquête de parts de marché en France pour devenir un acteur incontournable de la fourniture d'énergie avec un objectif de portefeuille de deux millions de clients en 2018, sur tous les segments de marché, tant en gaz qu'en électricité. La suppression des TRV proposés aux clients professionnels constitue à cet égard, par l'émulation compétitive qu'elle génère, un objectif de développement substantiel.
- le développement de relais de croissance à l'international en capitalisant sur le savoir-faire et les systèmes en place au sein du Groupe. Comme il a pu le démontrer en Belgique (400 000 sites clients visés à horizon 2018), le Groupe étudie la poursuite de son déploiement à l'international, l'objectif étant de capitaliser sur les systèmes d'information et les processus de gestion existants.
- la mise en œuvre d'une stratégie d'intégration verticale par des investissements dans la production: le Groupe souhaite être pleinement reconnu comme un acteur intégré de l'énergie en France et se positionne en amont dans la production d'électricité avec un double objectif : (i) devenir producteur d'électricité flexible pour proposer un mix énergétique diversifié avec des technologies de production (CCGN) efficaces pour favoriser la compétitivité de l'industrie et protéger le pouvoir d'achat des ménages. Direct Energie se positionne également dans la production d'énergie hydroélectrique en étant candidat à la reprise des grandes concessions hydraulique ; (ii) être pleinement impliqué dans la sécurisation de l'approvisionnement électrique comme en témoigne le développement du projet de CCGN à Landivisiau en Bretagne qui s'inscrit dans le cadre du Pacte Electrique Breton.
- être un opérateur à la pointe de l'innovation dans les services énergétiques pour accompagner et concrétiser la transformation des usages, en anticipant les besoins futurs de ses clients.

---

## 6.2. PRESENTATION DES SECTEURS SUR LESQUELS INTERVIENT LE GROUPE

---

### 6.2.1. LE MARCHE FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE

#### 6.2.1.1. STRUCTURE DU MARCHE

Les données ci-après sont issues des études menées par la Commission de Régulation de L'Energie, du Réseau de transport d'Electricité et des sites du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité et d'energie.info le site du Médiateur de l'énergie en date du 30 juin 2015.

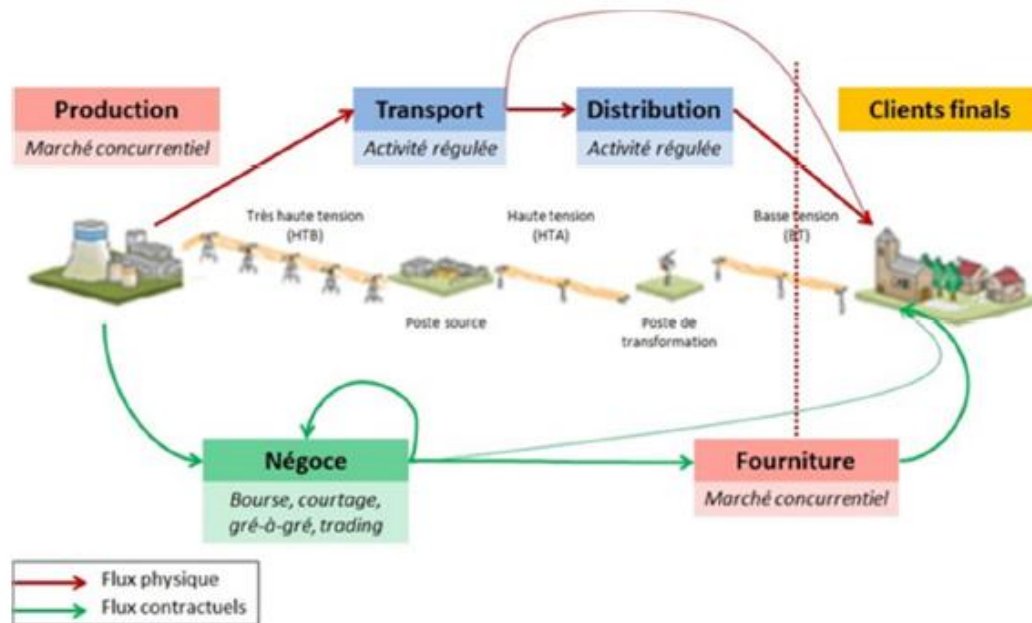
- 1)** Organisation générale du marché : un marché régulé (transport et distribution) et un marché en partie libre (commercialisation et production) – Structures de régulation

#### **« Entre libéralisation et régulation »**

L'ouverture du marché français de l'électricité a débuté lors de l'adoption d'une première directive européenne en 1996 avec pour objectif de construire « un marché unique de l'énergie » dans l'Union européenne. Pour favoriser l'intégration des différents marchés nationaux la directive prône la concurrence en s'appuyant sur trois principes :

- liberté de choix du fournisseur pour les consommateurs ;
- liberté d'établissement pour les producteurs ;
- droit d'accès sans discrimination dans des conditions transparentes pour les utilisateurs de réseaux.

La directive a été transposée par étapes en droit français aboutissant à l'ouverture du marché pour l'ensemble des consommateurs le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Le marché français de l'électricité, organisé autour de quatre grandes activités (production, transport, distribution, fourniture) auxquelles s'ajoutent des activités financières et contractuelles de négoce, reste toutefois régulé pour une partie de ces activités comme l'illustre le schéma suivant (source : Cour des comptes) :



Les producteurs d'électricité exploitent des centrales nucléaires ou thermiques classiques (au fioul, au gaz naturel, au charbon) et des sources d'énergies renouvelables (centrales hydrauliques, éoliennes, panneaux photovoltaïques). Ils sont situés en France ou en Europe, puisque les réseaux d'électricité sont interconnectés.

En 2013, l'électricité produite en France provient du nucléaire (74%), de l'hydraulique (13%), du thermique (9%), de l'éolien et du photovoltaïque (4%).

Les réseaux de transport sont les grandes infrastructures qui répartissent l'énergie sur l'ensemble du territoire (les « autoroutes » de l'énergie). Ils sont exploités par un gestionnaire unique, Réseau de Transport d'Electricité (RTE), actif sur l'ensemble du territoire. Les réseaux de distribution sont les réseaux qui répartissent l'énergie entre plusieurs communes et, au sein d'une même commune, entre plusieurs habitations. Ces réseaux appartiennent aux collectivités locales. Le gestionnaire de réseau est Electricité Réseau Distribution France (ERDF) pour 95% des communes, la gestion des 5% restant étant confiée à des Entreprises Locales de Distribution. Les gestionnaires de réseaux ne sont pas soumis à la concurrence et restent en monopole sur une zone géographique donnée. Ils sont responsables de la qualité de l'énergie qui arrive chez les particuliers dans les conditions suivantes :

- garantie de la continuité de l'énergie livrée ;
- maintien de services de dépannage permanents électricité ;
- réalisation de prestations techniques, comme l'entretien et le relevé des compteurs.

Les fournisseurs d'énergie sont chargés de la vente et de la gestion du contrat d'électricité après s'être approvisionnés auprès de producteurs. Certains fournisseurs sont également producteurs ou ambitionne de le devenir à l'instar de la Société.

***Un ensemble d'acteurs intervenant sur le fonctionnement du marché de l'électricité et l'élaboration de son cadre réglementaire***

L'Assemblée nationale et le Sénat établissent le cadre légal en vigueur dans le domaine de l'énergie.

Le Gouvernement, et plus particulièrement le Ministre en charge de l'énergie, définit le cadre réglementaire (décrets, règlements) applicable dans le domaine de l'énergie.

La Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) du Ministère de l'Economie et des Finances exerce une mission de régulation à l'égard de l'ensemble des acteurs économiques en concourant notamment à la protection des consommateurs.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE), autorité administrative indépendante, concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. C'est elle qui fixe les prix et les conditions d'accès aux réseaux.

Les collectivités organisatrices des distributions d'électricité et de gaz (autorités concédantes), constituées de syndicats départementaux ou intercommunaux, de communes, sont propriétaires des réseaux de distribution d'électricité. Elles concèdent le service public local de distribution aux gestionnaires de réseaux de distribution, ou le gèrent directement (régies communales ou intercommunales, dans 5% des communes).

Le Conseil de la concurrence, autorité juridictionnelle indépendante, est spécialisé dans l'analyse et la régulation du fonctionnement de la concurrence sur les marchés. Le conseil de la concurrence est consulté par la CRE pour avis sur certains sujets.

Le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges, nés de l'exécution des contrats, avec les fournisseurs ou les distributeurs d'électricité et d'informer les consommateurs sur leurs droits. Il peut être saisi pour tous les litiges concernant les consommateurs particuliers, non professionnels ou professionnels micro-entreprises (moins de 10 salariés et 2 M€ de CA).

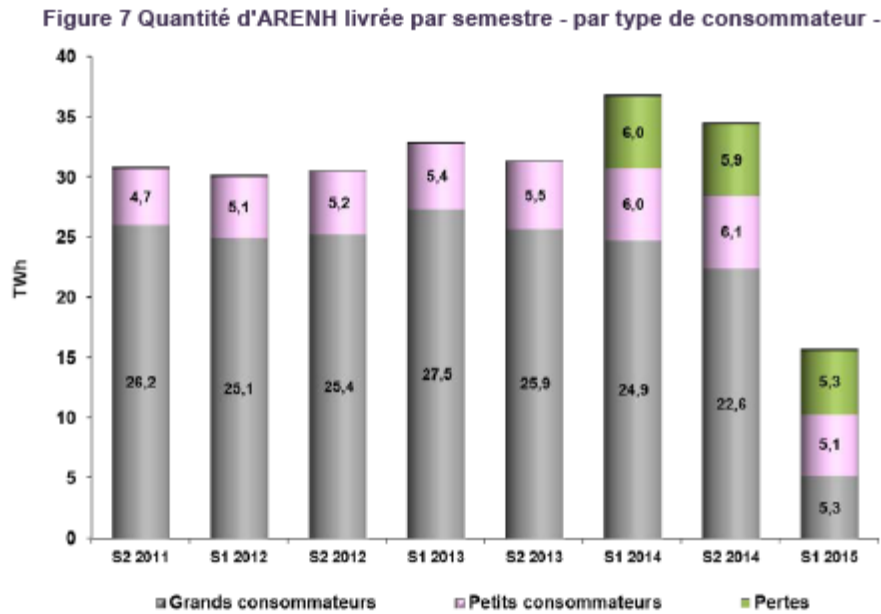
Les associations nationales agréées de consommateurs ont pour fonction de contribuer à la défense des consommateurs en intervenant auprès des opérateurs pour le règlement des litiges ou en saisissant les tribunaux. Elles informent les consommateurs sur leurs droits et agissent auprès des pouvoirs publics pour renforcer la protection des consommateurs.

***Données sur le dispositif ARENH***

La loi du 7 décembre 2010 a instauré le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui donne le droit à tout fournisseur d'acheter de l'électricité d'origine nucléaire à EDF à prix régulé. Cette électricité est exclusivement destinée à l'alimentation de clients finals situés en France métropolitaine. Le produit livré est défini par l'arrêté du 16 mai 2011 et peut être de deux formes, selon que le fournisseur alimente des clients profilés dits petits consommateurs ou des clients ne relevant pas de cette catégorie, dits grands consommateurs ainsi que les acheteurs pour les pertes.



Quantité d'ARENH livrée par semestre – par type de consommateur -



II

Les consommateurs sont répartis en catégories et sous-catégories.

Jusqu'au 31 décembre 2015 :

- la catégorie C1 comprend les grands consommateurs et les acheteurs pour les pertes ; et
- la catégorie C2 comprend les petits consommateurs.

A partir du 1er janvier 2016, il ne subsistera qu'une catégorie comprenant l'ensemble des consommateurs.

La sous-catégorie des petits consommateurs comprend les consommateurs finals raccordés en basse tension sur le territoire métropolitain continental et souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, dont le mode de détermination de la courbe de charge des consommations est précisée par un arrêté du ministre chargé de l'énergie pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie.

La sous-catégorie des grands consommateurs comprend les consommateurs finals situés sur le territoire métropolitain continental ne relevant pas de la sous-catégorie des petits consommateurs.

La sous-catégorie des acheteurs pour les pertes comprend les gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité situés sur le territoire métropolitain continental pour l'électricité achetée au titre de la compensation des pertes. En tant que gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, RTE a pour mission de veiller à la compensation des pertes électriques résultant du transit sur le réseau de transport d'électricité haute et très haute tension (effet Joule). Ces pertes, dépendant essentiellement de la

consommation et des échanges, représentent environ 12 TWh (Terawatt-heure) par an. Pour compenser ces pertes électriques, RTE fait appel au marché de gros en organisant périodiquement des appels d'offres.

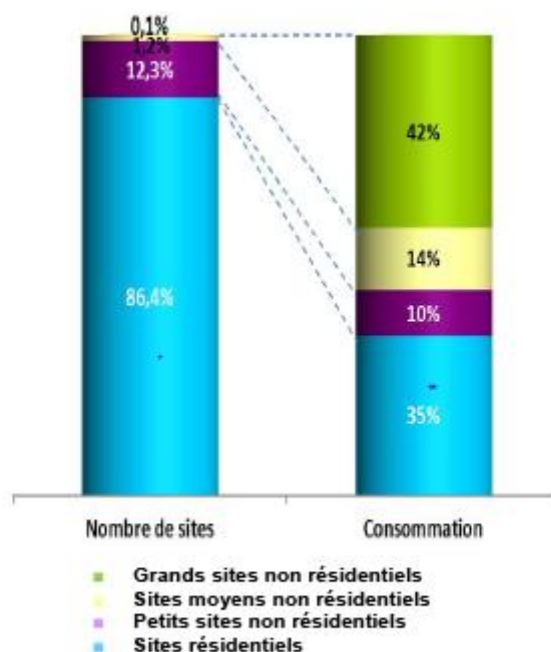
***Les segments de clientèle et leur poids respectif***

Le marché se divise en quatre segments :

- Grands sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles, etc. (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général).
  
- Sites moyens non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250kW. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh).
  
- Petits sites non résidentiels : sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des non résidentiels (les professions libérales, les artisans, etc.) Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh.
  
- Sites résidentiels : sites résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh.

## 2. Les segments de clientèle et leur poids respectif

Figure 1 Typologie des sites

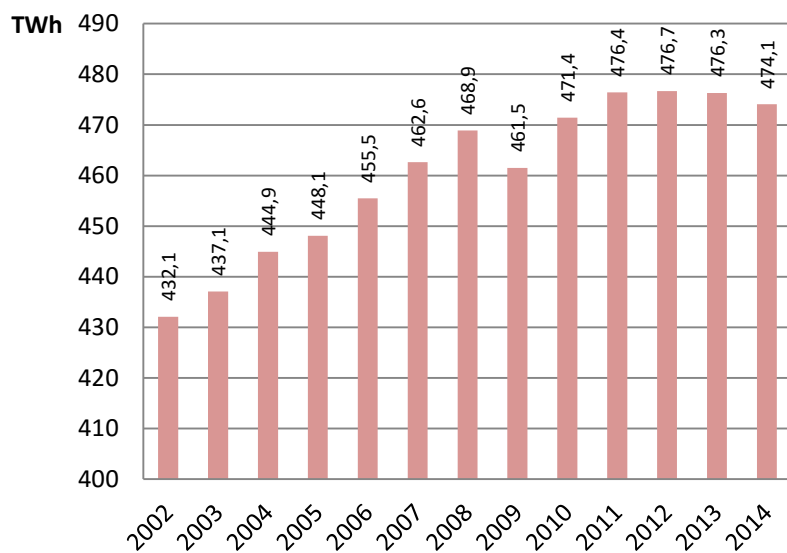


### 2) La consommation en France

Au 31 décembre 2014, ce marché est constitué de 36,5 millions de sites éligibles, représentant environ 424 TWh de consommation annuelle d'électricité.

La consommation électrique française se caractérise par une forte thermo-sensibilité en raison principalement de l'importance du chauffage électrique. En 2014, la clémence des températures s'est traduite par une baisse de 29,8 TWh de la consommation, soit 6% de moins qu'en 2013. Les différences de température entre l'année 2013 froide et l'année 2014 plus clémente ont généré à elles seules une économie de consommation de 27,6 TWh. Corrigée de l'aléa climatique, la consommation est en baisse de 0,4% et atteint 478,4 TWh. Sur une tendance de moyen terme, la consommation d'électricité en France est stable.

### Consommation corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février hors soutirage du secteur énergie



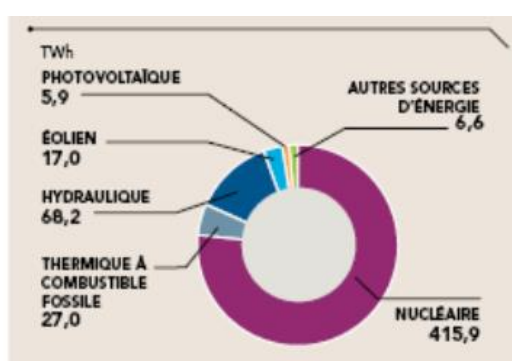
Source RTE

### 3) La production en France

Le marché de la production électrique a été libéralisé par la loi du 10 février 2000 et ce segment de la chaîne électrique est désormais un secteur totalement ouvert à la concurrence. En 2014, l'électricité produite en France provient du nucléaire (77%), de l'hydraulique (13%), du thermique (5,0%), de l'éolien et du photovoltaïque (4%). .

Energie produite	TWh	Variation 2014/0213	Part de la production
Production nette	540,6	-1,8%	100%
Nucléaire	415,9	3,0%	77,0%
Thermique à combustible fossile	27,0	-39,6%	5,0%
Dont charbon	8,3	-58,2%	1,5%
Fioul	4,4	-10,5%	0,8%
Gaz	14,3	-28,2%	2,7%
Hydraulique	68,2	-9,7%	12,6%
Eolien	17,0	+6,7%	3,1%
Photovoltaïque	5,9	+27,2%	1,1%
Autre source d'énergie	6,6	+6,7%	1,2%
Dont renouvelable	5,1	+8,4%	0,9%

Source RTE



Source RTE

Le secteur de la production électrique en France regroupe aujourd'hui trois principaux acteurs : EDF, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et Eon France (anciennement la Société Nationale d'Electricité et de Thermique (SNET)). Ils assurent plus de 95% de la production d'électricité en France, 90% étant assuré par le parc de production d'EDF essentiellement nucléaire (85% de la production d'EDF est d'origine nucléaire). Les centrales thermiques, un des principaux axes de la stratégie du Groupe dans la production, souffrent d'un

contexte économique adverse avec une baisse des prix et une réduction de leur taux d'utilisation en raison du développement des énergies renouvelables. Ces dernières bénéficient notamment d'un tarif d'achat de l'électricité financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Malgré cette conjoncture défavorable, les projets de centrale thermique restent un moyen de production flexible indispensable pour accompagner le développement des énergies renouvelables et peuvent être rentabilisés par l'octroi d'une prime de capacité. L'instauration du « mécanisme de capacité » en 2016 a donc pour objet de maintenir les infrastructures de production inactives en état de marche et éviter leur fermeture, faute de rentabilité sur l'ensemble de l'année. En contrepartie de cette rémunération les propriétaires s'engagent sur la disponibilité de ces centrales, principalement des centrales thermiques très réactives. A ce titre, les centrales à gaz modernes notamment (comme les centrales à cycle combiné gaz (CCG)) sont capables de produire de l'électricité à pleine puissance en moins d'une demi-heure.

Le Groupe est également candidat au renouvellement des concessions hydro-électriques qui représentent 13% du mix électrique français. Pour plus de détail, voir la Section 6.3.2.4 (*Le positionnement du groupe sur le renouvellement des concessions hydroélectriques*).

#### **4) Négocier/trading**

La Société est un acteur du marché de gros dans lequel le coût d'achat/vente de l'électricité est négocié avant d'être livré sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises). Les transactions peuvent être purement financières (si le produit est acheté puis revendu) ou déboucher sur une livraison physique sur le réseau français. Deux types de produits sont échangés sur les marchés : les produits spots et les produits à terme.

Les acteurs qui interviennent sur le marché de gros sont :

- les producteurs d'électricité (qui détiennent les centrales de production) qui négocient et vendent leur production ;
- les fournisseurs d'électricité (qui vendent ensuite l'électricité pour la consommation des clients finals) qui négocient et s'approvisionnent en électricité ;
- les négociants qui achètent pour revendre et favorisent ainsi la liquidité du marché ; et
- les opérateurs d'effacement qui valorisent la consommation évitée de leurs clients.

Les échanges peuvent se faire :

- sur des places de marché dédiées (EpeX Spot France pour les produits spot, basée à Paris, et EEX Power Derivatives France pour les produits futures, basée à Leipzig) ;
- de gré à gré intermédié, c'est-à-dire via un courtier ; ou
- directement de gré à gré (bilatéral pur).

Les produits spot sont des produits infra journaliers, journaliers (veille pour le lendemain, soit « Day-ahead ») ou week-end caractérisés par une livraison en 'base' (24h/24 et 7j/7) ou en 'pointe' (livraison de 08h00 à 20h00 du lundi au vendredi) ou des produits demi-horaires, horaires ou par blocs de plusieurs heures.

Le prix de référence pour le spot est le prix du produit Day-ahead sur la bourse EPEX SPOT, fixée tous les jours entre 12h30 et 13h00 après un mécanisme d'enchères. Il s'agit d'un prix négocié la veille pour livraison le lendemain qui reflète l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement (réalisé par RTE en temps réel).

Ces prix de court terme sont soumis à une forte volatilité. En effet, l'électricité ne peut pas être stockée et la gestion du réseau nécessite d'équilibrer en permanence les injections et les soutirages (un excès de demande à un moment donné ne peut être compensé par un excès d'offre quelques heures auparavant) et des facteurs influençant l'équilibre offre-demande peuvent varier brutalement, comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, absence de vent induisant une chute de la production éolienne en Allemagne...) ou des événements prévus ou non sur le parc électrique (panne d'une centrale, capacité d'interconnexion réduite,...).

Les contrats à terme ou « futures » portant sur la vente/d'achat d'électricité pour fourniture dans les semaines, mois, trimestres ou années à venir, à un prix négocié à la date du contrat portent sur des produits standardisés afin de faciliter leur échange (par exemple, la livraison d'un MW d'électricité en base, c'est-à-dire pendant toutes les heures du mois, ou en pointe, c'est-à-dire de 8h à 20h du lundi au vendredi).

Ayant un horizon plus lointain et correspondant de fait à une moyenne des prix spot anticipés pour la période considérée, les produits à terme sont moins volatils. Ce sont ces produits qui servent pour la définition des prix aux clients finals : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il va en général se couvrir, pour la majeure partie des livraisons qu'il aura à effectuer, en achetant les produits à terme nécessaires.

## 6.2.1.2. CONCURRENCE / ACTEURS DE MARCHÉ

### 1) Deux typologies d'acteurs

Deux types de fournisseurs proposent leurs offres aux consommateurs, les fournisseurs historiques issus des anciens monopoles et les fournisseurs alternatifs. Les fournisseurs historiques sont les fournisseurs présents avant l'ouverture du marché, c'est-à-dire EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que les filiales qu'ils contrôlent. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique. De même, un fournisseur historique est le seul fournisseur à pouvoir proposer le tarif réglementé sur sa zone de desserte historique. Les fournisseurs alternatifs regroupent les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

#### Les clients peuvent bénéficier de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (TRV), proposés uniquement par des fournisseurs historiques ;
- les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.

Les offres aux tarifs réglementés, dont le tarif est fixé par les pouvoirs publics et donc appliqué uniquement par les fournisseurs historiques, doivent disparaître pour les « moyens » et « gros » consommateurs dont la puissance est supérieure à 36 kVA (principalement entreprises et collectivités locales, tarifs jaune et vert) au 31 décembre 2015. En revanche, le maintien des tarifs réglementés pour les particuliers et les « petits » professionnels (tarif bleu) a été confirmé par la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME). En complément, des tarifs sociaux ouverts aux particuliers les plus modestes contribuent à rendre l'électricité accessible à tous.

	<b>Tarif bleu</b>	<b>Tarif jaune</b>	<b>Tarif vert</b>
<b>Puissance souscrite</b>	<36 kVA	36kVA< Ps<250 kVA	>250 kVA
<b>Cible</b>	Particulier et petit professionnel	Entreprises	Industriel
<b>Evolution</b>	Tarif Maintenu	Tarif supprimé au 31 décembre 2015	Tarif supprimé au 31 décembre 2015

Au 30 juin 2015, d'après les chiffres de la CRE, 4,09 millions de sites sont en offre de marché soit environ 11% du nombre total de sites, et la part de marché des fournisseurs alternatifs atteint 10,6% sur le segment résidentiel et 9,6% sur le segment non résidentiels.



### 3. Etat des lieux au 30 juin 2015

#### 3.1 Tableaux de synthèse du trimestre écoulé

Tableau 1 - Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2015	Au 31 mars 2015	Au 30 juin 2015	Au 31 mars 2015
Nombre total de sites	31 585 000	31 617 000	4 962 000	4 967 000
Sites fournis en offre de marché, dont :	3 353 000	3 209 000	744 000	715 000
• fournisseurs historiques	9 000	9 000	266 000	254 000
• fournisseurs alternatifs	3 344 000	3 200 000	478 000	461 000
Sites au tarif réglementé	28 232 000	28 408 000	4 218 000	4 252 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	10,6%	10,1%	9,6%	9,3%

Sources : RTE GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Tableau 2 - Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2015	Au 31 mars 2015	Au 30 juin 2015	Au 31 mars 2015
Consommation totale de sites	147,6	144,3	276,8	279,0
Consommation fournie en offre de marché, dont :	12,3	11,4	126,0	123,1
• fournisseurs historiques	0,04	0,04	64,7	61,9
• fournisseurs alternatifs	12,2	11,4	61,3	61,2
Consommation fournie au tarif réglementé	135,3	132,9	150,8	155,9
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	8,3%	7,9%	22,1%	21,9%

Sources : RTE, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Les chiffres du tableau 2 ci-dessus sont en TWh.

#### 2) Panorama concurrentiel

Au 30 juin 2015, sur le marché de détail de l'électricité, 19 fournisseurs nationaux actifs sont inscrits dans le moteur de recherche des fournisseurs par code postal, en ligne sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr), le site d'information des pouvoirs publics pour les consommateurs d'électricité et de gaz naturel.

Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine continentale ; un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :

- avoir au moins un site en contrat unique,
- être responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART, ou
- être responsable d'équilibre et avoir livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

### 3.6 Fournisseurs d'électricité actifs au 30 juin 2015

Tableau 3 Liste des fournisseurs nationaux enregistrés sur le site energie-info<sup>2</sup> et actifs<sup>3</sup> au 30 juin 2015





Fournisseur, Marques commerciales		Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
Fournisseurs alternatifs <sup>4</sup> d'électricité					
Alpiq		•	•		
Alterna		•	•	•	•
Axpo		•			
Direct Énergie	 	•	•	•	•
E.ON Energie		•	•		
Enel France		•	•		
Enercoop		•	•	•	•
Energem		•	•	•	•
Enovos		•			
GDF Suez	 	•	•	•	•
GEG Source d'Énergies		•	•	•	•
Iberdrola		•	•	•	
Lampiris				•	•
Lucia		•	•	•	•

<sup>2</sup> Nom et marque(s) commerciale(s) des fournisseurs.

<sup>3</sup> Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il a au moins un site en contrat unique ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

<sup>4</sup> Voir le glossaire pour la définition d'un fournisseur alternatif.

Planète OUI				•	•
Proxelia		•	•	•	•
Sélia		•	•	•	•
Vattenfall		•	•		

Fournisseurs historiques <sup>5</sup> d'électricité					
EDF		•	•	•	•

Sources : GRD, RTE, énergie-info – Analyse : CRE

### 6.2.1.3. ENVIRONNEMENT LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE

Malgré la libéralisation des marchés de l'énergie et compte-tenu de la persistance de groupes historiques intégrés fortement implantés sur les marchés, les fournisseurs nouveaux entrants évoluent dans un contexte fortement régulé ou réglementé, tant sur leurs activités à l'amont que sur leurs métiers à l'aval :

- 1) La réglementation à l'amont sur le secteur de l'électricité : un mécanisme d'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été mis en place par la loi NOME, celui-ci permettant aux fournisseurs qui le souhaitent de souscrire à des volumes d'électricité nucléaires auprès d'EDF, à un prix défini par arrêté. Le prix défini doit en principe correspondre à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour EDF de l'utilisation de ses centrales nucléaires. Un projet de décret en cours de validation par la Commission européenne devrait modifier les conditions d'établissement du niveau du prix de l'ARENH.
- 2) La régulation des réseaux de distribution et de transport de l'électricité: pour permettre aux fournisseurs de proposer un contrat, dit « contrat unique » aux consommateurs portant à la fois sur la fourniture et sur la distribution de l'énergie, un droit d'accès aux réseaux a été accordé aux fournisseurs, à un tarif régulé défini par la CRE. Il s'agit, en électricité, du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE). Ce tarif, qui doit couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux, évolue tous les 4 ans, la prochaine évolution étant actuellement prévue pour l'année 2018. Pour les consommateurs en contrat unique, le CoRDiS a posé en principe que le fournisseur ne devait pas assumer les impayés de part acheminement en lieu et place du Gestionnaire de réseaux de distribution qui ne peut faire supporter par le fournisseur une quelconque charge liée à l'exercice de sa mission de service public.
- 3) La réglementation des tarifs de détail de l'électricité: malgré la libéralisation du secteur de la fourniture d'énergie, une réglementation des prix a été maintenue, communément appelée les "tarifs réglementés". Ces tarifs sont proposés exclusivement par l'opérateur historique, EDF (TRV électricité), et les entreprises locales de distribution sur leurs zones de desserte.

Ces tarifs disparaîtront au 1er janvier 2016 pour les clients professionnels ayant, en électricité, une puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

En électricité, ils sont définis, jusqu'au mois de décembre 2015, par arrêté conjoint des ministres de l'énergie et de l'économie. A compter du mois de décembre 2015, la CRE sera en charge de proposer les tarifs réglementés, les ministres conservant un droit d'opposition sur ces tarifs. La loi relative à la transition énergétique et la croissance verte du 17 août 2015 supprime dans la loi, pour fixer le niveau des TRVs, le principe de couverture des coûts de l'opérateur historique et confirme la méthode de fixation des TRV par empilement des coûts suivants : l'ARENH, le TURPE, le complément d'approvisionnement sur les marchés, les coûts commerciaux, ainsi qu'une rémunération normale.

Sur les marchés sur lesquels ils se maintiennent, les tarifs réglementés constituent des tarifs directeurs, près de 90% des clients en électricité en bénéficiant toujours.

- 4) Enfin, il convient de noter que la loi de transition énergétique et pour la croissance verte du 17 août 2015 qui a pour objectif essentiel d'inciter à économiser l'énergie et améliorer l'efficacité énergétique, en plus de la suppression dans la loi du principe de couverture des coûts de l'opérateur historique, a apporté des modifications à la réglementation qui concernent directement le métier de fournisseur et, pour certaines, sa stratégie d'innovation et d'intégration amont –aval (performance énergétique, rénovation de l'habitat, compteurs communicants, chèque énergie, extension de la trêve hivernale, CEE dédiés aux clients précaires, effacements de consommation, etc.)

## 6.2.2. LE MARCHE FRANÇAIS DU GAZ

### 6.2.2.1. STRUCTURE DU MARCHE

Les données ci-après sont issues des études menées par la Commission de Régulation de l'Énergie, du Réseau de transport de gaz (GRTgaz) et des sites du Médiateur de l'énergie (Energie.info) ainsi que du Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie en date du 30 juin 2015

#### 1) Organisation générale du marché

Le marché du gaz naturel en France est organisé autour de six grands pôles : la production, le transport, les terminaux méthaniers, le stockage, la distribution et la commercialisation.

#### ***La production de gaz naturel***

Le principal opérateur de production gazière en France, Total, exploite le gisement de Lacq, en phase terminale d'exploitation. À cette production du sud-ouest de la France s'ajoute une activité marginale de production de gaz de houille, extrait de certaines anciennes mines de charbon. Ainsi, la production de gaz en France ne représente que 2% de la consommation nationale. Par ailleurs, les groupes Total et Gaz de France poursuivent une activité d'exploration et de production hors de France.

#### ***Le transport de gaz naturel***

Le gaz naturel importé arrive sur le territoire français, soit par gazoducs depuis Dunkerque, Taisnières, Obergailbac, Oltingue, Lacal, soit par les méthaniers qui livrent le gaz dans les terminaux de regazéification de Fos sur Mer et de Montoir de Bretagne. Ce gaz est ensuite transporté sous haute pression dans un réseau de transport qui se décompose fonctionnellement en deux parties :

- le réseau principal, dit aussi réseau « **grand transport** » qui rejoint les points frontières avec les opérateurs étrangers et les stockages et il permet également d'assurer les transits vers d'autres pays ;
- le **réseau régional** qui achemine le gaz naturel.

Le réseau se décompose en 2 périmètres d'équilibrage : le périmètre Nord et le périmètre TRS.

Périmètre Nord : il est constitué de la zone d'équilibrage nord et du point d'échange de Gaz (PEG) nord

Périmètre TRS : il est constitué de la zone d'équilibrage sud, de la zone d'équilibrage TIGF et du point d'échange de gaz TRS. Tout expéditeur de gaz doit en effet équilibrer les volumes de gaz à l'entrée et à la sortie de chaque zone.



Le réseau français est ainsi exploité aujourd'hui par deux opérateurs : GRT Gaz (filiale à 100% de Gaz de France) et TIGF (filiale de EDF, GIC, Predica et SNAM) GRTgaz et TIGF sont propriétaires, en sus de leur réseau, des stations de compression attenantes et également, pour TIGF, des installations de compression au niveau des stockages souterrains qui sont connectés à son réseau.

Un plan pluriannuel sur 10 ans du développement des infrastructures et de l'évolution de la demande en gaz naturel a été élaboré en avril 2007 avec la planification de nombreux investissements et renforcements des interconnexions avec nos partenaires européens (Espagne, Allemagne, etc.).

### ***Les terminaux méthaniers***

Pour rendre possible l'acheminement du gaz naturel extrait de zones hors d'atteinte des gazoducs internationaux, le transport de gaz naturel liquéfié (GNL) par bateau méthanier s'est progressivement développé. Le GNL est du gaz naturel rendu liquide par refroidissement à -160°C. Le volume du GNL est environ 600 fois inférieur à celui de son état gazeux, ce qui permet de le transporter dans les méthaniers. La part du GNL dans les exportations gazières mondiales est passée de 6 % en 1970 à 33% actuellement (source GRTgaz, BP statistical review of world energy)

S'agissant de la France, les chaînes d'approvisionnement en GNL représentent aujourd'hui environ 30% de son approvisionnement. Les terminaux méthaniers, qui réceptionnent les navires, stockent le GNL (à -160°C) et l'émettent sur le réseau principal après regazéification.

### ***Le stockage du gaz naturel français***

Les stockages souterrains ont été développés pour faire face à la saisonnalité de la demande de gaz naturel, assurer la sécurité d'approvisionnement et permettre une meilleure gestion du réseau de transport en favorisant l'équilibre du système de transport.

L'activité de stockage souterrain de gaz est soumise à l'autorisation du ministre chargé de l'énergie. La France est aujourd'hui dotée de deux types de stockages : les stockages en nappe aquifère et les stockages en cavité saline. Les stockages souterrains français sont exploités par :

- Storengy, filiale de Engie, qui gère 14 stockages, dont 9 en nappe aquifère (centrés sur le Bassin parisien) et 4 en cavité saline (dans le Sud-Est) dont 1 exploité pour compte de tiers, et 1 stockage en gisement déplété,
- TIGF, qui exploite dans le Sud-Ouest deux sites en nappe aquifère : Izaute et Lussagnet qui représentent un volume utile total de 27 TWh (21% des capacités françaises).

### ***La distribution de gaz naturel***

La desserte du gaz naturel en aval du réseau de transport jusqu'aux consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels s'effectue par les réseaux de distribution qui achemine le gaz naturel à basse pression jusqu'aux consommateurs.

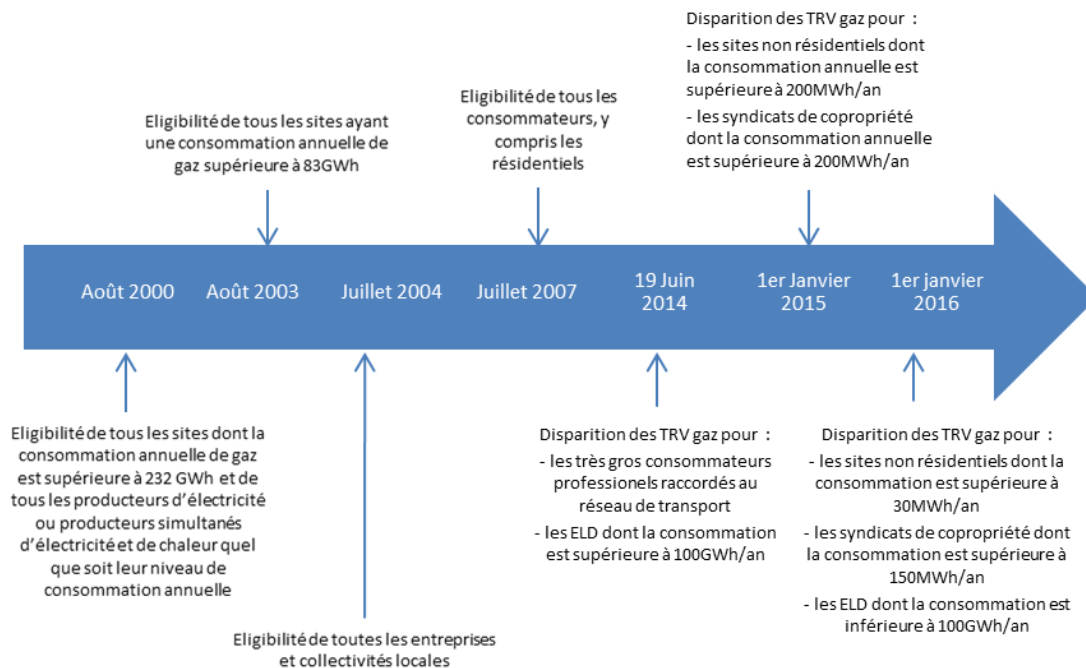
La gestion d'un réseau public de distribution de gaz naturel est une activité qui relève du service public local dont les missions sont regroupées soit dans des contrats de concession conclus avec les collectivités locales, autorités concédantes de la distribution d'énergie, soit dans des règlements de services pour les régies qui assurent une gestion communale directe de ces réseaux.

La loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz a confié à Engie la responsabilité de la distribution nationale du gaz, tout en reconnaissant et en maintenant l'existence d'une distribution publique par des distributeurs locaux existants non nationalisés. Dans ce cadre, 22 Entreprises Locales de Distribution (ELD) forment le paysage historique de distribution aux côtés d'Engie. D'autres opérateurs sollicitent aujourd'hui leur agrément en qualité de distributeur de gaz.



## Commercialisation / Ouverture à la concurrence

Le marché de détail du gaz naturel est ouvert à la concurrence sur l'ensemble des segments, résidentiels et professionnels, depuis le 1er juillet 2007. Son développement a connu plusieurs étapes dont la dernière sera au 1er janvier 2016 la disparition des TRV gaz pour l'ensemble des consommateurs finaux non domestiques.



Source : CRE

## 2) La consommation en France

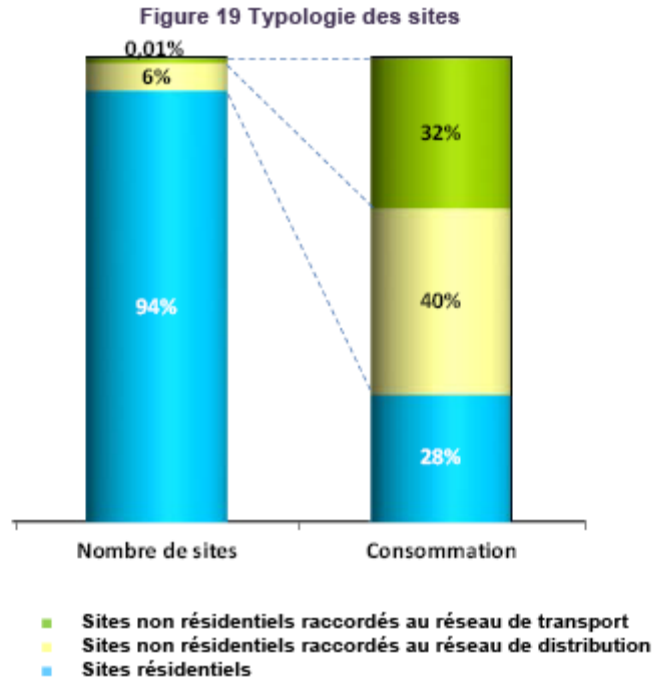
L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2014, 11,4 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 469 TWh (source CRE).

Le marché se divise en trois segments :

- Sites non résidentiels transport : grands sites industriels raccordés au réseau de transport ;
- Sites non résidentiels distribution : marché de masse des sites non résidentiels et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution ;
- Sites résidentiels : sites de consommation des clients particuliers.

## Typologie des sites

### 1. Les segments de clientèle et leur poids respectif



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

### 3) L'approvisionnement des fournisseurs en gaz naturel

Les fournisseurs disposent de plusieurs canaux pour s'approvisionner en gaz naturel. Les conditions contractuelles des contrats de long terme lient les fournisseurs avec les producteurs de gaz naturel et sont spécifiques à chaque contrat (niveau initial de prix, indexation, durée, volumes etc.).

Tous les fournisseurs de gaz naturel, historiques et alternatifs, sont soumis aux mêmes obligations en termes de sécurité d'approvisionnement. En cas de tension sur l'équilibre offre-demande global en France, les clients ont le même risque de coupure de leur alimentation en gaz naturel quel que soit leur fournisseur. La sécurité d'approvisionnement n'est donc pas un élément différenciant d'une offre de détail par rapport à une autre.

#### ***Les différentes places de marché et produits échangés en France***

Le marché de gros est le terrain de rencontre de l'offre et de la demande, où véritablement le marché gazier se dessine. Deux grandes écoles s'y affrontent : d'une part, le système classique des contrats de long terme indexés sur les produits pétroliers qui compte encore de nombreux sympathisants. D'autre part, des places de marché sur lesquelles les contrats s'échangent à des prix compétitifs sans lien avec les produits pétroliers

Le marché français du gaz intègre ainsi des places de marché de gros, appelées Points d'échange de gaz (PEG). Ceux-ci sont indispensables aux fournisseurs actifs sur le marché de détail. Ils leur permettent d'arbitrer entre différentes sources de gaz de façon à faire bénéficier leurs clients des sources les plus compétitives. Ils leur permettent également d'équilibrer à court terme leur portefeuille en achetant et vendant du gaz suivant leurs besoins, et peuvent constituer un complément aux contrats d'approvisionnement signés directement avec les producteurs pour alimenter leurs clients.

Sur la bourse Powernext, les fournisseurs peuvent acquérir des produits sur le marché spot (achats pour le jour même, le lendemain ou le week-end à venir) pour les PEG. En revanche, tous les produits à terme ne sont parfois pas disponibles sur les PEG pour des raisons de liquidité.

Des produits identiques ainsi que des variantes, notamment en matière de maturité, peuvent être obtenus sur le marché de gré à gré (transactions « *over-the-counter* » dites OTC). Les maturités de ces produits peuvent aller jusqu'à 3 ans.

#### ***Injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel***

Parallèlement aux modalités d'approvisionnement des fournisseurs sur le marché de gros de gaz naturel, la filière du biométhane injecté peut être examinée en tant que nouvelle source d'approvisionnement pour les fournisseurs.

Le biogaz, composé principalement de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et de méthane (CH<sub>4</sub>), est un gaz issu d'un processus naturel de dégradation de matières organiques animales ou végétales. Cette réaction se produit spontanément dans des installations telles que les Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND, anciennement appelées décharges) ou les stations d'épuration des eaux usées (STEP). Elle est aussi exploitée dans des installations de méthanisations des déchets ménagers, agricoles ou agroalimentaires spécifiquement destinées à la valorisation de ce gaz. Le captage et le transport de ce gaz à effet de serre à fort pouvoir de réchauffement représente un enjeu environnemental.

Le biogaz peut être valorisé sous deux formes, toutes deux bénéficiant de tarifs d'achat fixés par arrêté. La première est la production d'électricité et de chaleur par la combustion du biogaz dans un moteur de cogénération et la seconde est l'injection dans les réseaux de gaz naturel.

---

#### 6.2.2.2. CONCURRENCE

##### 1) Deux typologies d'acteurs

Le panorama de fournisseurs de gaz naturel se compose de fournisseurs historiques et de fournisseurs alternatifs. Un fournisseur est considéré comme historique lorsqu'il commercialise des tarifs réglementés de vente (Engie, Total Energie Gaz, et les Entreprises Locales de Distribution). Un fournisseur est considéré comme alternatif s'il commercialise uniquement des offres de marchés. Chacun met en œuvre une stratégie d'approvisionnement en gaz naturel différente résultant d'un mix de gaz acheté sur le marché de gros et via des contrats de long terme, lui permettant ou non de proposer des offres de prix compétitives aux clients finals.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (TRV), proposés uniquement par les fournisseurs historiques ;
- les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.

Engie dispose d'un portefeuille d'approvisionnement reposant historiquement majoritairement sur des contrats de long terme. Les achats de court terme ont néanmoins vu leur part progresser continûment ces dernières années, jusqu'à représenter en 2012 près de 30 % du portefeuille d'approvisionnement européen d'Engie (source CRE). L'année 2012 a été marquée par les renégociations de contrats long terme, à l'issue desquelles la part indexée marché dans les contrats de long terme a progressivement augmenté. Cette évolution est prise en compte dans la formule tarifaire utilisée pour la fixation des tarifs réglementés de vente de gaz naturel d'Engie.

Les fournisseurs alternatifs disposent également de la possibilité de s'approvisionner sous la forme de contrats long terme. Ils peuvent par ailleurs s'approvisionner, comme Engie pour ses offres de marché, sur le marché de gros, qui présente sur le PEG Nord un bon niveau de liquidité, contrairement aux PEG TRSS.

Les fournisseurs peuvent enfin diversifier leur approvisionnement au moyen du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Cette source d'approvisionnement, bien que très marginale aujourd'hui en termes de volume, pourrait représenter à terme un axe de développement commercial pour les fournisseurs de gaz naturel qui souhaitent proposer des offres vertes.

Tous les fournisseurs de gaz naturel, historiques et alternatifs, sont soumis aux mêmes obligations en termes de sécurité d'approvisionnement. En cas de tension sur l'équilibre offre-demande global en France, les clients supportent le même risque de coupure de leur alimentation en gaz naturel quel que soit leur fournisseur. La sécurité d'approvisionnement n'est donc pas un élément différenciant d'une offre par rapport à une autre.

Les offres au tarif réglementé, dont le tarif est fixé par les pouvoirs publics et donc appliqué uniquement par les fournisseurs historiques, disparaissent progressivement pour les consommateurs professionnels depuis le 19 juin 2014 et ce jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2016 selon le calendrier suivant :

- 19 juin 2014 pour les très gros consommateurs raccordés au réseau de transport et les entreprises locales de distribution dont le niveau de consommation est supérieur à 100 000 MWh par an ;
- 1<sup>er</sup> janvier 2015 pour les consommateurs non résidentiels et les immeubles d'habitation consommant plus de 200 MWh par an ;
- 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour les consommateurs non résidentiels consommant plus de 30 MWh par an.

Les consommateurs non résidentiels dont le niveau de consommation est inférieur à 30 MWh par an et les consommateurs particuliers ne sont pas concernés par la fin des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

2) Environnement concurrentiel

Au 30 juin 2015, d'après les chiffres de la CRE, plus de 4,4 millions de sites sont en offre de marché soit plus de 39% du nombre total de sites, et la part de marché des fournisseurs alternatifs atteint 18,1% sur le segment résidentiel et 33,6% sur le segment non résidentiels. En consommation annualisée au 30 juin 2015, ces parts de marché s'établissent respectivement à 18,6% (22,6 TWh) et 59,7% (191,8 TWh)

Tableau 6 Synthèse en nombre de sites

Situation (en nombre de sites)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2015	Au 31 mars 2015	Au 30 juin 2015	Au 31 mars 2015
Nombre total de sites	10 603 000	10 635 000	665 000	668 000
Sites fournis en offre de marché, dont :	3 946 000	3 748 000	499 000	474 000
• fournisseurs historiques	2 023 000	1 874 000	276 000	255 000
• fournisseurs alternatifs	1 923 000	1 874 000	223 000	220 000
Sites au tarif réglementé	6 657 000	6 887 000	166 000	193 000
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	18,1 %	17,6 %	33,6 %	32,9 %

Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

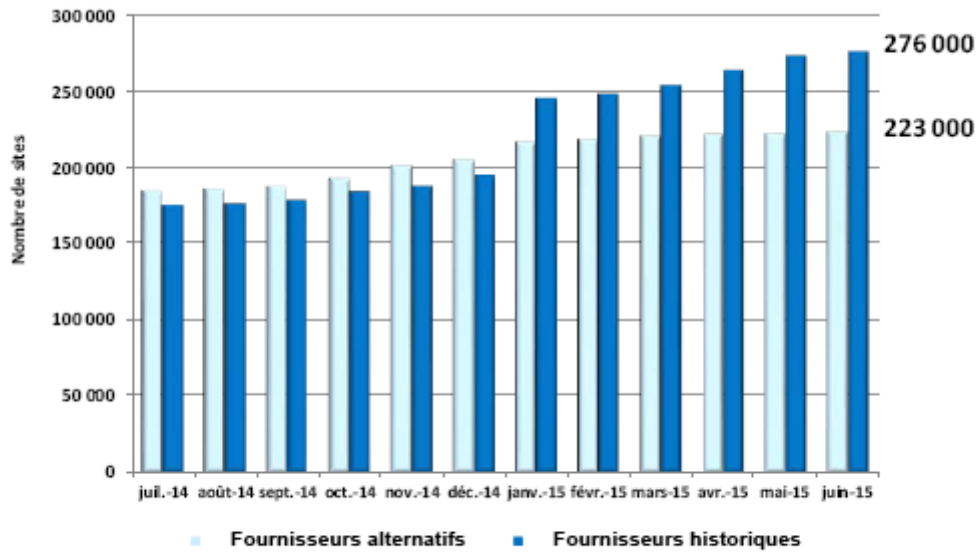
Tableau 7 Synthèse en consommation annualisée

Situation (en consommation annualisée)	Résidentiels		Non résidentiels	
	Au 30 juin 2015	Au 31 mars 2015	Au 30 juin 2015	Au 31 mars 2015
Consommation totale de sites	121,7 TWh	125,7 TWh	321 TWh	325,2 TWh
Consommation fournie en offre de marché, dont :	44,5 TWh	42,9 TWh	314,8 TWh	316,4 TWh
• fournisseurs historiques	21,9 TWh	20,3 TWh	123 TWh	130 TWh
• fournisseurs alternatifs	22,6 TWh	22,6 TWh	191,8 TWh	186,4 TWh
Consommation fournie au tarif réglementé	77,2 TWh	82,9 TWh	6,2 TWh	8,8 TWh
Parts de marché des fournisseurs alternatifs	18,6 %	18 %	59,7 %	57,3 %

Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Note technique : Les données en nombre de sites et consommation annualisée sont arrondies, en revanche les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont calculées à partir des données réelles.

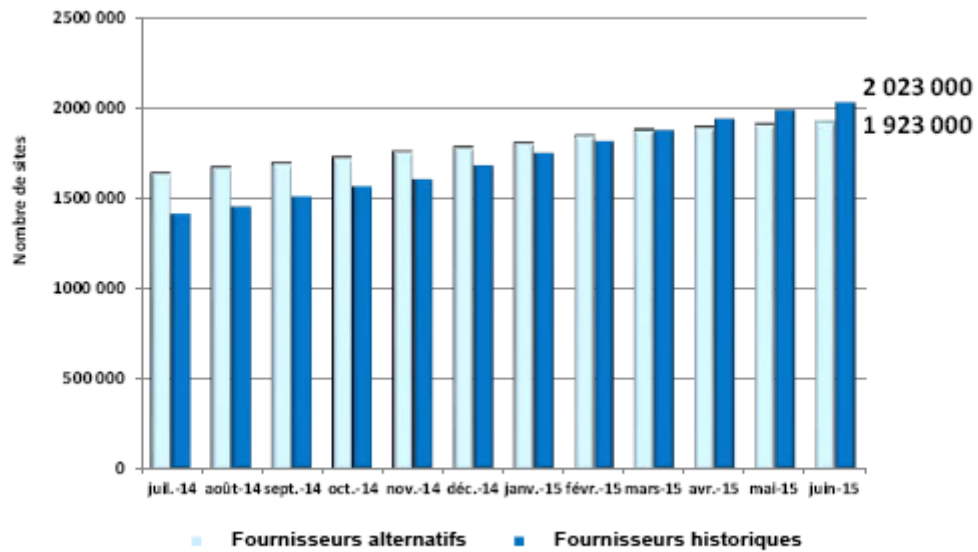
Nombre de sites en offres de marché  
– sites non résidentiels –



Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

Nombre de sites en offres de marché  
– sites résidentiels –

Figure 22 Nombre de sites en offre de marché  
- Sites résidentiels -



Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE





### 3) Fournisseurs et marques commerciales

Au 30 juin 2015, 24 fournisseurs nationaux et actifs sont enregistrés sur le site [www.energie-info](http://www.energie-info), site d'information des pouvoirs publics pour les consommateurs d'électricité et de gaz naturel, soit 3 historiques et 21 alternatifs comme suit :



Fournisseur, Marque(s) commerciale(s)	Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
<b>Fournisseurs alternatifs<sup>16</sup> de gaz naturel</b>			
Alpiq		•	•
Alterna			•
Antargaz			•
Axpo		•	•
Direct Energie	 		•
E.ON Energie		•	•
EDF		•	•
Endesa Energia		•	•
Energem			•
eni		•	•
Enovos		•	•
Gas Natural Fenosa		•	•
Gaz Européen		•	•
Gazprom Energy		•	•
GEG Source d'Energies		•	•
Iberdrola		•	•
Lampiris			•
NATGAS France		•	•

PICOTY			•	
Sélio			•	
Vattenfall			•	

Fournisseurs historiques <sup>16</sup> de gaz naturel				
Gaz de Bordeaux		•	•	
GDF Suez	 	•	•	•
Total Energie Gaz		•	•	

Sources : GRT, GRD, énergie-info, CRE – Analyse : CRE

Un fournisseur est « national » lorsqu'il a déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes françaises raccordées au réseau de gaz naturel. Un fournisseur est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il fournit au moins un site en gaz naturel
- il est expéditeur d'équilibre d'au moins un site (catégorie)
- il est expéditeur d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

En 2014, la Société avait saisi l'Autorité de la concurrence pour que le fichier clients d'Engie soit accessible aux autres fournisseurs afin qu'ils puissent présenter des offres compétitives aux consommateurs. L'Autorité de la concurrence a validé cette position et ordonné en septembre 2014 à Engie d'accorder à ses concurrents un accès aux données « nécessaires à l'exercice d'une concurrence effective par les fournisseurs concurrents : coordonnées du client et caractéristiques techniques de sa consommation ».

Cette position est structurante dans le contexte actuel qui prévoit la suppression totale des tarifs réglementés du gaz (fixés par les pouvoirs publics) pour les professionnels en décembre 2015.

### 6.2.2.3. ENVIRONNEMENT LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE

Malgré la libéralisation des marchés de l'énergie et compte-tenu de la persistance de groupes historiques intégrés fortement implantés sur les marchés, les fournisseurs nouveaux entrants évoluent dans un contexte fortement régulé ou réglementé, tant sur leurs activités à l'amont que sur leurs métiers à l'aval :

- 1) La régulation des réseaux de distribution et de transport du gaz naturel : pour permettre aux fournisseurs de proposer un contrat, dit « contrat unique » aux consommateurs portant à la fois sur la fourniture et sur la distribution de l'énergie, un droit d'accès aux réseaux a été accordé aux fournisseurs, à un tarif régulé défini par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Il s'agit en gaz naturel, de l'accès des tiers aux réseaux de distribution (ATRD) et de l'accès des tiers aux réseaux de transport (ATRT). Ces tarifs, qui doivent couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux, évoluent tous les 4 ans, la prochaine évolution étant actuellement prévue pour l'année 2018. Pour les consommateurs en contrat unique, le CoRDIs a posé en principe que le fournisseur ne devait pas assumer les impayés de part acheminement en lieu et place du Gestionnaire de réseaux de

distribution qui ne peut faire supporter par le fournisseur une quelconque charge liée à l'exercice de sa mission de service public. Les modalités de mise en œuvre de ce principe sont actuellement en cours de discussion entre les différents intervenants (GrDF, CRE, fournisseurs)

- 2) En matière de gaz naturel, les fournisseurs ont l'obligation de souscrire à des capacités de stockage dans des conditions de volumes et de débit qui correspondent au profil de consommation de leur parc clients. Ils disposent pour ce faire d'un droit d'accès aux infrastructures de stockages, dont le tarif évolue chaque année. Une réglementation de ces tarifs de stockage est à l'étude par l'Etat.
- 3) La réglementation des tarifs de détail du gaz naturel : malgré la libéralisation du secteur de la fourniture d'énergie, une réglementation des prix a été maintenue, communément appelée les "tarifs réglementés". Ces tarifs sont proposés exclusivement par l'opérateur historique, ENGIE (TRV gaz naturel), et les entreprises locales de distribution sur leurs zones de desserte.

Ces tarifs disparaîtront au 1er janvier 2016 pour les clients professionnels ayant, en gaz naturel, une consommation annuelle de référence supérieure à 30 MWh.

En matière de gaz naturel, les tarifs réglementés doivent couvrir tous les coûts de l'opérateur historique et dont la formule est définie une fois par an par arrêté conjoint des ministres de l'énergie et de l'économie. Ces tarifs évoluent mensuellement sur la base de cette formule et son application est vérifiée par la CRE. La Cour de Justice de l'Union doit se prononcer en 2016 en principe sur la suppression éventuelle des tarifs réglementés de gaz naturel appliqués aux consommateurs du marché de masse (résidentiels et petits professionnels).

Sur les marchés sur lesquels ils se maintiennent, les tarifs réglementés constituent des tarifs directs, près de 80% des clients en gaz naturel en bénéficiant.

- 4) Enfin, il convient de noter que la loi de transition énergétique et pour la croissance verte du 17 août 2015, qui a pour objectif essentiel d'inciter à économiser l'énergie et améliorer l'efficacité énergétique, en plus de la suppression dans la loi du principe de couverture des coûts de l'opérateur historique, a apporté des modifications à la réglementation qui concernent directement le métier de fournisseur et, pour certaines, sa stratégie d'innovation et d'intégration amont –aval (performance énergétique, rénovation de l'habitat, compteurs communicants, chèque énergie, trêve hivernale, CEE dédiés aux clients précaires, etc.).

---

### 6.3. PRESENTATION DETAILLEE DES PRINCIPALES ACTIVITES DU GROUPE EN FRANCE

Au 30 juin 2015, le Groupe était organisé, sur le plan opérationnel, en trois secteurs :

- Le « Commerce » qui correspond à l'activité d'approvisionnement en énergie et de fourniture aux consommateurs finaux,
- La « Production » qui désigne les filiales du Groupe en charge des projets de développement de centrales de production d'électricité ;
- Les « Autres secteurs » qui regroupaient les autres participations du Groupe dans des entreprises locales de distribution, classées en actifs détenus en vue de la vente conformément aux principes fixés par la norme IFRS 5.

Suite à la cession de ses activités de distribution au cours du quatrième trimestre 2015, le Groupe est désormais organisé, sur le plan opérationnel autour de deux activités principales : le commerce (vente d'énergie, négoce et optimisation) et la production.

Le développement de l'activité Belge n'ayant commencé commercialement pour la Wallonie qu'au cours du second semestre 2014, et l'extension à l'ensemble du territoire Belge n'étant intervenue qu'au cours du deuxième trimestre 2015, le Groupe ne présente pas actuellement d'informations par zone géographique, la contribution des activités belges au secteur « Commerce » étant encore considérée comme non significative au regard de la contribution de la France.

Au 30 juin 2015, les principaux agrégats financiers pour les secteurs du Groupe, sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Au 30/06/2015</b>				<b>Total</b>
	<b>Commerce</b>	<b>Production</b>	<b>Autres</b>	<b>Eliminations</b>	
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	506 154	207	-	(708)	505 653
<i>dont produits externes</i>	505 446	207	-	-	505 653
<i>dont produits inter-secteurs</i>	708	-	-	(708)	-
Marge Brute	78 166	207	-	-	78 373
EBITDA	34 274	(281)	-	-	33 993
Résultat Opérationnel Courant	22 994	(281)	-	-	22 713
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(10 721)	-	-	-	(10 721)
Pertes de valeur	(550)	-	-	-	(550)
Actifs sectoriels nets	425 604	(5 742)	386	-	420 248
Investissements	12 038	137	-	-	12 175

Pour l'exercice 2014, les principaux agrégats financiers pour les 3 secteurs du groupe sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	Au 31/12/2014				Total
	Commerce	Production	Autres	Eliminations	
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	810 670	659	-	(1 412)	809 917
<i>dont produits externes</i>	809 258	659	-	-	809 917
<i>dont produits inter-secteurs</i>	1 412	-	-	(1 412)	-
Marge Brute	119 604	659	-	-	120 263
EBITDA	46 199	446	(6)	-	46 638
Résultat opérationnel courant	23 607	446	(6)	-	24 047
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(20 999)	-	-	-	(20 999)
Pertes de valeur	-	-	-	-	-
Actifs sectoriels	367 776	(2 469)	1 668	-	366 975
Investissements	21 564	63	-	-	21 627

Pour l'année 2013, ces agrégats se présentaient comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	Au 31/12/2013 *				Total
	Commerce	Production	Autres	Eliminations	
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	741 464	665	189	6 592	748 910
<i>dont produits externes</i>	748 062	665	184	-	748 910
<i>dont produits inter-secteurs</i>	(6 597)	-	5	6 592	-
Marge Brute	105 352	665	184	-	106 200
EBITDA	33 560	361	(64)	-	33 856
Résultat opérationnel courant	5 518	361	(64)	-	5 814
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(26 551)	-	-	-	(26 551)
Pertes de valeur	(267)	-	-	-	(267)
Actifs sectoriels	260 722	1 823	5 180	-	267 725
Investissements	12 809	(43)	-	-	12 766

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Pour plus de détail sur les indicateurs sectoriels, voir la Note 26 de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, présentée en Annexe 1 du Prospectus, et la note 27 de l'annexe aux comptes consolidés simplifiés au 30 juin 2015, présentés en Annexe 2 du Prospectus.

---

### 6.3.1. L'ACTIVITE DE COMMERCE

#### 6.3.1.1. L'ACTIVITE DE VENTE D'ENERGIE

##### 6.3.1.1.1. PRESENTATION ET STRATEGIE COMMERCIALE

L'activité « Commerce » de la Société recouvre la commercialisation d'offres de fourniture d'électricité et de gaz, ainsi que des prestations de services à valeur ajoutée à destination des consommateurs particuliers, professionnels, des entreprises et des collectivités locales.

Pour atteindre ces objectifs et pour répondre au mieux aux attentes de ses clients, l'activité « Commerce » s'est organisée autour de deux directions commerciales, l'une dédiée aux clients particuliers et l'autre aux clients professionnels, entreprises et collectivités locales. Ces directions s'appuient sur la direction de la relation clients qui a pour mission d'assurer le bon déroulement du parcours client tout au long de sa présence chez Direct Energie (relations clients, fidélisation, activation, facturation, relance, etc.).

Les informations sur le nombre de clients et les volumes commercialisés figurent à la Section 3.5 du Prospectus (*Données opérationnelles*). Pour plus de détail sur les indicateurs sectoriels, voir la Note 26 de la Section 1 de l'Annexe 2 du Prospectus.

Les informations sur l'activité commerciale du Groupe en Belgique est décrite à la Section 6.4.1.3.

---

##### 6.3.1.1.2. L'ACTIVITE PAR CATEGORIE DE CLIENTS

###### 1) Les clients particuliers

La Direction « Commerciale et Marketing Particuliers » a pour mission la conception et la commercialisation d'offres de fourniture d'électricité et de gaz, ainsi que de prestations de services à valeur ajoutée à destination des consommateurs particuliers. A la fin de l'exercice 2014, la Société fidélisait plus d'un million de clients particuliers, et plus de 1,1 million au 30 juin 2015. La Société se positionne ainsi comme le troisième acteur français sur ce secteur d'activité.

###### ***L'Offre Commerciale***

Pour favoriser sa croissance commerciale, la Société a pour ambition de fournir des solutions toujours plus compétitives, innovantes et modernes, et développer pour ses clients une nouvelle relation à l'énergie, basée sur la maîtrise de leur consommation et leur contribution à la protection de l'environnement.

Aussi, les offres commerciales reposent sur la combinaison d'une fourniture d'électricité et/ou de gaz à prix compétitifs, d'une prestation de services à valeur ajoutée, afin notamment d'aider ses clients à mieux consommer, ainsi que sur l'excellence de sa relation clients (huit titres « Services clients de l'année » sont venus récompenser le développement de son activité).

La gamme des offres aux particuliers comporte des offres spécifiques à chaque énergie (électricité ou gaz) et des offres duales (électricité et gaz) avec les caractéristiques principales suivantes :

- L'offre « Online Electricité ou Gaz » : il s'agit de l'offre 100% web proposée par la Société. Elle repose sur un prix très attractif (remise immédiate de 8% sur le prix hors taxes du kWh par rapport aux tarifs

réglementés) et des services digitaux qui facilitent la vie des clients : facture et « suivi conso » en ligne, e-conseiller par email avec réponse en 48h, réception par email d'un bilan consommation à chaque relève. Le client dispose également d'une application mobile qui lui permet de suivre son budget annuel et d'effectuer très simplement des auto-relèves. C'est un service pratique et pédagogique qui permet au client de mieux comprendre son mode de consommation et d'ajuster sa facture au plus près de sa consommation. De surcroît, un client « double énergie » (Electricité et Gaz), bénéficie d'une réduction de 10% sur le prix hors taxes du kWh par rapport aux tarifs réglementés.

- L'offre « Directe Electricité ou Gaz » permet non seulement au client de bénéficier d'un tarif attractif (remise immédiate de 5% sur le prix hors taxes du kWh par rapport aux tarifs réglementés), mais aussi de bénéficier de nombreux services (conseiller client, espace client lui permettant de réaliser à distance la plupart des opérations courantes, choix possible du mode de facturation, etc.). De surcroît, un client double énergie (Electricité et Gaz), bénéficie d'une réduction de 7% sur le prix hors taxes du kWh par rapport aux tarifs réglementés.
- L'offre « Pur Jus » propose 100% d'Electricité « verte » et une remise immédiate de 2% sur le prix hors taxes du kWh par rapport aux tarifs réglementés. Pour chaque MWh d'énergies renouvelables consommé, la Société s'engage en effet à acheter le nombre de garanties d'origine correspondant qui permettent d'attester qu'une quantité équivalente d'électricité a été produite à partir de source renouvelable (éolien, photovoltaïque, etc.) et injectée sur le réseau. Cette offre s'accompagne également de dispositifs « zéro papier » (envoi de la facture par email par exemple).
- L'offre « Esprit Libre Electricité et/ou Gaz » : il s'agit d'une offre qui permet au client de bénéficier d'un prix hors taxes du kWh électricité et/ou gaz fixe pendant 2 ans, d'un bilan de consommation à réception de chaque relève et d'une assistance en cas de panne sur ses installations intérieures électriques et/ou sur sa chaudière.
- L'offre « Tribu » est une offre réservée aux clients équipés d'un compteur communiquant Linky. Cette offre permet au client éligible de réduire sa consommation (pilotage d'appareils à distance grâce à des prises intelligentes et des objets connectés, programme de coaching énergie s'appuyant sur un espace client spécifique, suivi de la consommation), de ne payer que ce qu'il consomme (facturation basée sur la consommation réelle, un abonnement ajusté à sa consommation, des heures creuses à la carte selon ses habitudes) et veiller sur son foyer (alerte email/SMS anti-intrusion, détecteur de fumée).

En 2014, la Société a continué à développer sa gamme d'offres en lançant deux partenariats innovants :

- L'offre Pack Chauffage : outre la fourniture d'électricité et/ou de gaz, la Société propose à ses clients le Thermostat Nest à un tarif privilégié, ainsi que l'installation gratuite par un professionnel certifié, l'entretien annuel obligatoire de la chaudière, un diagnostic sécurité et une assistance dépannage. En devenant le premier « partenaire énergie » de Nest en France, Direct Energie accompagne ses clients dans la maîtrise de leur consommation.
- Dans le cadre du lancement en France de l'Audi A3 Sportback e-tron (première automobile compacte plug-in haut de gamme), Audi et Direct Energie ont signé un accord visant à optimiser l'empreinte énergétique lors du rechargement de la batterie électrique et par conséquent à favoriser une mobilité toujours plus durable et respectueuse de l'environnement. Aussi, les acquéreurs de cette Audi se

voient-ils proposer une offre d'électricité 100% renouvelable certifiée par des « Garanties d'Origine » et enrichie d'un service client personnalisé qui répond notamment à toutes les questions liées à l'installation de la borne de recharge électrique.

En complément de la fourniture d'énergie, la Société propose à ses clients des services adaptés à leurs besoins : entretien de chaudière (avec son partenaire Veolia Habitat Services), services de dépannage d'urgence sur les installations gaz et électriques, services de plomberie et de serrurerie, etc.

***Le développement commercial :***

Depuis l'origine, la Société a appuyé son développement commercial sur les canaux suivants :

- Internet : en fort développement, ce canal permet aux particuliers de souscrire en ligne et de mieux gérer leur consommation grâce aux outils mis à disposition (simulateur de consommation, guides pour mieux consommer, offre on line, etc.). Ce canal contribue à l'optimisation des coûts d'acquisition et de gestion des nouveaux clients.
- Appels entrants et sortants : les 400 téléconseillers de la Société (joignables au 3099, de 8 heures à 21 heures du lundi au samedi mettent leur expertise au service de campagnes d'appels sortants pour contacter des prospects susceptibles d'être intéressés par les offres de la Société.
- Comparateurs d'énergie : les offres de la Société sont présentes sur les principaux comparateurs d'énergie sur internet. Ainsi, l'internaute peut, en toute indépendance, simuler sa consommation et son budget d'électricité et/ou de gaz et déterminer le fournisseur susceptible de répondre au mieux à ses attentes. Si l'internaute choisit une offre de la Société, il sera invité à contacter la Société pour confirmer son choix.
- Autres : appels entrants, diffusion dans le réseau Darty, etc.

A cette approche multicanale, la Société a associé une nouvelle politique de communication. Fin 2012, la Société a choisi de commercialiser l'ensemble de ses offres sous la marque Direct Energie et s'est dotée d'une nouvelle identité visuelle, plus forte, plus proche des consommateurs et de leurs problématiques pour incarner une conception moderne de la relation à l'énergie. Cette nouvelle identité a été relayée dans les médias avec, dès le 1<sup>er</sup> août 2013, le lancement d'une campagne nationale de publicité pluri-média. Depuis, le Groupe a lancé plusieurs campagnes de publicité, y compris en Belgique.

2) Les clients professionnels et grands comptes

La direction "Entreprises et Collectivités locales" est structurée autour d'équipes spécialisées par typologie de clients (professionnels, entreprises, collectivités). Elle bénéficie de l'ouverture du marché détaillée aux paragraphes 6.2.1.2 et 6.2.2.2 présentes.



### **Les professionnels comptant moins de 10 sites**

Quelques chiffres-clés au 31 décembre 2014 sur le segment des professionnels :

Contrats électricité	<b>88 851</b>
Contrats gaz	<b>8 113</b>
Nouveaux contrats en 2014	<b>12 300</b>

Au cours du premier semestre 2015, 10 774 nouveaux contrats ont été acquis, portant le nombre de contrats au 30 juin 2015 à 92 652 en électricité et 9 229 en gaz.

Les clients professionnels (artisans, commerçants, professions libérales et PME, comptant moins de 10 sites) sont la cible commerciale historique de Direct Energie. C'est sur ce segment que s'est développée la Société lors de l'ouverture du marché en 2003.

La Société est donc naturellement positionnée pour comprendre les besoins des clients professionnels et pour développer les offres et les services adaptés aux enjeux et contraintes des gérants de TPE et PME.

La gamme destinée aux professionnels comporte des offres d'électricité, de gaz naturel et des offres «duales» (électricité + gaz). Toutes les offres destinées aux professionnels sont sans engagement, sans frais de souscription ni de résiliation. Ils peuvent choisir entre l'offre « Online », l'offre « Directe », l'offre « Pur Jus » et l'offre « Esprit Libre » présentées au 1) ci-dessus. Par ailleurs, ils bénéficient d'une offre spécifique, l'offre « Horizon », réservée aux clients concernés par la fin des Tarifs Réglementés (puissance souscrite supérieure à 36kVA ou consommation de gaz supérieure à 300MWh/an) : cette offre garantit un prix fixe pendant deux ans, sans engagement de durée ni de consommation.

Comme pour les clients particuliers, ces offres peuvent être complétées par de nombreux services (dépannages, vérification de la sécurité des installations de gaz, etc.).

### **Les entreprises**

Nos équipes « Entreprises », qui commercialisent leurs offres sous la marque Direct Energie Entreprises, ont en charge les clients qui comptent plus de 10 sites. Ce sont des entreprises ayant un réseau de sites techniques, de boutiques ou d'agences, de nombreux bureaux, des sites de logistique ou de production, etc. Les offres pour les entreprises couvrent aujourd'hui tous les marchés : en électricité de 3kVA aux plus gros sites télérelevés ; en gaz toutes les classes de consommation.

De plus, depuis 2014, l'équipe « Entreprises » de la Société compte une équipe dédiée aux clients immobiliers : syndics de copropriétés, bailleurs sociaux, gestionnaires de patrimoine. Cette équipe répond aux appels d'offres des grands gestionnaires immobiliers et travaille avec les nombreux syndics pour proposer aux copropriétés qu'ils gèrent des offres de gaz et d'électricité adaptées.

La Société apporte une véritable expertise sur la gestion de ces clients « multisites », notamment pour les comptes regroupant plusieurs milliers de sites. La Société maîtrise la bascule (changement de fournisseur) de ses clients et apporte son savoir-faire dans la vérification et le nettoyage de leurs périmètres, l'optimisation, la détection des anomalies.

Les offres sont toujours construites sur mesure, en fonction des caractéristiques techniques des sites, de l'usage de l'énergie et des besoins de gestion du client. Le chargé d'affaires prend en compte tous les éléments techniques et commerciaux pour élaborer l'offre la plus adaptée au périmètre du client (durée, construction tarifaire, services, gestion...).

Ces clients bénéficient d'un service client dédié et personnalisé au siège de la Société. Chaque client est en effet confié à un interlocuteur unique et peut utiliser des services inclus, développés spécifiquement pour les clients grands comptes :

- facturation adaptée et dématérialisation des données ;
- espace client permettant de gérer tout son périmètre : demandes techniques, suivi des consommations et de la facturation, téléchargement des données, alertes, auto-relèves, etc. ;
- outils de suivi et de « reporting » adaptables.

Notre gamme de services s'étend par ailleurs aux domaines ci-dessous :

- audit énergétique ;
- valorisation des Certificats d'Economies d'Energie ;
- bilan carbone ;
- électricité verte ;
- compensation carbone.

Ces services permettent à nos clients de se mettre en conformité avec la législation ou d'entamer une démarche de développement durable, grâce à des partenaires reconnus et experts que nous avons sélectionnés.

La Société compte parmi ses clients grands comptes certaines des plus grandes entreprises françaises.

### ***Les collectivités locales***

Au sein de la direction « grands comptes », une équipe commerciale spécialisée est dédiée aux collectivités locales et aux établissements publics. Elle est rompue aux procédures de marché public et accompagne les collectivités dans leur démarche de mise en concurrence des postes énergie. Elle répond aux appels d'offres publics portant sur la fourniture d'électricité et de gaz naturel, qui se sont multipliés en 2014-2015 avec la fin des tarifs réglementés. L'offre pour les collectivités couvre aussi l'éclairage public, un poste important de dépenses pour les communes.

Comme pour les entreprises, les offres couvrent toutes les configurations techniques et sont construites en fonction des demandes de la collectivité et de ses caractéristiques.

La Société s'est forgée une expertise particulière dans la gestion des contrats des syndicats d'énergie qui regroupent des dizaines voire des centaines de communes, et a mis en place des outils et une organisation adaptés pour gérer les deux niveaux d'interlocuteurs.

Ce savoir-faire a permis à Direct Energie de gagner des contrats depuis plusieurs années, et bien avant la mise en concurrence obligatoire, auprès de collectivités importantes (Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Electricité en Ile de France, région PACA, etc.).

---

#### 6.3.1.1.3. LA RELATION CLIENTS

Garante d'une gestion efficace du parc client, la direction de la relation clients a pour mission d'assurer la satisfaction des clients particuliers et professionnels de la Société, de les accompagner afin de leur permettre de mieux maîtriser leur consommation et leur facture d'énergie.

L'excellence opérationnelle de la Société a été couronnée à maintes reprises : Direct Energie a ainsi remporté huit fois consécutivement le trophée « ELU Service Client de l'année », le dernier datant de 2015.

##### ***Une organisation adaptée***

Dans un contexte de marché concurrentiel où les clients ont la faculté de changer de fournisseur sans frais et sans préavis, la Société a fait de la relation client un axe de différenciation important depuis sa création. Elle a notamment mis en place une organisation robuste axée sur la recherche de l'excellence opérationnelle et reposant sur un système d'information performant et l'écoute des clients.

Plus de 350 conseillers sont en lien avec les clients au quotidien, et gèrent plus d'un million et demi de contacts par an. Des équipes dédiées à l'optimisation des processus, à l'enrichissement des bases de connaissance, à la formation des conseillers, au pilotage de la qualité et de la performance assurent un support de proximité aux opérationnels chargés des contacts client.

Ces équipes s'appuient sur un système d'information performant pour la gestion de sa relation client (CRM) e, le pilotage des différents canaux de contact (téléphone, mail, chat, réseaux sociaux, espace client digital). Toutes les interactions avec les clients sont ainsi gérées au sein d'un système unifié capable de supporter une croissance du parc à plusieurs millions de clients sans devoir envisager de rupture technologique.

Cette organisation est complétée par un dispositif « voix du client » qui consiste dans un programme d'enquêtes de satisfaction. Ces enquêtes, réalisées après chaque contact, permettent de disposer en temps réel des remontées clients et d'intervenir avec rapidité en cas de besoin. Les conseillers sont ainsi encouragés à traiter les demandes des clients de manière efficace tout en s'assurant de leur satisfaction.

##### ***Des parcours clients simplifiés et un accompagnement personnalisé***

Un travail important est consacré à l'optimisation des parcours clients de bout en bout, et ce très en amont dans la conception des offres, pour fluidifier la relation client.

A titre d'exemple, la Société a résolument orienté son offre vers la mensualisation (prélèvement mensuel avec facture annuelle de régularisation) qui touche 89% du parc des particuliers à fin juin 2015, un taux beaucoup plus important que chez ses concurrents. Le client qui le choisit est ainsi prélevé d'un montant fixe tous les mois avec une régularisation annuelle en fonction de sa consommation. Cela lui permet de lisser son budget énergie sur l'année, et d'éviter les pics liés au chauffage en période hivernale. Cela crée plus de confort dans la relation, moins d'appels, et plus de disponibilité des conseillers pour répondre aux questions sur la maîtrise de l'énergie, ou les services d'assistance proposés par la Société.

Un dispositif relationnel riche est également mis en place tout au long de la vie du client pour l'accompagner dans les instants clés : confirmation de rendez-vous de mise en service par SMS, envoi par mail d'un « bilan conso » à la réception d'une relève de compteur (avec la comparaison de la consommation des 6 derniers mois

par rapport à la même période l'année précédente), proposition de modification d'échéancier si la relève de compteur fait apparaître un écart trop important entre la mensualité et la consommation prévisionnelle, proposition de solutions de paiement personnalisées, etc.

De plus, afin de satisfaire au mieux aux demandes de ses clients, la Société a créé des cellules spécialisées adaptées à des situations particulières et notamment :

- La cellule déménagement : elle a pour mission d'offrir un guichet unique et de faciliter le transfert du contrat d'énergie de l'ancien logement vers le nouveau, qu'il s'agisse d'électricité et/ ou de gaz, en s'assurant du bon déroulé des prestations et de la satisfaction du client.
- Le pôle solidarité : face à la précarité énergétique qui concerne plusieurs millions de foyers en France, la Société a mis en place une structure dédiée pour accompagner les clients aidés (clients bénéficiant de l'aide du Fonds Solidarité Logement (FSL), de tarifs spéciaux - Tarif de Première Nécessité pour l'électricité, Tarif Spécial de Solidarité pour le gaz-) ou encore clients en situation de surendettement. La Société est ainsi capable d'apporter des réponses adaptées et un suivi auprès des interlocuteurs spécifiques que sont les fonds de solidarité pour le logement (FSL), assistantes sociales, organismes sociaux, départements, régions, Banque de France... dans le cadre des missions d'aide d'accès à l'énergie. Des conventions permettant de faciliter le traitement de clients en difficulté ont notamment été signées avec plusieurs départements et continuent de l'être.

### ***Une relation client moderne, ancrée dans le multicanal et le digital***

La Société offre à ses clients un large choix de canaux de contacts, du canal téléphonique traditionnel à la panoplie des supports digitaux : mail, formulaire web, espace client, facebook, twitter, livechat, appli mobile, etc.

Le digital fait l'objet d'une attention particulière. La Société propose ainsi un site web simple, didactique, mettant en œuvre des questions/réponses (FAQs), des conseils et vidéos pédagogiques, un espace client riche en fonctionnalités, et une application mobile conviviale.

La Société encourage également la dématérialisation auprès de ses clients : ainsi plus de 60% des clients choisissent aujourd'hui la facture électronique. Ils ont accès à leur facture ou échéancier dans leur espace client, peuvent effectuer directement leur relève, suivre leur consommation, ou encore effectuer leur règlement en quelques clics.

Un programme spécial parrainage disponible sur tous les supports digitaux permet par ailleurs aux clients de faire facilement bénéficier leurs proches des offres de Direct Energie.

Direct Energie a par ailleurs été le premier fournisseur d'énergie à lancer une offre 100% online pour l'électricité et pour le gaz (l'offre « online »).

### ***Une efficacité opérationnelle qui répond aux objectifs stratégiques de la Société***

L'organisation et la stratégie de la direction de la relation clients s'inscrit pleinement dans la politique d'optimisation de la gestion du parc client de la Société.

Ainsi, la direction de la relation client est au cœur de la politique de maîtrise du « churn » (taux d'attrition du parc client) et des impayés (politique et procédures de relance) qui font l'objet d'un programme transverse au sein de l'entreprise. Par ce programme l'entreprise reconnaît la valeur qu'elle attache à ses clients et mobilise collectivement les équipes au service de la réduction du « churn » et des impayés. Elle encourage les collaborateurs à coopérer, en transverse, afin d'identifier des leviers d'amélioration, qu'il s'agisse de mieux satisfaire et de mieux retenir les clients dans la durée, ou d'identifier des solutions de paiement ou recouvrement adaptées aux différentes typologies de clients.

### 6.3.1.2. L'ACTIVITE DE NEGOCE ET D'OPTIMISATION

L'activité de négoce et d'optimisation du Groupe est réalisée par la direction « Energie » qui a pour missions principales, pour l'électricité et le gaz :

- de procéder aux actions de couverture sur les marchés des expositions générées par l'activité de fourniture et d'assurer à chaque instant l'équilibre entre les injections et les soutirages d'énergie sur les réseaux ; et
- d'optimiser les actifs en portefeuille (actifs de production électrique en gestion, stockages de gaz naturel, capacités d'interconnexions, flexibilités contractuelles, etc.)

#### 1) Organisation de la direction « Energie »

La direction « Energie » est organisée en quatre pôles :

- Un pôle « Marchés » dont le rôle est d'intervenir sur les différents marchés où le Groupe est présent, en euros et en livres sterling, d'optimiser les actifs en portefeuille, et d'assurer le dispatching des opérations (nominations, matching, etc.)

La Société opère aujourd'hui sur les marchés suivants:

Electricité	Gaz
France – RTE (énergie et capacité)	France – GRTgaz/TIGF
Belgique – Elia	Belgique – Fluxys
	Hollande – TTF (Gasunie)

Les opérations de marché sont effectuées aussi bien sur les marchés organisés (bourses) que de manière bilatérale, éventuellement par l'intermédiaire de brokers. Les transactions peuvent donner lieu à des livraisons physiques sur les réseaux de transport, ou bien être dénouées financièrement.

- Un pôle « Middle et Back Office » dont le rôle est i) de contrôler les opérations de marchés, ii) de produire les reportings associés aux différentes activités, iii) d'assurer la correcte facturation des transactions réalisées, iv) de produire les reportings nécessaires aux règlements européens EMIR (*European Market and Infrastructure Regulation*) et REMIT (*Regulation on wholesale Energy Markets Integrity and Transparency*), v) de répondre ou d'émettre les appels de marge vis-à-vis des contreparties.
- Un pôle « Etudes et gestion de portefeuille » dont le rôle est d'une part de concevoir et maintenir les outils de « pricing », de prévision de consommation et d'optimisation utilisés opérationnellement au quotidien par le Groupe, et d'autre part d'assurer la gestion et la structuration des portefeuilles associés à l'activité de fourniture (monitoring des bases clients, nominations ARENH, souscriptions de stockages de gaz naturel, etc.)
- Un pôle « pricing » dont le rôle est d'appuyer la direction commerciale du Groupe dans le cadre de la conception et de la tarification des offres commerciales auprès des différents segments de marché sur lesquels intervient le Groupe (particuliers, entreprises, collectivités,...).

## 2) Activités de la direction « Energie »

### **Activité de couverture des consommations clients**

Les actions de couverture des positions aval (consommation client) sont effectuées selon des modalités dépendant de la typologie de clientèle et d'offres commerciales du Groupe :

- segment de marché (marchés de détail / grands comptes) ;
- durée contractuelle (tacite reconduction / durée fixée) ; et
- tarification (prix fixe / prix indexé). S'agissant des offres indexées aux TRV, les modalités de couvertures tiennent compte des méthodologies de fixation des TRV définis par les pouvoirs publics (arrêté du 30/07/2015 pour l'électricité, arrêté du 24/06/2015 pour le gaz). En particulier, la couverture des consommations de gaz indexées aux TRV rend nécessaire l'utilisation de produits de couverture financiers sur des indices pétroliers (Brent, Fuel Oil, Gas Oil).

Pour le segment « marchés de détail », les couvertures en volume sont réalisées de manière progressive, conformément aux limites de risque définies par l'instance « Energie ».

Pour le segment grands comptes, où les contrats sont généralement à durée déterminée, des couvertures ad hoc sont mises en œuvre lors de l'acquisition de nouveaux clients.

### **Activités d'optimisation d'actifs**

Dans le cadre de l'activité de fourniture de gaz et d'électricité aux clients finaux du Groupe, la direction « Energie » est amenée à optimiser un certain nombre d'actifs dont dispose le Groupe :

- Stockages de gaz

Conformément à la réglementation en vigueur, la Société souscrit des capacités de stockage, proportionnellement à la taille de son portefeuille client, auprès des opérateurs Storengy et TIGF. La stratégie de réservation de stockage vise à i) couvrir les risques en énergie (MWh) et en puissance (MWh/j) générés par les consommations de ses clients, et ii) minimiser le coût de cette contractualisation.

L'optimisation au jour le jour des capacités souscrites est réalisée à la fois sur des critères économiques (maximisation de la valeur des actifs, minimisation des coûts d'intervention sur les marchés) et physiques (prise en compte des éventuels besoins des autres activités gazières du Groupe).

- Capacités de transit depuis la Hollande et la Belgique

La Société a souscrit des capacités d'import depuis la Hollande et la Belgique auprès des différents gestionnaires de réseaux. Ces souscriptions courent jusqu'en novembre 2027. Ces capacités sont optimisées tant sur les maturités courtes que sur les maturités lointaines en prenant en compte les besoins des autres activités gazières du Groupe.

- Centrales de production hydro-électriques

La Société bénéficie de la production générée par diverses centrales hydro-électriques dans les Alpes au travers d'un contrat de long-terme courant jusqu'en 2019. Cette production participe aux approvisionnements du Groupe en énergie verte.

Si la majorité de ces centrales sont des centrales dites au « fil de l'eau », certaines disposent d'une capacité de stockage (lac) que la Société optimise de sorte à en maximiser la valeur, compte tenu des contraintes techniques de ces centrales (capacité de stockage, apports hydrauliques prévisionnels, etc.) et de l'éventuelle influence de ces actifs sur d'autres centrales situées en aval.

La Société dispose ainsi du savoir-faire nécessaire à l'optimisation des actifs hydro-électriques.

### ***Activité de trading spéculative***

La Société n'a pas d'activité spéculative sur les marchés de gros (trading pour compte propre). Des opérations d'arbitrage intrajournalier peuvent toutefois être autorisées dans le cadre des processus décisionnels mis en œuvre par la Société (Cf infra).

### 3) Processus décisionnels et gestion des risques

Afin de gérer ces différentes activités en contrôlant et en minimisant les risques associés pour le Groupe, les interventions de la direction « Energie » sont encadrées par une politique de gestion des risques dédiée, reposant sur des processus décisionnels spécifiques et des indicateurs de gestion des risques faisant l'objet d'un suivi au quotidien par le pôle « Middle et Back Office » et de reportings réguliers aux différentes instances décisionnelles.

Ainsi, une instance réunissant la Direction Générale, la Direction « Energie », la Direction Administrative et Financière, et la Direction des Affaires Juridiques et Réglementaires est en charge :

- de la validation des politiques de risques / stratégies de couverture et indicateurs associés ; et
- de la définition des produits autorisés.

Elle se réunit à chaque fois qu'une évolution de la politique de risques et des stratégies de couverture est nécessaire, et a minima une fois par an, ainsi qu'en cas de nécessité de recourir à de nouveaux produits de couvertures et de gestion des risques.

Par ailleurs, un comité ad hoc, composé de représentants de la Direction Générale, la Direction Energie et la Direction Administrative et Financière, se rassemble généralement toutes les deux semaines, et a minima une fois par mois, afin de :

- s'assurer de la mise en œuvre des politiques de couverture et des politiques de risques définies par l'instance décrite ci-dessus ; et
- suivre et contrôler les indicateurs de risques, et le bon respect des limites fixées par la politique de risque définie par ladite instance.

Enfin, des représentants de la Direction « Energie » et de la Direction Administrative et Financière se réunissent chaque mois afin d'analyser les écarts pouvant exister entre les prévisions mensuelles et les réalisations des différents indicateurs.



En effet, pour chacune des activités mentionnées ci-dessus (activités de fourniture, activités d'optimisation d'actif), des indicateurs de gestion économiques et volumétriques sont calculés quotidiennement de sorte à apprécier :

- les coûts d'approvisionnement et leur impact sur le compte de résultat du Groupe ;
- les positions ouvertes sur les différents sous-jacents sur lesquels le Groupe intervient, permettant de connaître la sensibilité du Groupe aux variations des prix de marché

En complément, un suivi quotidien du besoin prévisionnel de cash et de « collateral », associé aux opérations de couverture et d'optimisations réalisées, est effectué de manière transverse aux différentes activités.

---

### 6.3.2. L'ACTIVITE DE PRODUCTION

#### 6.3.2.1. STRATEGIE

La stratégie d'intégration verticale du Groupe est un des gages de son indépendance vis-à-vis des autres acteurs du marché. Elle est menée dans l'optique de pouvoir minimiser les expositions du portefeuille du Groupe aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie.

Face au paradoxe actuel entre, d'une part un contexte économique défavorable au développement de moyens de production thermique du type « centrale à cycle combiné gaz » et, d'autre part, au besoin du système électrique français de disposer de moyens de production de ce type pour accompagner le déploiement des actifs de production intermittente (production renouvelable) et répondre ainsi aux objectifs fixés par l'Union Européenne, le Groupe a l'opportunité de pouvoir développer en Bretagne une centrale à cycle combiné gaz bénéficiant d'une prime qui viendra en complément des revenus tirés du marché et qui rehausse mécaniquement la solidité et la rentabilité de ce projet, sous réserve des résultats de l'enquête lancée par la Commission européenne le 13 novembre 2015. Pour une description du projet de Landivisiau, voir Section 6.3.2.3 (*Développement de centrales à cycle combiné gaz*). Le Groupe peut ainsi construire son intégration verticale.

Pour plus de détail sur les indicateurs sectoriels, voir la Note 26 de la Section 1 de l'Annexe.1 du Prospectus.

---

#### 6.3.2.2. ORGANISATION ET ROLE DE LA DIRECTION PRODUCTION

L'activité de développement et l'exploitation de moyens de production d'énergie est déployée au sein de la société Direct Energie Génération, filiale à 100% de la Société, et de ses filiales. Pour un organigramme détaillé des filiales de Direct Energie Génération, voir Section 7.1 (Organisation du Groupe).

La direction de la production est composée d'une équipe de développeurs de projets généralistes. Après la fusion de Poweo et de Direct Energie, l'équipe a été enrichie des ressources qui avaient permis à Poweo de développer ses projets par le passé (projets alors cédés à une filiale du groupe Verbund).

### 6.3.2.3. LE DEVELOPPEMENT DE CENTRALES A CYCLE COMBINE GAZ NATUREL (CCGN)

#### 1) Un contexte économique déprimé malgré le rôle des CCGN dans le mix électrique

L'un des axes stratégiques du Groupe est le développement d'installations de production d'électricité utilisant la technologie des cycles combinés gaz.

Ces moyens de production sont en effet indispensables au mix énergétique et participent pleinement au fort développement des énergies renouvelables qui ne peuvent, à elles seules, de par leur caractère intermittent, assurer la sécurité du réseau électrique et l'approvisionnement du parc électrique Français. Ces moyens de production, dits de semi-base, sont beaucoup moins polluants et offrent un meilleur rendement que les centrales fonctionnant au charbon et apportent la flexibilité nécessaire au réseau du fait de leurs temps de démarrage et d'arrêt rapides.

Toutefois, le développement de ces moyens de production est fragilisé par des prix de marché de l'électricité historiquement bas qui ne leur assurent pas actuellement une rentabilité suffisante. Cette situation de marché s'explique notamment par le développement massif des énergies renouvelables. Bénéficiant d'un tarif d'achat de l'électricité financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et prioritaires sur le réseau, les énergies renouvelables sont immunisées contre les risques de marché et les prix de l'électricité qu'elles contribuent à faire chuter (loi de l'offre et de la demande). Les moyens de production d'énergies renouvelables ont pu largement se développer indépendamment du fait que leurs coûts fixes de production ne sont pas couverts par les prix de marché de l'électricité.

Par ailleurs, on assiste à un paradoxe : avec des prix actuellement très bas, le marché d'émission des quotas de CO<sub>2</sub>, pourtant mis en place pour pénaliser les installations polluantes, incite aujourd'hui les centrales fonctionnant au charbon, dont les coûts fixes sont plus faibles que pour les cycles combinés gaz, à produire et se développer.

Ces conditions de marché sont telles que de nombreux cycles combinés au gaz naturel, en exploitation, sont progressivement arrêtés voir mis sous cocon, car leurs coûts de productions et notamment les coûts d'investissements ne sont plus couverts par le prix de marché de l'électricité.

Face à cette situation, l'Etat a décidé de mettre en place un mécanisme de capacité à compter de l'hiver 2016-2017 dont l'objet est de rémunérer les capacités de production installées et disponibles (à la différence et en complément de la rémunération de l'énergie par les marchés). Par ailleurs, l'Etat a décidé de favoriser le développement de certains projets énergétiques essentiels et notamment le développement de la centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau par le versement d'une prime qui couvre notamment les surcoûts engendrés par la localisation de l'installation, dont l'objectif est de réduire les problèmes de sécurité d'approvisionnement en Bretagne.

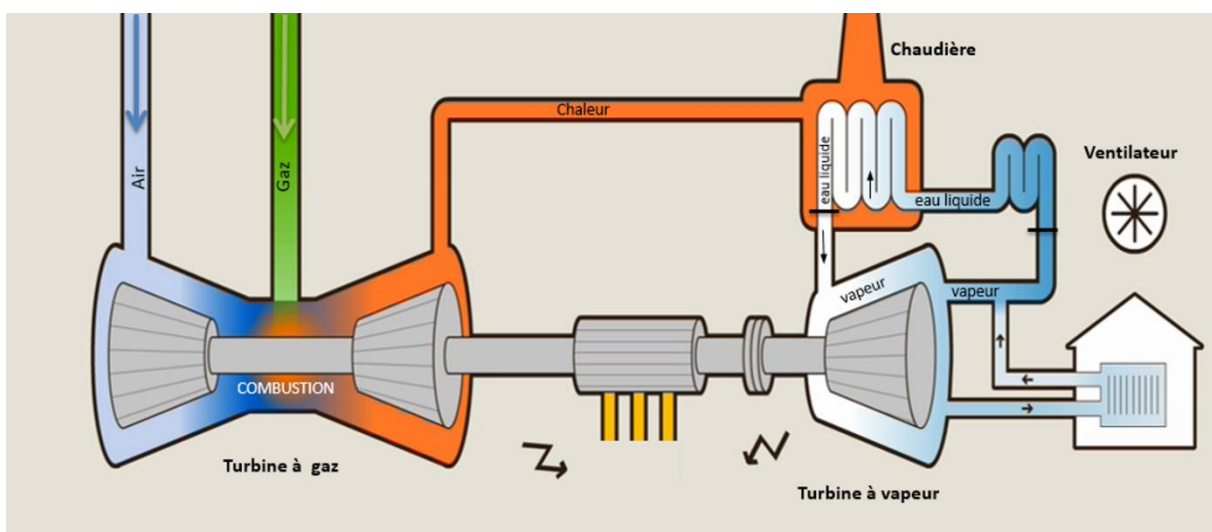
Le Groupe est donc fier de développer ce projet de cycle combiné gaz à Landivisiau.

Le Groupe développe en parallèle un autre projet de cycle combiné gaz à Hambach (Moselle) en prévision du futur mécanisme de capacité mis en place par RTE dont l'objectif est de stimuler les investissements dans les moyens de production et d'effacement de consommation pour sécuriser l'alimentation électrique à moyen terme.

## 2) La technologie des CCGN

Les CCGN sont des installations de production d'électricité prévues pour un fonctionnement en mode semi-base, c'est-à-dire venant en complément de la production dite de base (nucléaire et hydraulique) lorsque la consommation augmente. Les CCGN sont caractérisées par des temps de démarrage relativement rapides (entre une quinzaine de minutes et une heure selon que le démarrage a lieu à chaud ou à froid), une puissance électrique disponible significative (de l'ordre de 450MW par unité pour les centrales développées par le Groupe) et un temps de fonctionnement très variable dans l'année en fonction des besoins (en pratique entre 3 000 heures et 6 500 heures par an).

Le CCGN est une association de 2 cycles thermodynamiques, où l'énergie primaire utilisée est du gaz naturel et l'énergie thermique résiduelle du premier cycle est utilisée par le second, ce qui permet de tirer plus de chaleur à partir de la même source d'énergie, et donc d'améliorer le rendement de l'installation (entre 57% et 58% de pouvoir calorifique inférieur (PCI) pour la centrale de Landivisiau par exemple).



Le cycle combiné de la centrale de Landivisiau comprendra donc une turbine à combustion (gaz naturel) couplée avec une turbine à vapeur fonctionnant de la façon suivante :

- la combustion effectuée dans la turbine à gaz permet de produire de l'électricité ;
- les gaz d'échappement de la turbine à gaz sont dirigés vers une chaudière dite de récupération. Cette chaudière permet de valoriser l'énergie calorifique contenue dans les gaz d'échappement en produisant de la vapeur à haute température et haute pression ;
- la vapeur produite dans la chaudière est envoyée vers une turbine à vapeur qui constitue un second point de production d'électricité, par détente de la vapeur jusqu'à des pressions très faibles ;
- la vapeur est ensuite condensée puis réintroduite sous forme d'eau en début de cycle.

L'installation est composée des éléments suivants :

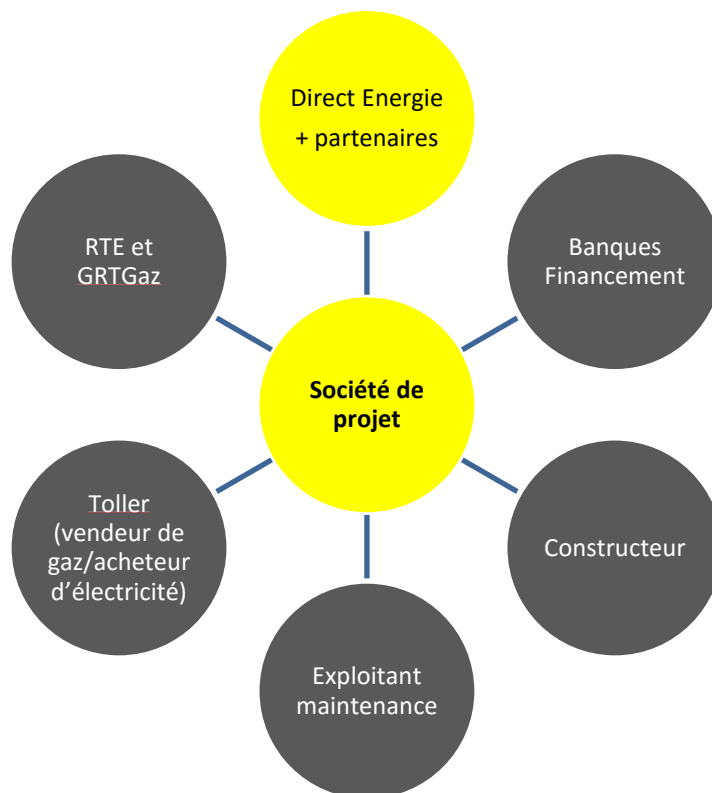
- une turbine à gaz (TAG) ;
- une turbine à vapeur (TAV) ;
- un générateur principal comportant la turbine à gaz couplée à la turbine à vapeur : cet ensemble est implanté dans un bâtiment ;
- une chaudière de récupération à circulation naturelle à trois niveaux de pression ;
- un condenseur nécessitant un refroidissement à air ;

- une chaudière de démarrage (« mise en pression » de l'installation) ;
- un poste électrique haute tension (HT) conforme aux prescriptions techniques en vigueur ;
- une station de livraison et de préparation du gaz naturel (compression et détente) ;
- un système de conditionnement d'eau chaudière et d'eau appoint refroidissement ;
- les bâtiments nécessaires à la conduite de l'installation (salles de contrôles, bureaux, magasin de pièces détachées...).

### 3) La structuration et les étapes du développement des projets de CCGN

Pour chacun de ses projets de CCGN, le Groupe a constitué une structure ad hoc dédiée au développement, à la réalisation puis à l'exploitation de l'installation.

Le schéma-type de la structure contractuelle des projets de CCGN développés par le Groupe se présente comme suit :



Les principaux contrats conclus par la société de projet sont les suivants :

- le contrat de construction de l'installation : le Groupe privilégie la conclusion d'un contrat unique de type clé en mains (dit EPC – Engineering, Procurement and Construction) qui permettra d'adosser la solidité industrielle du Projet aux compétences techniques du constructeur retenu ;
- le contrat de maintenance long terme de l'installation qui peut prévoir, selon les cas, une prestation de service d'exploitation de l'installation totale ou partielle ;
- le contrat de fourniture de gaz et d'enlèvement de l'électricité produite par l'installation. De par son activité de négoce, la Société a vocation à se positionner ici comme cocontractant de la société de projet et devenir ainsi « toller » de l'installation. Ce type de contrat permet à la société de projet

d'être immunisée contre les risques inhérents à la volatilité des prix de marché du gaz et de l'électricité qui seront portés par le « tollier » ;

- les contrats de raccordement électrique et gaz à conclure respectivement avec RTE et GRT gaz ;
- le financement bancaire du projet sur la base des principes du financement de projet également appelé financement sans recours ou à recours limité. Dans ce cadre, les principales garanties apportées aux prêteurs présentent la particularité d'être constituées des sûretés sur les revenus de la société de projet et l'ensemble de ses actifs. En d'autres termes les prêteurs disposent d'un recours limité (voire d'aucun recours) sur les actionnaires de la société de projet. Leur décision d'accorder un financement repose uniquement sur les performances futures du projet.

#### 4) Le projet Landivisiau

En mars 2012, à l'issue d'un appel d'offres, l'Etat a retenu le consortium formé par Direct Energie et Siemens pour la construction d'un CCG à Landivisiau (Finistère) en Bretagne. L'unité, d'une puissance nette de 446 MW avec un système de refroidissement à air, est située dans la zone d'aménagement du Vern. Le montant global de l'investissement est estimé à environ 450 millions d'euros et sera financé en partie par endettement.

Ce projet, partie intégrante du Pacte Electrique Breton<sup>7</sup>, bénéficiera d'une prime de capacité annuelle indexée de 94k€ / MW disponible sur une durée de 20 ans, prime qui viendra en complément des revenus tirés du marché et qui rehausse mécaniquement la solidité et la rentabilité du projet. Cette prime a pour effet de fortement atténuer la sensibilité de la centrale aux variations des prix de marché du gaz et de l'électricité.

Pour développer ce projet, la société Direct Energie Génération (DEG), filiale à 100% de la Société en charge du développement des projets de production d'énergie, a créé en avril 2012 la société Compagnie Electrique de Bretagne (CEB) détenue par Direct Energie Génération à hauteur de 60% et par Siemens Project Ventures (SPV) à hauteur de 40%.

Ce projet, porté par la société CEB, poursuit son développement avec l'appui de ses actionnaires qui financent pour l'instant les coûts de développement par des apports en comptes courants.

En mars 2013, DEG a accordé un prêt actionnaire à la CEB pour un montant de 2 651 400 € payé en 4 termes trimestriels. De son côté, SPV a accordé un prêt d'actionnaires de 1 767 600 € dans les mêmes conditions, contribuant à financer le développement du projet.

En parallèle des principales études techniques, d'impact et de risques réalisées au cours de l'année 2013, des actions de concertation avec la population ont été poursuivies de façon à associer tous les acteurs locaux au succès de ce projet.

Le ministère en charge de l'Energie a délivré son autorisation ministérielle d'exploiter ladite installation de production d'électricité au premier semestre 2013. Cette autorisation fait actuellement l'objet d'un recours en annulation déposé par une association devant le tribunal administratif de Rennes. Plusieurs mémoires ont déjà été échangés par les requérants, l'Etat et CEB. Une décision est attendue avant la fin de l'année 2015.

---

<sup>7</sup> Co-signé le 14 décembre 2010 par l'Etat, la Région Bretagne, l'ADEME, RTE et l'ANAH (Agence nationale de l'habitat), le Pacte électrique breton est un dispositif ambitieux visant à apporter une réponse durable au défi de l'approvisionnement électrique de la Bretagne. L'un des trois piliers de ce plan est la sécurité d'approvisionnement qui repose sur le projet d'implantation d'un cycle combiné gaz sur la Commune de Landivisiau, développé par la Compagnie Electrique de Bretagne.

Le préfet du Finistère a quant à lui autorisé CEB à construire la centrale par arrêté de septembre 2014. Cet arrêté fait l'objet d'un recours en annulation, déposé par la même association, devant le tribunal administratif de Rennes. Une décision est attendue au cours du deuxième semestre 2016.

Enfin, en mai 2015, après avoir obtenu un avis positif de la commission d'enquête en charge de l'enquête publique conduite sur ce projet, la Compagnie Electrique de Bretagne s'est vue délivrée l'arrêté préfectoral d'autorisation d'exploiter relevant du régime des installations classées pour la protection de l'environnement.

Le 13 novembre 2015, suite à une notification de l'appel d'offres par l'Etat Français, la Commission européenne a lancé une enquête approfondie pour évaluer si l'appel d'offres portant sur la centrale est conforme aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat.

Le calendrier, hors risque de recours pouvant induire des décalages et sous réserve que l'enquête de la Commission européenne n'ait pas d'impact sur le projet, prévoit un début des travaux au plus tôt en 2016 pour une mise en service au plus tôt fin 2018..

#### 5) Le projet Hambrégie

La société de projet Hambrégie SAS, filiale à 100% de Direct Energie Génération, développe à Hambach, en Moselle, un projet de construction et d'exploitation de centrale à cycle combiné gaz de deux unités à refroidissement à eau, d'une puissance cumulée de 892 MW.

Le permis de construire de la centrale électrique, délivré en janvier 2010 a été annulé par la Cour administrative de Nancy. Le pourvoi formé par la société Hambrégie devant le Conseil d'Etat n'a pas été admis.

L'autorisation d'exploiter une installation classée pour la protection de l'environnement a été délivrée en juin 2010. Suite à une décision de la Cour administrative de Nancy confirmant l'annulation de cette autorisation le 25 juillet 2014, la société Hambrégie a déposé une requête devant le Conseil d'Etat en septembre 2014. Une procédure portant sur la validité de cette autorisation est aujourd'hui pendante devant le Conseil d'Etat.

Dans l'attente des décisions du Conseil d'Etat, Hambrégie SAS réalise toutes les diligences nécessaires pour assurer la pérennité du projet. En l'état, ce projet n'expose le Groupe à aucun risque financier.

#### 6) Les opportunités d'acquisition

Le Groupe ne s'interdit pas de considérer des opportunités d'acquisition de CCG déjà en cours d'exploitation. A ce titre, Le Groupe a annoncé la signature en date du 1<sup>er</sup> octobre 2015 d'un « sale and purchase agreement » avec le groupe suisse Alpiq pour l'acquisition de 100% du capital de sa filiale française 3CB. Cette dernière, dédiée à la production d'électricité, détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz située à Bayet dans l'Allier et compte une trentaine d'employés. Construite en juillet 2011 par Ansaldo (technologie Siemens), la centrale dispose d'une capacité installée de 408 MW.

Le montant de la transaction, intégralement versé en numéraire, s'élève à environ 45 M€ et reste soumis aux ajustements de prix usuels. Direct Energie projette de finaliser l'opération, qui demeure soumise à la levée de conditions suspensives, dont la principale tient à l'obtention des conclusions positives d'une expertise technique actuellement en cours, au plus tôt en fin d'année 2015, et prévoit de financer ou de refinancer l'acquisition par une émission obligataire par placement privé d'un montant compris entre 50 et 60 millions d'euros.

#### 6.3.2.4. LE POSITIONNEMENT DU GROUPE SUR LE RENOUELEMENT DES CONCESSIONS HYDROELECTRIQUES

La production d'énergie d'origine hydroélectrique fait partie de la stratégie d'intégration verticale du Groupe. Au regard des objectifs de croissance du parc clients du Groupe, les ressources hydroélectriques, caractérisées par leur très grande flexibilité, sont indispensables à l'approvisionnement du marché de masse de la consommation électrique, par nature très aléatoire et par ailleurs très utile au mix énergétique.

Au sein du Groupe, c'est la société Direct Energie Concessions qui porte le développement des projets hydroélectriques.

##### 1) Le renouvellement des concessions hydroélectriques

La loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie stipule que *"nul ne peut disposer de l'énergie [...] des cours d'eau sans une concession ou une autorisation de l'État"*.

En fonction de la puissance unitaire de l'installation, on distingue le régime de la concession (puissance supérieure à 4,5 MW) ou d'autorisation (puissance inférieure à 4,5 MW). En France, on compte près de 400 concessions hydroélectriques qui représentent plus de 95% du total de la puissance hydroélectrique installée, soit environ 24 GW. Ces concessions ont été, la plupart du temps, attribuées pour une durée de 75 ans, à l'issue de laquelle les biens de la concession font retour à l'État qui peut alors décider de renouveler la concession.

Certaines concessions étant arrivées à échéance ou arrivant à échéance, leur renouvellement est un enjeu important. Cela étant, ce renouvellement a pris un retard considérable. En effet, depuis le plan de relance hydraulique annoncé par l'État en 2008 et la publication, en 2010, d'un agenda pour le renouvellement de dix concessions hydroélectriques arrivant ou étant arrivées à échéance, aucun signe concret n'a été donné par les pouvoirs publics avant la promulgation de la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte du 17 août 2015.

Le tableau ci-après indique la liste des concessions qui devraient être mises en concurrence dans les prochaines années. Cette liste est susceptible d'être complétée en cas d'anticipation de la fin de certaines concessions, notamment dans le cadre d'éventuels regroupements de concessions hydroélectriques interdépendantes dans une vallée.

Nom usuel du titre	Cours d'eau principal	Département	Puissance (MW)	Décision de principe-art.13 -Loi 16/10/1919	Fin de concession
Sautet-Corderac	Le Drac	38/05	110	29/12/2006	31/12/2011
Lac Mort	Morte Grand-Rif et affluents	38	20	21/02/2007	21/02/2012

<b>Lassoula / Tramezaygues</b>	Nestes de Caillaouas Clarabide et Lapes	65	56	13/04/2007	13/04/2012
<b>Brommat</b>	La Truyère	12/15	497	31/12/2007	31/12/2012
<b>Sarrans</b>	La Truyère	12/15	203	31/12/2007	31/12/2012
<b>Haute Dordogne</b>	La Dordogne	15/19/63	470	13/12/2007	31/12/2012
<b>Vallée D'Ossau</b>	Le Gave d'Ossau et affluents	64/65	274	13/12/2007	31/12/2012
<b>Geteu</b>	Le Gave d'Ossau	64/65	13	27/12/2007	31/12/2012
<b>Castet</b>	Le Gave d'Ossau	64/65	2	27/12/2007	31/12/2012
<b>Rophemel</b>	La Rance	22	6	28/12/2007	31/12/2012
<b>Thues</b>	La Têt	66	8	27/12/2007	31/12/2012
<b>Olette</b>	La Têt	66	11	27/12/2007	31/12/2012
<b>Cassagne et Fontpedrouse</b>	La Têt	66	19	27/12/2007	31/12/2012
<b>Bissorte</b>	L'Arc	73	883		31/12/2014
<b>Doron de Beaufort</b>	Doron de Beaufort et affluents voisins	73/74	128		31/12/2015
<b>Brillanne / Largue</b>	La Durance	04	45		31/12/2015



<b>Teich</b>	L'Oriège	09	8		31/12/2017
<b>Motte</b>	Ugine	74	5		31/12/2018
<b>Portillon</b>	La Neste d'Oo, La Lys	31	84		31/12/2018
<b>Baigts</b>	Le Gave de Pau	64	9		31/12/2019
<b>Monceaux la Virole</b>	La Vézère	19	19		31/12/2019
<b>Fumel</b>	Le Lot	19	19		31/12/2020
<b>Aigle</b>	La Dordogne	15/19	350		31/12/2020
<b>Ondes</b>	Ondes	12	5		31/12/2020
<b>Pointis de Rivière</b>	La Garonne	31	8		31/12/2020

*Source: Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie*

Bien que la procédure de renouvellement ait pris un retard considérable, le Groupe reste attentif aux évolutions du dispositif et notamment à celui envisagé dans les projets de décret d'application de la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte.

En effet, loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte du 17 août 2015 a remis en lumière la question du renouvellement des concessions. De nouvelles dispositions du code de l'énergie posent les principes du regroupement de concessions hydrauliques avec la fixation d'une date d'échéance commune à tous les contrats dans le but d'optimiser l'exploitation de ces concessions. Ces regroupements seront mis en œuvre dans les cas où (i) un concessionnaire serait titulaire de plusieurs concessions hydrauliques formant une chaîne d'aménagements hydrauliquement liés, ou (ii) lorsque des concessionnaires distincts seraient titulaires de concessions hydrauliques formant une chaîne d'aménagements hydrauliquement liés. Un décret en Conseil d'État précisera les critères utilisés pour le calcul de la date d'échéance et les conditions et modalités du regroupement prévu. Par ailleurs, la loi prévoit également la possibilité pour l'État de créer, avec au moins un opérateur économique, une société d'économie mixte hydroélectrique constituée pour une durée limitée en

vue de la conclusion et de l'exécution, d'une ou de plusieurs installations constituant une chaîne d'aménagements hydrauliquement liés, et ce, dans les conditions et selon les modalités prévues par décret en Conseil d'État.

La société Direct Energie Concessions (DEC), filiale à 100% de Direct Energie Génération, porte le développement de ces projets. Elle a noué des partenariats à cette fin.

## 2) Les opportunités d'investissements

Le Groupe ne s'interdit pas de considérer des opportunités d'acquisition d'installations de productions hydroélectriques déjà en cours d'exploitation.

---

#### 6.3.2.5. AUTRES: BIOGAZ, COGENERATION

Le Groupe souhaite pouvoir proposer, à terme, une offre de gaz vert à ses clients particuliers et professionnels.

Aussi, le Groupe a signé en 2015 un premier contrat d'achat du biométhane de l'unité de méthanisation agricole de la SCEA des Longchamps (Belfort) au titre duquel le Groupe achètera 7 GWh/an de biométhane ainsi que les garanties d'origine associées sur une durée de 15 années.

Par ailleurs, le Groupe a initié en 2014 en Bretagne le développement d'un projet pilote de production de biométhane agricole multi site associé à un système de collecte. A ce titre, la Filiale Direct Energie Génération a constitué, le 26 octobre 2015, une société de projet dénommée « CO BIOGAZ », en partenariat avec la coopérative agricole Triskalia (18.000 adhérents), la SEMAEB (société d'économie mixte d'aménagement et d'énergie de la région) ainsi que la Caisse des dépôts. Cette société a pour objet de développer un projet de construction et d'exploitation d'unités de méthanisation à la ferme et de collecte du biogaz, d'une capacité de production de 22 GWh/an en moyenne, pour injection en un point unique sur le réseau de GRT Gaz. La société CO BIOGAZ est une société par actions simplifiées au capital de 100 000 euros, détenue par la société Direct Energie Génération à hauteur de 26%. Le financement projeté au titre des deux premières années s'élève à la somme de 420 000 euros, financé à hauteur de 66 000 euros par le Groupe. Direct Energie Génération ne contrôle pas cette société.

## 6.4. PRESENTATION DETAILLEE DES PRINCIPALES ACTIVITES DU GROUPE A L'INTERNATIONAL

### 6.4.1. ACTIVITE EN BELGIQUE

La Société commercialise en Belgique, via sa filiale Direct Energie Belgium, des offres de fourniture de gaz et d'électricité sous la marque Poweo auprès de clients particuliers et professionnels.

Direct Energie Belgium a débuté son activité commerciale en juillet 2014 en Wallonie. Elle a étendu son offre aux régions Bruxelles-Capitale et Flandre en avril 2015. Elle propose ses services en français et en néerlandais.

#### 6.4.1.1. MARCHE ET CONCURRENCE

Cette Section s'appuie sur les données publiques communiquées par les régulateurs Belges, à savoir la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), la Vlaamse regulator van de energiemarkt (VREG), le régulateur Bruxellois pour l'énergie (Brugel) et la Commission Wallone pour l'énergie (CWAPE).

##### ***La production d'électricité***

Début 2015, la capacité de production installée en Belgique était de 20.3 GW. Le mix de capacité de production était le suivant :

Nucléaire	29%
Gaz	30%
Solaire	13%
Eolien	9%
Hydro	7%
Autres	12%

Les principaux opérateurs d'unité de production en Belgique sont (en% de la capacité installée) :

Electrabel (groupe Engie)	62%
Luminus (groupe EDF)	8%
E.ON	5%
Autres	25%

La Belgique est par ailleurs interconnectée à la France, aux Pays-bas et au Luxembourg.

##### ***L'approvisionnement en gaz naturel***

Si la totalité du gaz naturel est importée, la Belgique est un des principaux nœuds gaziers européens du fait de l'existence du terminal de gaz naturel liquifié (GNL) de Zeebrugge, de l'interconnexion avec les Pays-bas, le Royaume-Uni, la France, l'Allemagne et le Luxembourg et du fait qu'il est sur la route du gaz norvégien.

### **Marché de gros**

Les gestionnaires de réseau organisent les échanges d'énergie physiques entre les différents opérateurs de marché. Des bourses (Pegas, ICE Endex) organisent les échanges entre les différents opérateurs de marché qui peuvent également être réalisées de gré à gré. Les marchés de gros de l'électricité et du gaz sont suffisamment liquides et profonds pour permettre de s'y approvisionner.

Les prix du marché de gros sont très corrélés entre la France et la Belgique.

### **Marché de détail**

Le marché belge comporte 3 marchés régionaux (la Flandre, Bruxelles Capitale et la Wallonie). Depuis le 1er juillet 2003 en Flandre et le 1er janvier 2007 à Bruxelles et en Wallonie les marchés de l'électricité et du gaz sont complètement libéralisés.

<b>Nombre de points de livraison</b>	<b>Bruxelles Capitale</b>	<b>Flandre</b>	<b>Wallonie</b>	<b>TOTAL</b>
Electricité	636 206	3 334 374	1 789 819	<b>5 760 399</b>
<i>dont particuliers</i>	<i>510 271</i>	<i>2 727 055</i>	<i>1 572 030</i>	<i>4 809 356</i>
Gaz	425 726	2 049 753	682 000	<b>3 157 479</b>
<i>dont particuliers</i>	<i>366 171</i>	<i>1 763 544</i>	<i>617 000</i>	<i>2 746 715</i>

Le marché le plus important est la Flandre (58% du marché électricité et 65% du marché gaz). Le taux de pénétration du gaz naturel est aussi important dans cette région puisque 61% des sites ont le gaz et l'électricité alors que ce taux est de 38% en Wallonie.

Les principaux fournisseurs d'électricité sur le marché de détail sont :

<b>Fournisseur</b>	<b>Bruxelles Capitale</b>	<b>Flandre</b>	<b>Wallonie</b>	<b>TOTAL</b>
Electrabel	71,6%	43,9%	48,6%	48%
Luminus	7,8%	20,4%	22,1%	20%
Lampiris	15,6%	5%	14%	9%
ENI	1,5%	11,9%	7,4%	9%
Essent	0,2%	7,7%	4,6%	6%
Eneco	0%	4,3%	1,7%	3%

Les principaux fournisseurs de gaz sur le marché de détail sont :

<b>Fournisseur</b>	<b>Bruxelles Capitale</b>	<b>Flandre</b>	<b>Wallonie</b>	<b>TOTAL</b>
Electrabel	59%	40,3%	44%	44%
Luminus	9,2%	17,8%	25,7%	18%
Lampiris	15,9%	7,9%	15,1%	11%
ENI	10,6%	13%	5,9%	11%
Essent	0,7%	9,3%	2,9%	7%
Eneco	0%	5,5%	1,5%	4%

Le marché de détail est donc largement ouvert à la concurrence. A titre d'illustration, Electrabel (fournisseur historique) fournit moins de 50% des clients en Belgique.

On constate toutefois des disparités importantes selon les régions. Ainsi, Lampiris est plus présent dans la partie francophone du pays tandis que ENI, Essent et Eneco sont principalement présents dans la partie néerlandophone du pays.

### **Organisation du marché**

Le marché Belge est composé de 3 régions administratives et d'un niveau fédéral. Les responsabilités sont distribuées de la manière suivante :

#### *Au niveau fédéral :*

- compétences : approvisionnement, transport de l'électricité, stockage et transport du gaz, énergie nucléaire, tarif social ;
- un régulateur fédéral : la CREG ;
- deux gestionnaires de réseau de transport : Elia en électricité et Fluxys en gaz.

#### *Au niveau régional :*

- compétences : distribution, production ENR, utilisation rationnelle de l'énergie, certains aspects sociaux.
- en Flandre :
  - o Régulateur régional : la VREG ;
  - o 12 réseaux de distributions gérés par 2 opérateurs : EANDIS et INFRAx ;
- en Région Bruxelles-Capitale :
  - o Régulateur régional : BRUGEL ;
  - o un réseau de distribution géré par SIBELGA ;
- en Wallonie :
  - o Régulateur régional : CWAPE ;
  - o 13 réseaux de distribution gérés par 7 opérateurs, les 2 principaux étant ORES et RESA.

Les gestionnaires de réseaux sont responsables du raccordement, du compteur, du relevé des index de consommation, de la qualité de l'énergie distribuée ainsi que de la sécurité et du développement du réseau.

Le consommateur a deux interlocuteurs quel que soit son niveau de consommation :

- le gestionnaire de réseau pour tout ce qui relève de l'accès au réseau (mise en service, intervention technique sur son raccordement) ; et
- le fournisseur pour la fourniture d'énergie.

La part acheminement (à l'exception des prestations techniques) est facturée par le fournisseur aux consommateurs finals. Le fournisseur est ainsi tenu au titre des impayés de la part acheminement.

Les gestionnaires de réseau de distribution ont élaboré un manuel de référence fédéral (UMIG : Utility Market Implementation Guide) pour décrire les processus et l'échange d'informations entre les acteurs du marché. Ceci permet d'avoir une interface homogène entre tous les gestionnaires de réseau.

Enfin, les prix de vente du gaz et de l'électricité ne sont pas régulés. Dans le cadre du mécanisme du « filet de sécurité » la CREG a pour mission :

- d'enregistrer dans une base de données la méthodologie de calcul des prix de l'énergie pratiquée par tous les fournisseurs, notamment les formules d'indexation et les paramètres qu'ils utilisent dans leurs contrats à prix variable. Elle reprend également tous les produits ayant un prix de l'énergie fixe ;
- de contrôler la bonne application des formules d'indexations trimestrielles ; et
- de publier chaque mois un rapport sur l'évolution des prix dans lequel elle s'assure que les prix de l'énergie reste dans la moyenne de ceux constatés dans les pays limitrophes.

---

#### 6.4.1.2. STRATEGIE

La stratégie de la Société en Belgique est de devenir un acteur significatif du marché Belge. Pour ce faire, elle se concentre sur son cœur de métier : la commercialisation de gaz et d'électricité à des clients particuliers et professionnels.

L'objectif est d'atteindre rapidement une taille critique et de détenir un portefeuille de 400 000 sites à fin 2018.

Pour atteindre cet objectif, la Société décline une offre spécifique, adaptée à la maturité, aux modes de consommation et aux spécificités du marché belge. La commercialisation de cette offre s'appuie systématiquement sur le savoir-faire et les outils mis en place dans le cadre de son activité de commercialisation en France.

---

#### 6.4.1.3. ACTIVITE DE FOURNITURE DE CLIENTS PARTICULIERS ET PETITS PROFESSIONNELS

Direct Energie Belgium commercialise ses offres (offre à prix fixe et offre 100% verte) sous la marque Poweo dans les 3 régions de Belgique à destination des clients particuliers et professionnels ayant un compteur relevé annuellement<sup>8</sup>. Au 30 juin 2015, cette Filiale avait réalisé plus de 10 000 ventes de nouveaux contrats.

Le positionnement repose sur la compétitivité du prix, la simplicité, la qualité du service et la transparence de l'offre.

Les canaux de commercialisations utilisés sont :

- le site web ;
- les appels sortants ;
- les appels entrants ; et

---

<sup>8</sup> En gaz, consommations < 100 MWh/an. En électricité, Consommations < 50 MWh/an et une puissance de raccordement < 56 kVA

- la participation à des achats-groupés.

En octobre 2014, Poweo a remporté les enchères du quatrième groupement d'achat « électricité et gaz » lancé par Test-Achats, association de consommateurs belges. Plus de 64 000 consommateurs ont participé à cette opération pour bénéficier des meilleurs tarifs pour leur électricité et leur gaz. Avec son offre d'électricité verte à prix fixe, la filiale belge de Direct Énergie a su se démarquer et prouver la compétitivité de ses offres.

### **Organisation**

Une équipe dédiée aux ventes, au marketing et au pilotage de la relation clients est basée en Belgique.

Cette équipe s'appuie sur la Société et ses ressources (notamment ses systèmes d'information) pour la facturation, le pilotage du recouvrement, la politique qualité, le pilotage de ses prestataires externes. En particulier, l'approvisionnement en énergie et la gestion des risques de marché est réalisé par la Société.

Les relations contractuelles entre la Société et sa filiale belge sont décrites au chapitre 19.1 du Prospectus.

---

### **6.4.2. ACTIVITE DANS LE RESTE DU MONDE**

Le Groupe étudie l'opportunité de développer son activité sur le territoire d'autres Etats européens. A ce stade, le Groupe est toujours en phase d'étude et d'analyse.



## 7. ORGANIGRAMME

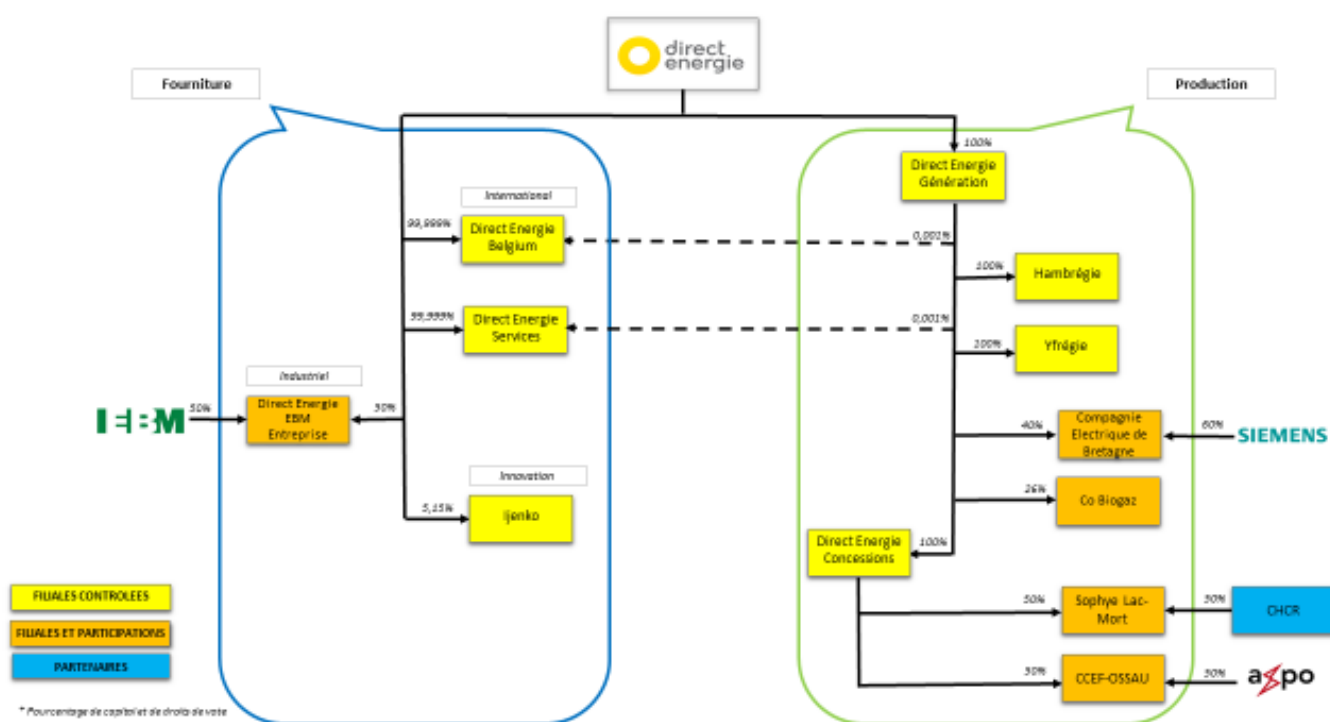
### 7.1. ORGANISATION DU GROUPE

L'émetteur est la Société tête de Groupe, laquelle détient directement ou indirectement une participation majoritaire dans les Filiales.

A la date du présent Prospectus, celles-ci sont organisées autour de deux activités principales : la fourniture et la production.

Les activités du Groupe sont décrites au chapitre 6 « *Aperçu des activités du Groupe* » du Prospectus.

A la date de visa du Prospectus, l'organigramme juridique du Groupe se présente comme suit :

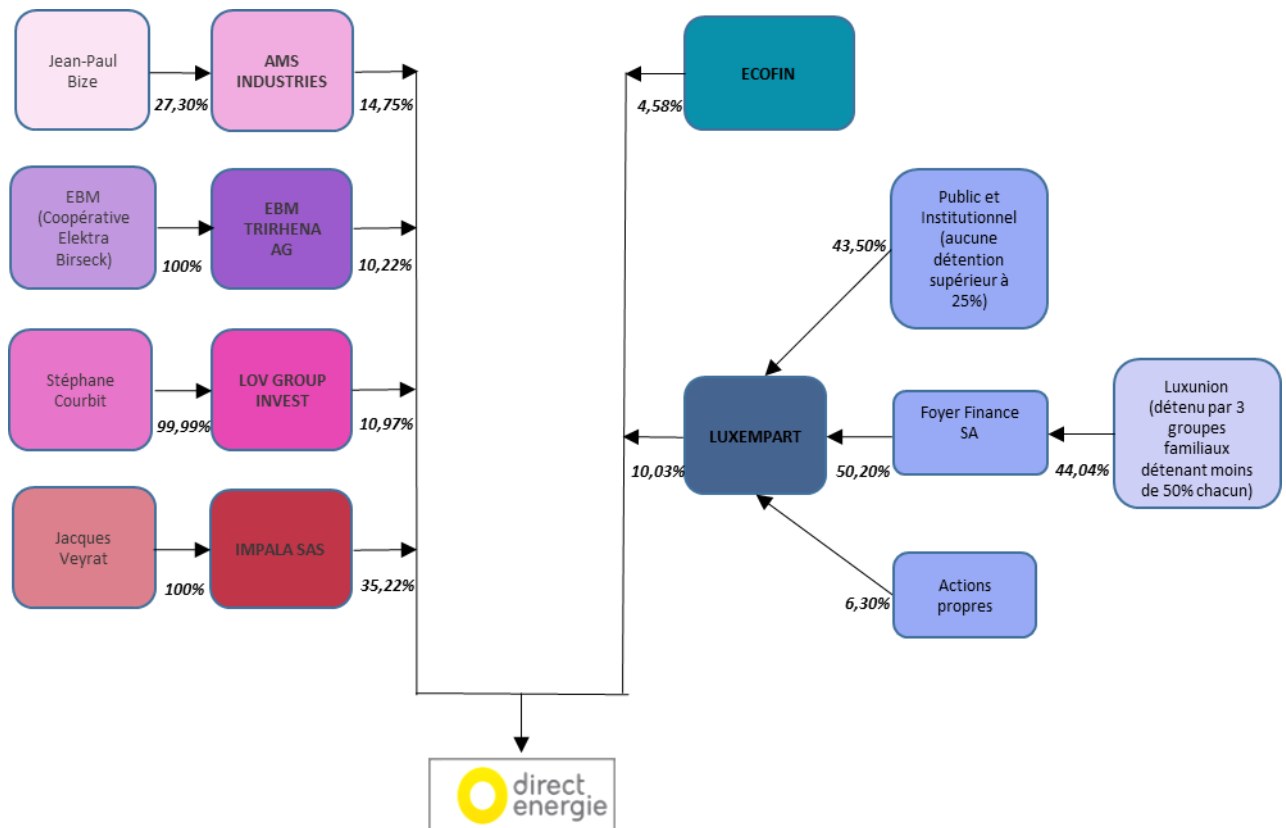


Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.

Les sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnées à la note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Les fonctions exercées par les dirigeants de la Société dans ses Filiales sont décrites au chapitre 14 « Organes d'administration et direction générale » du Prospectus.

La Société est elle-même contrôlée par ces principaux actionnaires décrits dans le chapitre 18 « Principaux actionnaires » du Prospectus. A la date de visa du Prospectus, l'organigramme des actionnaires contrôlant la Société est décomposé de la manière suivante :



## 7.2. FILIALES ET PARTICIPATIONS

### Activité de fourniture d'énergie

<p><b>DIRECT ENERGIE BELGIUM</b></p>	<p>Société anonyme de droit belge, au capital de 100 000 euros dont le siège est situé avenue Louise 149, boîte 24 à Bruxelles (1050) et immatriculée au Registre des Personnes Morales de Bruxelles sous le numéro 0536.909.351.</p> <p>Constituée en juillet 2013, Direct Energie Belgium est détenue à hauteur de 99,999% par la Société et à 0,001% par Direct Energie Génération.</p> <p>Elle a pour activité la fourniture d'électricité et de gaz sur le marché de détail en Belgique.</p> <p>La société a réalisé en 2014 un chiffre d'affaires de 98 187,51 euros. A la date de visa du prospectus, elle n'emploie aucun salarié.</p>
<p><b>DIRECT ENERGIE SERVICES</b></p>	<p>Société anonyme de droit belge, au capital de 75 000 euros dont le siège est situé avenue Louise 149, boîte 24 à Bruxelles (1050) et immatriculée au Registre des Personnes Morales de Bruxelles sous le numéro 0599.903.626.</p> <p>Constituée en février 2015, Direct Energie Services est détenue à hauteur de 99,999% par la Société et à 0,001% par Direct Energie Génération.</p>

	<p>Elle a pour principale activité la prestation de services, de missions de conseil ainsi que le développement de partenariats dans les domaines du marketing, du pilotage de relation clients et de la gestion d'entreprise.</p> <p>A la date de visa du Prospectus, la société n'a pas encore clôturé son premier exercice et emploie deux salariés.</p>
DIRECT ENERGIE-EBM ENTREPRISES	<p>Société par action simplifiée, au capital de 1 150 000 euros dont le siège est situé 2bis, rue Louis Armand à Paris (75015) et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 522 426 709.</p> <p>Constituée en mai 2010, Direct Energie - EBM Entreprises est détenue à hauteur de 50% par la Société et à 50% par la société EBM TRIRHENA AG, groupe industriel franco-suisse présent dans la production, le négoce, et les réseaux de distribution d'électricité et figurant parmi les actionnaires de référence du groupe suisse Alpiq.</p> <p>Elle a pour activité la fourniture d'énergie auprès de consommateurs industriels et tertiaires consommant en moyenne entre 0,5 et 20 GWh de gaz ou d'électricité.</p> <p>La société a réalisé en 2014 un chiffre d'affaires de 20 543 034 euros. A la date de visa du Prospectus, elle emploie deux salariés.</p>
IJENKO	<p>Société par actions simplifiée au capital de 1 664 144 euros dont le siège est situé 54, rue de Billancourt à Boulogne Billancourt (92100) et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 504 870 940.</p> <p>Constituée en juin 2008, la Société détient une participation de 5,15% dans le capital et les droits de vote de la société IJENKO.</p> <p>Elle a pour activité le développement et la commercialisation d'une plateforme B2B de services de gestion de la demande énergétique résidentielle et de l'habitat intelligent.</p> <p>La société a réalisé en 2014 un chiffre d'affaires de 543 000 euros. A la date de visa du Prospectus, elle emploie 17 salariés.</p>

#### *Activité de production d'électricité*

DIRECT ENERGIE GENERATION	<p>Société par actions simplifiée unipersonnelle au capital de 8 500 000 euros dont le siège est situé 2bis, rue Louis Armand à Paris (75015) et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 494 388 754.</p> <p>Constituée en février 2007, Direct Energie Génération est détenue à 100% par la Société.</p> <p>Elle a pour objet de porter les filiales du Groupe en charge du développement des projets de production d'énergie.</p> <p>La société a réalisé en 2014 un chiffre d'affaires de 1 708 768 euros. A la date de visa du Prospectus, elle emploie 3 salariés.</p>
HAMBREGIE	<p>Société par actions simplifiée unipersonnelle au capital de 7 537 500 euros dont le siège est situé 2bis, rue Louis Armand à Paris (75015) et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 510 377 971.</p>

	<p>Constituée en février 2009, Hambrégie est détenue à 100% par la société Direct Energie Génération.</p> <p>Elle a pour objet de développer à Hambach, en Moselle, un projet de construction et d'exploitation de centrale à cycle combiné gaz de deux unités à refroidissement à eau, d'une puissance cumulée de 892 MW.</p> <p>La société n'a pas réalisé de chiffre d'affaires en 2014. A la date de visa du Prospectus, elle n'emploie pas de salarié.</p>
YFREGIE	<p>Société par action simplifiée unipersonnelle au capital de 350 000 euros dont le siège est situé 2bis, rue Louis Armand à Paris (75015) et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 502 972 367.</p> <p>Constituée en mars 2008, Yfrégie est détenue à 100% par la société Direct Energie Génération.</p> <p>Elle a pour objet de développer à Verberie, dans le département de l'Oise, un projet de construction et d'exploitation d'une centrale à cycle combiné gaz de deux unités refroidies à l'eau, d'une puissance cumulée de 892 MW.</p> <p>La société n'a pas réalisé de chiffre d'affaires en 2014. A la date de visa du Prospectus, elle n'emploie pas de salarié.</p>
COMPAGNIE ELECTRIQUE DE BRETAGNE	<p>Société par actions simplifiée au capital de 2 000 000 euros dont le siège est situé 2bis, rue Louis Armand à Paris (75015) et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 751 081 910.</p> <p>Constituée en avril 2012, Compagnie Electrique de Bretagne est détenue par Direct Energie Génération à hauteur de 60% et par Siemens Project Ventures à hauteur de 40%.</p> <p>Elle a pour objet de développer à Landivisiau (Finistère), en Bretagne, un projet de construction et d'exploitation d'une centrale à cycle combiné au gaz d'une unité d'une puissance de 422 MW.</p> <p>La société n'a pas réalisé de chiffre d'affaires en 2014. A la date de visa du Prospectus, elle n'emploie pas de salarié.</p>
DIRECT ENERGIE CONCESSIONS	<p>Société par actions simplifiée unipersonnelle au capital de 80 000 euros dont le siège est situé 2bis, rue Louis Armand à Paris (75015) et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 527 734 412.</p> <p>Constituée en novembre 2010, Direct Energie Concessions est détenue à 100% par la société Direct Energie Génération.</p> <p>Elle a pour activité de porter le développement des projets de renouvellement de plusieurs concessions hydrauliques regroupées en 10 vallées annoncées par le ministre en charge de l'Energie.</p> <p>La société a réalisé en 2014 un chiffre d'affaires de 6 148 euros. A la date de visa du Prospectus, elle n'emploie pas de salarié.</p>
CO BIOGAZ	<p>Société par actions simplifiée au capital de 100 000 euros dont le siège est situé 318, rue de Fougères à Rennes (35700) et en cours d'immatriculation au Registre du Commerce et des Sociétés de Rennes.</p> <p>Constituée en octobre 2015, Co Biogaz est détenue à hauteur de 27% par la</p>

	<p>société Direct Energie Génération, de 27% par la société Triskalia, première coopérative agricole Bretonne, de 27% par la SEMAEB, société d'économie mixte pour l'aménagement et l'équipement de la Bretagne, et à hauteur de 22% par la Caisse des Dépôts.</p> <p>Elle a vocation à développer en Bretagne un projet pilote de production de bio méthane agricole multi site associé à un système de collecte.</p> <p>La société n'a pas réalisé de chiffre d'affaires depuis sa constitution. A la date de visa du Prospectus, elle n'emploie pas de salarié.</p>
COMPAGNIE CONCESSIONNAIRE DES EAUX DE FRANCE-OSSAU	<p>Société par action simplifiée au capital de 40 000 euros dont le siège est situé 2bis, rue Louis Armand à Paris (75015) et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 531 148 351.</p> <p>Constituée en avril 2011, Compagnie Concessionnaire des Eaux de France - Ossau est détenue à hauteur de 50% par la société Axpo Hydro France, filiale du groupe Axpo, et à hauteur de 50% par la société Direct Energie Concessions.</p> <p>Elle a pour rôle de participer au dialogue compétitif concernant la vallée d'Ossau ou, à défaut, l'une des 4 autres vallées les plus importantes parmi celles qui sont appelées à être mises en concurrence (Drac, Truyère, Dordogne et Bissorte).</p> <p>La société n'a pas réalisé de chiffre d'affaires en 2014. A la date de visa du Prospectus, elle n'emploie pas de salarié.</p>
SOCIETE D'OPTIMISATION HYDRO ENERGETIQUE - LAC MORT	<p>Société par action simplifiée au capital de 40 000 euros dont le siège est situé Route du Moulin à Tencin (38570) et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Grenoble sous le numéro 532 905 932.</p> <p>Constituée en août 2011, Société d'Optimisation Hydro Energétique – Lac Mort est détenue à hauteur de 50% par la société Compagnie des Hautes Chutes de Roques et à hauteur de 50% par la société Direct Energie Concessions.</p> <p>Elle a pour activité de supporter le projet de renouvellement de la concession hydroélectrique de Lac Mort en Isère (38).</p> <p>La société n'a pas réalisé de chiffre d'affaires en 2014. A la date de visa du Prospectus, elle n'emploie pas de salarié.</p>

### 7.3. PRINCIPAUX FLUX INTRA-GROUPE

Les relations entre la Société, les Filiales et les sociétés apparentées sont décrites au Chapitre 19 du Prospectus.

## 8. PROPRIETE IMMOBILIERE, USINES ET EQUIPEMENTS

Au 31 décembre 2014, le Groupe détenait des immobilisations corporelles à hauteur de 9,4 M€ en valeur brute et 4,9 M€ en valeur nette. Les immobilisations corporelles détenues par le Groupe sont décrites respectivement en note 13, des comptes consolidés audités du Groupe établis en normes IFRS pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, et en notes 14 des comptes consolidés audités du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2013, et 31 décembre 2012 tels qu'ils figurent en Section 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*) de l'Annexe 1 du Prospectus.

Le Groupe considère que le taux d'utilisation de ses différentes immobilisations corporelles est cohérent avec son activité et l'évolution projetée de celle-ci ainsi qu'avec ses investissements en cours et planifiés.

A la date du Prospectus, les immobilisations planifiées du Groupe correspondent aux investissements en cours de réalisation et envisagés à la Section 5.2.2 (*Principaux investissements en cours de réalisation*) et 5.2.3 (*Principaux investissements envisagés*).

Au 30 juin 2015, le Groupe détenait des immobilisations corporelles à hauteur de 8,7 M€ en valeur brute et 4,4 M€ en valeur nette. Les immobilisations corporelles du Groupe au 30 juin 2015, date de la clôture semestrielle la plus récente, sont décrites en note 13 des comptes consolidés semestriels au 30 juin 2015, ayant fait l'objet d'une revue limitée, et figurant à l'Annexe 2 (*Comptes consolidés semestriels du Groupe établis en normes IFRS pour la période du 1er janvier au 30 juin 2015*) du Prospectus.

---

### 8.1. PROPRIETES IMMOBILIERES

La Société ne possède aucune propriété immobilière.

Les locaux de son siège social, situés au 2 bis, rue Louis Armand, à Paris (75015), sont en location.

La société Compagnie Electrique de Bretagne, filiale à 60% de la Société, a acquis deux terrains à Landivisau pour les besoins du développement de son projet de centrale à cycle combiné gaz, respectivement le 21 février 2014 et le 15 janvier 2015. La Compagnie Electrique de Bretagne a vocation à acquérir d'autres terrains pour la réalisation de son projet.

Enfin, certaines filiales ayant en charge le développement d'installations de production d'électricité, (les sociétés Compagnie Electrique de Bretagne, Hambrégie et Yfrégie) ont conclu des promesses de vente portant sur des terrains, essentiellement agricoles, nécessaires à l'implantation de leurs installations.

Aucune charge majeure (dépollution, démantèlement, etc.) ne grève ces propriétés immobilières.

---

### 8.2. AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

En dehors des éléments décrits ci-dessus, les autres immobilisations concernent pour l'essentiel des équipements, installations techniques matériels, notamment informatiques, mobiliers et agencements nécessaires à la réalisation de l'activité du Groupe.

---

### 8.3. ENVIRONNEMENT ET DEVELOPPEMENT DURABLE

Les activités du Groupe ne représentent pas de risque significatif pour l'environnement. A la date du Prospectus, le Groupe n'exploite en effet aucune installation industrielle et aucune installation Seveso.

A compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché réglementé Euronext à Paris, la Société entend mettre en œuvre les dispositions légales et réglementaires applicables aux sociétés cotées s'agissant du rapport sur les informations sur la manière dont la Société prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité ainsi que sur ses engagements sociétaux en faveur du développement durable et en faveur de la lutte contre les discriminations et de la promotion des diversités.

## 9. EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIERE ET DU RESULTAT

Les commentaires sur les comptes des exercices 2014, 2013 et 2012 ainsi que sur les comptes au 30 juin 2015 présentés aux chapitres 9 et 10 du Prospectus sont établis sur la base des états financiers, préparés conformément aux normes IFRS adoptées par l'Union Européenne et en vigueur pour les exercices concernés en application du règlement 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, et figurant à la Section 20.1 (*Comptes consolidés établis selon le référentiel IFRS*) et aux Annexes 1 et 2 du Prospectus. Le lecteur est ainsi invité à lire les informations qui suivent relatives à la situation financière et aux résultats du Groupe conjointement avec :

- les comptes consolidés audités du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 31 décembre 2013, et 31 décembre 2012, tels qu'ils figurent en Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*), et
- les comptes consolidés du Groupe, préparés conformément à la norme IAS 34 « information financière intermédiaire », pour la période du 1er janvier au 30 juin 2015, ayant fait l'objet d'une revue limitée par les commissaires aux comptes du Groupe, tels qu'ils figurent en Annexe 2 (*Comptes consolidés semestriels du Groupe établis en normes IFRS pour la période du 1er janvier au 30 juin 2015*)

### 9.1. PRESENTATION GENERALE

#### 9.1.1. INTRODUCTION

Créé en 2003, Direct Energie est, depuis la fusion des groupes Direct Energie et Poweo en juillet 2012, l'un des premiers opérateurs indépendants sur le marché français de la fourniture d'électricité et de gaz avec plus de 1,38 millions de sites clients en portefeuille au 30 juin 2015, et près de 8,4 TWh commercialisés en 2014 (5,9 TWh en électricité, et 2,5 TWh en gaz). Depuis plus de 10 ans, le Groupe s'est développé sur tous les segments de marchés : résidentiels, entreprises et collectivités locales. Le Groupe poursuit une stratégie d'intégration verticale pour être présent sur toute la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux services au sein du foyer. Il emploie près de 300 salariés.

L'activité du Groupe est organisée en trois segments opérationnels :

- Le segment « Commerce » qui correspond à l'activité de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux
- Le segment « Production » qui regroupe les filiales du Groupe en charge de projets de développement de centrales de production d'électricité
- Le segment « Autres secteurs » qui regroupe les autres participations du Groupe, notamment dans des entreprises locales de distribution. Ces activités de distribution ont fait l'objet d'une cession le 1<sup>er</sup> octobre 2015, à l'issue du conseil d'administration d'arrêté des comptes au 30 juin 2015. Elles figuraient ainsi en actifs détenus en vue de la vente dans les comptes consolidés résumés au 30 juin 2015, tels qu'ils figurent en Annexe 2. Le classement en actifs détenus en vue de la vente de ces activités a eu pour conséquence l'enregistrement dans les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2015 d'un résultat net de ces activités abandonnées de (1,2) M€, correspondant principalement à la mise à la juste valeur des participations détenues par le Groupe au titre de ces activités. La cession effective de ces activités se traduira par ailleurs sur le second semestre 2015 par un impact négatif sur le bilan du groupe à hauteur de 3,7 M€, et n'aura pas d'impact significatif complémentaire sur le résultat, du fait de leur mise à la juste valeur dans les comptes consolidés résumés au 30 juin 2015.



Conformément à la norme IFRS 8, l'information sectorielle publiée est établie sur la base des données de gestion interne utilisées pour l'analyse de la performance des différents segments par la Direction Générale. Celle-ci est basée historiquement sur les Produits des activités ordinaires, la marge brute et l'EBITDA, auxquels a été ajouté le Résultat Opérationnel Courant, à compter de la publication des comptes semestriels 2015. Les éléments d'amortissement, de résultat financier (comprenant les charges financières et les produits financiers) et les charges d'impôt du Groupe sont gérés de manière centralisée et ne sont pas présentés dans les segments opérationnels.

Au cours des exercices 2012 à 2014, et du semestre clos le 30 juin 2015, le segment « Commerce » a représenté à lui seul plus de 95% des trois agrégats utilisés pour l'analyse de la performance opérationnelle des différents segments, traduisant notamment le fait que le segment « Production » n'a regroupé sur la période que des projets en développement.

Dans un cadre réglementaire en amélioration, le Groupe a accéléré en 2014 sa stratégie de conquête commerciale en s'appuyant sur des offres compétitives et innovantes ainsi que des campagnes de communication nationale, réalisant ainsi plus de 400 000 nouvelles acquisitions. Afin de profiter des perspectives de développement de la concurrence dans la fourniture d'énergie en Europe, Direct Energie a aussi décidé en 2014 de déployer son savoir-faire à l'international avec une première implantation en Belgique sous la marque Poweo. Cette stratégie de conquête commerciale s'est poursuivie au cours du premier semestre 2015 avec l'acquisition en France de près de 229 000 sites clients supplémentaires, et le franchissement en Belgique du seuil de 10 000 sites client.

En parallèle, le Groupe poursuit le développement de capacités de production, notamment en Bretagne au côté de son partenaire Siemens pour le développement d'un cycle combiné gaz à Landivisiau, et a réaffirmé sa volonté de participer aux appels d'offre relatifs au renouvellement des concessions hydroélectriques françaises.

Sur la période 2012-2014, le Groupe a réalisé une croissance significative :

- de son chiffre d'affaires, incluant la marge sur l'activité d'Energy Management, qui a progressé de 590,7 M€ en 2012 à 809,9 M€ en 2014
- et de son résultat opérationnel courant, qui s'établit à 24,0 M€ en 2014, contre (5,0) M€ en 2012 grâce à la fusion entre Direct Energie et Poweo, qui a permis au groupe de faire croître fortement sa base de clientèle, et à la mise en œuvre d'un développement rentable de son portefeuille client, rendu possible par les différentes évolutions tarifaires intervenues sur la période, et une maîtrise constante des frais de fonctionnement pour garder une structure de coûts compétitive.

Cette croissance s'est poursuivie au cours du premier semestre 2015 qui a affiché :

- Une progression du chiffre d'affaires, incluant la marge sur l'activité d'Energy Management de plus de 19,5%, passant de 442,6 M€ au premier semestre 2014, à 505,7 M€ au 1<sup>er</sup> semestre 2015
- Une augmentation du résultat opérationnel courant de 9,7 M€, qui s'est établi à 22,7 M€ au cours du premier semestre 2015, contre 13,2 M€<sup>9</sup> au cours du premier semestre 2014, sous l'effet de la croissance conjuguée du parc client, et des volumes vendus, conséquence directe d'un contexte

---

<sup>9</sup> L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel Comptable » de l'annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2015, présentée en annexe 2.

climatique proche des normales saisonnières, et de l'optimisation des coûts d'approvisionnement du Groupe, dans un contexte de diminution des prix de marché des principales commodités.

La progression des performances financières et opérationnelles du Groupe lui a ainsi permis de renforcer sa structure financière par :

- La réalisation en juillet 2014 du placement privé de son premier emprunt obligataire pour un montant de 40 millions d'euros en deux tranches, la première de 28,5 millions d'euros à échéance décembre 2019 assortie d'un coupon de 4,70%, et la seconde de 11,5 millions d'euros à échéance juillet 2021 assortie d'un coupon de 5%. Une troisième tranche est venue compléter cette émission en novembre 2014 pour un montant de 15 M€ à échéance novembre 2022, assortie d'un coupon de 5%.
- La mise en place au cours du deuxième semestre 2015 d'un crédit syndiqué d'un montant de 60 millions d'euros, confirmé sur 3 ans.

Au 31 décembre 2014, la dette financière nette de la Société s'élevait à un excédent de 2,2 M€. Au 30 juin 2015, celle-ci s'élevait à (36,7) M€.

Des informations complémentaires sur les chiffres clés du Groupe sur la période 2012-2014 sont présentées au Chapitre 3 « *Informations financières sélectionnées* » du Prospectus.

---

#### 9.1.2. FACTEURS AYANT UNE INCIDENCE SUR LE RESULTAT

Les principaux facteurs ayant une incidence sur l'activité et les résultats de la Société sont les suivants :

- L'évolution des tarifs réglementés de vente (TRV) à l'aval, et d'achat à l'amont (ARENH, TURPE, ATRD, ATRT,...): la Société commercialisant de l'électricité et du gaz auprès de clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ses marges sont directement influencées par leur évolution, ainsi que par les changements intervenant dans le niveau des différents tarifs amonts fixés par le régulateur et les pouvoirs publics (notamment l'ARENH et les tarifs de transports et de distribution), dès lors que ceux-ci ne seraient pas répercutés immédiatement dans les tarifs de vente ;
- Le climat : la commercialisation d'énergie, et tout particulièrement de gaz, étant thermosensible, le chiffre d'affaires du Groupe et par conséquent son résultat sont soumis à l'impact des conditions climatiques. Le Groupe procède à la couverture de ses besoins physiques en matière d'approvisionnement en gaz et en électricité sur la base de courbes de consommations établies à température normale. Tout écart significatif par rapport à cette référence peut amener le Groupe, soit à revendre ses excédents sur le marché en cas de sous-consommation de ses clients, soit à acheter le complément nécessaire en cas de surconsommation associée à un effet climat, ce qui est susceptible d'affecter son résultat en cas d'écart entre le coût des couvertures souscrites et les prix constatés sur les marchés au moment de la livraison physique ;
- L'évolution de ses coûts d'approvisionnement : le Groupe procède à la couverture de ses besoins physiques en matière d'approvisionnement en gaz et en électricité de manière progressive, conformément à sa politique de gestion des risques, et en visant à maintenir un coût d'approvisionnement compétitif notamment par rapport aux tarifs réglementés de vente. Toute évolution de ses coûts d'approvisionnement qui s'éloignerait des références prises en compte par les

pouvoirs publics et la CRE pour la détermination des tarifs réglementés de vente pourrait avoir une incidence directe sur ses résultats ;

- Le niveau de son parc client : Le Groupe vise à développer son parc client ce qui passe à la fois par une politique d'acquisition commerciale et une stratégie d'optimisation du taux de rotation des clients. En cas de difficultés à atteindre ses objectifs d'acquisition commerciale, ou en cas d'accélération de l'attrition de son parc clients, les résultats du Groupe seraient directement impactés ;
- Le coût d'acquisition de nouveaux clients : Le Groupe vise constamment à optimiser le coût d'acquisition de nouveaux clients en utilisant différents canaux d'acquisition conformément à sa stratégie commerciale. Un accroissement significatif de ce coût d'acquisition aurait un impact direct sur le résultat du Groupe.

Ces différents facteurs sont détaillés au chapitre 4 - Facteurs de risque du Prospectus.

---

### 9.1.3. DESCRIPTION DES PRINCIPAUX ELEMENTS DU COMPTE DE RESULTAT

---

#### 9.1.3.1. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES

Les produits des activités ordinaires regroupent le chiffre d'affaires hors Energy Management et la marge sur l'activité d'Energy Management.

Le chiffre d'affaires hors Energy Management est constitué essentiellement des produits issus de la vente d'électricité et de gaz, des redevances de transport et de distribution liées, des frais de collecte de certaines taxes et de prestations de services.

Le Groupe reconnaît un produit lorsque :

- l'existence du contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu ou la prestation de service est achevée ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir d'estimations de prix de vente et de données statistiques propres au Groupe se basant notamment sur les profils de consommation des clients du Groupe, d'informations extérieures telles que les températures réalisées et des données relatives au volume d'énergie affecté au Groupe par le gestionnaire de réseau.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie sont présentées en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne Marge sur l'activité d'Energy Management. Cette marge correspond au résultat réalisé et latent sur les achats et ventes d'énergie, non qualifiés d' « activité normale » ou de couverture au sens de la norme IAS 39, et ne rentrant pas dans la catégorie des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel, qui sont réalisés lors d'opérations sur un marché organisé ou de gré à gré avec d'autres opérateurs de marché.

---

#### 9.1.3.2. COUTS DES VENTES

Le coût des ventes est composé de l'ensemble des coûts relatifs à la fourniture d'énergie et de services associés auprès des clients du Groupe. Ces coûts sont dans leur vaste majorité directement liés aux volumes vendus, à l'évolution du portefeuille client et aux variations des prix de marché de l'électricité et du gaz.

Les principales composantes du coût des ventes sont les suivantes :

- Les achats d'énergie (électricité et gaz) réalisés en vue de leur fourniture aux clients du Groupe. Ceux-ci sont réalisés sur les marchés Européens ou bien directement auprès de contreparties dans le cadre de contrats à plus ou moins long termes ;
- Les charges d'acheminement et les coûts des prestations réalisées par les gestionnaires de réseau de distribution, qui sont facturées par le Groupe au client final et reversées aux gestionnaires de réseau ;
- Les autres coûts tels que les achats de certificats d'économie d'énergie, des taxes spécifiques à l'énergie, des frais de gestion et des charges liées aux options et services proposés aux clients du Groupe
- La variation des stocks de gaz constitués par le Groupe afin de pouvoir répondre aux pics de consommation saisonniers de son portefeuille et de remplir ses obligations en matière de sécurité d'approvisionnement.

---

#### 9.1.3.3. CHARGES DE PERSONNEL

Les charges de personnel comprennent l'ensemble des traitements et salaires fixes et variables, les cotisations sociales et autres taxes assises sur les salaires, les cotisations de retraite, l'évaluation des avantages postérieurs à l'emploi du personnel selon la norme IAS 19 et toutes autres charges dues aux salariés, telles que la participation ou l'intéressement.

En termes d'avantages du personnel postérieurs à l'emploi, le Groupe n'est soumis qu'au versement d'indemnités de fin de carrière déterminées sur la base de la convention collective en vigueur au sein du Groupe. Ces indemnités de fin de carrière relèvent d'un régime à prestation définie et sont comptabilisées et évaluées conformément aux modalités édictées par la norme IAS 19.

Les charges de personnel comprennent aussi les charges liées aux paiements fondés sur des actions. Certains employés du Groupe, y compris les dirigeants, reçoivent en effet une rémunération prenant la forme de transactions dont le paiement est indexé sur des actions, assimilables à des compléments de rémunération (OSA ou actions gratuites). Les charges reconnues conformément aux principes fixés par la norme IFRS 2 correspondent à la juste valeur de chacune de ces transactions et sont comptabilisées sur la durée d'acquisition des droits.

---

#### 9.1.3.4. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels comprennent principalement :

- les loyers et charges locatives relatifs aux locaux, aux équipements et aux véhicules ;
- les charges liées aux différents prestataires utilisés par le Groupe dans le cadre de son développement commercial et de la gestion de ses clients en portefeuille ;

- les charges d'entretien et de maintenance, notamment informatique ;
- les frais de marketing, de publicité et de communication ;
- les honoraires versés aux prestataires, aux conseils, aux avocats et aux commissaires aux comptes ;
- les autres charges administratives de fonctionnement (téléphonie, affranchissement, déplacements, frais bancaires) ;
- les impôts et taxes autres que l'impôt sur les sociétés ;
- les pertes sur créances irrécouvrables supportées par le Groupe ;
- la variation nette des dépréciations des actifs courants notamment concernant les créances douteuses ;
- la variation nette des provisions opérationnelles pour risques et charges (contentieux avec les salariés, les clients ou les tiers).
- la production immobilisée

Concernant les pertes sur créances irrécouvrables, le Groupe n'assume plus la charge d'impayés relative à l'acheminement électricité, qui, conformément au contrat conclu avec ErDF est assumée par le gestionnaire de réseau. Concernant la charge d'impayés relatif à l'acheminement gaz, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) a confirmé dans sa décision du 19 septembre 2014, qui a depuis fait l'objet d'un appel non suspensif, que le fournisseur de gaz naturel ne devait pas assumer les impayés de part acheminement du gestionnaire de réseaux de distribution (GrDF), cette décision étant applicable tant pour l'avenir que pour le passé.

---

#### 9.1.3.5. AMORTISSEMENTS

Les immobilisations corporelles et incorporelles du Groupe sont amorties linéairement sur leur durée d'utilisation estimée.

Les immobilisations corporelles du Groupe sont principalement constituées des biens de productions d'énergie et des installations techniques liées, ainsi que des aménagements des locaux, du matériel informatique et du mobilier de bureau. Les durées d'utilités estimées de ces immobilisations sont propres à leurs caractéristiques ou, au besoin, aux caractéristiques des composants identifiés constitutifs de l'actif et sont comprises entre 3 ans (matériel informatique) et 40 ans (construction).

Les immobilisations incorporelles du Groupe sont principalement composées des coûts d'acquisition clients, de logiciels, de concessions et brevets et de droits similaires. Concernant les coûts d'acquisition des clients, ils correspondent aux dépenses encourues par le Groupe et directement affectables à des contrats signés avec des clients. Ces dépenses sont principalement constituées des commissions versées aux prestataires de vente et des frais de traitement de dossier lors de l'activation. Dès lors que le Groupe estime que ces contrats clients généreront des avantages économiques futurs pour la Société, ces dépenses sont enregistrées en immobilisations incorporelles et amorties à partir du moment où ces contrats sont actifs (date de bascule). La durée d'utilisation estimée des immobilisations incorporelles du Groupe s'établit à 4 ans pour les coûts d'acquisitions clients et entre 3 et 5 ans pour les autres immobilisations incorporelles à durée de vie finie.

---

#### 9.1.3.6. RESULTAT OPERATIONNEL COURANT

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe permettant de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, sont inhabituels ou non récurrents. Pour le Groupe, ces éléments correspondent aux variations de Juste Valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel, aux cessions d'actifs non courants, aux pertes de valeurs sur les actifs non courants et aux produits et charges liés aux variations de périmètre.

---

#### 9.1.3.7. PRODUITS ET CHARGES NON RECURRENTS

Les produits et charges non récurrents comprennent tous les produits et charges qui ne sont pas considérés comme encourus dans le cadre des activités opérationnelles courantes du Groupe, et à ce titre ne rentrent pas dans la composition de son résultat opérationnel courant

Historiquement, la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés d'énergie, principalement gaz et électricité, non qualifiés de couverture, était enregistrée dans son intégralité au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management ». Parmi ces instruments financiers dérivés d'énergie, certains sont néanmoins conclus dans le cadre de couvertures économiques de flux opérationnels et non à des fins de trading, sans pour autant remplir l'ensemble des critères les rendant éligibles à la comptabilité de couverture ou sans pouvoir prétendre à l'exception prévue par IAS 39 « Instruments financiers » au titre des activités dites « normales ». Depuis l'exercice 2014 la variation de juste de valeur de ces instruments financiers dérivés est comptabilisée sous le résultat opérationnel courant dans les produits et charges non récurrents. S'agissant d'un changement de méthode comptable volontaire, au sens d'IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimation comptables et erreurs », celui-ci a été appliqué de manière rétrospective dans les états financiers du Groupe.

Les autres produits et charges non récurrents comprennent les cessions d'actifs non courants, les pertes de valeur sur actifs non courants ainsi que les produits et charges liés aux variations de périmètre ou de restructuration.

---

#### 9.1.3.8. RESULTAT FINANCIER

Le résultat financier du Groupe est composé du coût de l'endettement financier net et des autres produits et charges financiers.

Le coût de l'endettement financier net comprend principalement les intérêts sur emprunts obligataires et bancaires, les charges d'intérêts sur caution, les charges d'intérêts sur les marchés à terme, les autres intérêts et agios bancaires, les produits d'intérêts sur placement de trésorerie et sur les comptes courants avec les entités du Groupe non intégrées par la méthode d'intégration globale, ainsi que la variation de juste valeur des valeurs mobilières de placement et des équivalents de trésorerie.

Les autres produits et charges financiers comprennent principalement les dividendes reçus par le Groupe, les variations de provisions à caractère financier ainsi que l'impact des désactualisations de provisions.

---

#### 9.1.3.9. IMPOT SUR LES SOCIETES

L'impôt sur les sociétés consiste en l'impôt sur les résultats de l'ensemble des sociétés du Groupe ainsi que les variations des positions nettes d'impôts différés au bilan du Groupe.

Concernant les impôts différés, ils sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices

futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

---

#### 9.1.3.10. QUOTE-PART DE RESULTAT NET DES SOCIETES MISES EN EQUIVALENCE

La quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence correspond à la part revenant au Groupe des résultats après impôts des entreprises associées et des coentreprises

---

#### 9.1.3.11. RESULTAT NET DES ACTIVITES ABANDONNEES

Le résultat net des activités abandonnées correspond au résultat net généré par les opérations du Groupe en cours de cession et qualifiées d'abandonnées en application de la norme IFRS 5.

---

#### 9.1.3.12. PRINCIPES COMPTABLES IMPORTANTS

Pour une description des principes comptables significatifs et des estimations comptables importantes du Groupe, se référer à la Note 1 aux états financiers consolidés du Groupe au titre des exercices clos les 31 décembre 2012, 2013 et 2014 présentés à l'Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*)

---

## 9.2. ANALYSE DES RESULTATS ANNUELS POUR LES EXERCICES 2014 ET 2013

### 9.2.1. PRESENTATION GENERALE

L'exercice 2014 a connu une hausse du produit des activités ordinaires, incluant la marge sur activité d'Energy Management, de 8,1 % par rapport à l'exercice 2013, pour atteindre 809,9 M€, et ce en dépit d'une contraction des volumes vendus.

Le résultat opérationnel courant a par ailleurs plus que quadruplé sur la période pour s'établir à 24,0 M€ au titre de l'exercice 2014.

Cette croissance s'explique principalement par l'augmentation du portefeuille client, qui progresse de 17% sur la période pour atteindre 1 288 000 sites clients, par l'évolution des tarifs réglementés de ventes et l'impact de la hausse rétroactive des tarifs réglementés de l'électricité imposée par le Conseil d'Etat, ainsi que par les efforts déployés par le Groupe pour maîtriser ses coûts de structure depuis la fusion entre Direct Energie et Poweo en 2012.

L'ensemble de ces effets a permis de compenser le recul des volumes vendus. Ceux-ci sont ainsi passés de 8,5 TWh en 2013 à 8,4 TWh en 2014, l'augmentation observée en électricité (5,9 TWh en 2014 contre 5,7 TWh en 2013) étant plus que compensée par la diminution constatée en gaz (2,5 TWh en 2014 contre 2,7 TWh sur la même période en 2013) sous l'effet de l'hiver particulièrement chaud.

---

### 9.2.2. COMPARABILITE DES EXERCICES

Les méthodes et principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2014 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes consolidés au 31 décembre 2013, à l'exception :

- Des normes, amendements et interprétations IFRS d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2014, et qui n'avaient pas été appliqués par anticipation par le Groupe. Ces normes, amendements et interprétations IFRS, et notamment les normes IFRS 10, 11 et 12 sont détaillés dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, présentée à l'Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*) ;
- Du changement volontaire de présentation du compte de résultat mis en œuvre par le Groupe en 2014, détaillé dans la note 1.3 « Changement de présentation du compte de résultat » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, présentée à l'Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*).

Compte tenu du caractère rétroactif de l'application de ces changements, les états financiers 2013 présentés comme comparatifs aux états financiers 2014 ont été retraités, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable », et présenté dans la note 2 « Comparabilité des exercices » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, présentée à l'Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*).



## 9.2.3. COMMENTAIRES SUR LE COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES EXERCICES CLOS LE 31 DECEMBRE 2014 ET LE 31 DECEMBRE 2013

### 9.2.3.1. COMPTE DE RESULTAT SIMPLIFIE

<i>En millions d'euros</i>	<b>31/12/2014 publié</b>	<b>31/12/2013 retraité *</b>	<b>Variation</b>	<b>%</b>
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>809,9</b>	<b>748,9</b>	<b>61,0</b>	<b>8,1%</b>
Coûts des ventes	(689,7)	(642,7)	(46,9)	7,3%
<b>Marge brute</b>	<b>120,3</b>	<b>106,2</b>	<b>14,1</b>	<b>13,2%</b>
Charges de personnel	(23,9)	(24,5)	0,6	-2,4%
Autres produits et charges opérationnels	(51,3)	(49,4)	(2,0)	4,0%
Amortissements	(21,0)	(26,6)	5,6	-20,9%
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>	<b>24,0</b>	<b>5,8</b>	<b>18,2</b>	<b>313,6%</b>
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés	(5,2)	6,8	(12,0)	-175,7%
Energie à caractère opérationnel	(3,7)	(4,5)	0,8	-18,2%
Cessions d'actifs non courants	-	(0,3)	0,3	-100,0%
Pertes de valeur sur actifs non courants	-	-	-	n.a.
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	-	-	n.a.
<b>Résultat Opérationnel</b>	<b>15,2</b>	<b>7,8</b>	<b>7,3</b>	<b>93,5%</b>
Coût de l'endettement financier net	(1,5)	(1,4)	(0,1)	9,0%
Autres produits et charges financiers	0,0	0,1	(0,1)	-61,0%
<b>Résultat financier</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>14,5%</b>
Impôt sur les sociétés	1,6	0,0	1,6	n.a.
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(0,1)	(0,1)	0,0	-26,0%
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>	<b>15,2</b>	<b>6,4</b>	<b>8,8</b>	<b>136,0%</b>
Résultat net des activités abandonnées	-	-	-	n.a.
<b>Résultat Net</b>	<b>15,2</b>	<b>6,4</b>	<b>8,8</b>	<b>136,0%</b>
dont Résultat net part du Groupe	15,2	6,4	8,8	136,0%
dont Résultat net part des minoritaires	-	-	-	n.a.
<b>Résultat par action (en €)</b>	<b>0,38</b>	<b>0,16</b>	<b>0,21</b>	<b>130,1%</b>
<b>Résultat dilué par action (en €)</b>	<b>0,36</b>	<b>0,16</b>	<b>0,20</b>	<b>125,8%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

9.2.3.2. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (RUBRIQUE « PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES » DU COMPTE DE RESULTAT)

<i>En millions d'euros</i>	2014 publié	2013 * retraité	Variations	%
Fourniture d'énergie	808,9	751,8	57,1	7,6%
<i>dont fourniture d'électricité</i>	606,9	546,9	60,0	11,0%
<i>dont fourniture de gaz</i>	158,6	161,2	(2,6)	-1,6%
<i>dont autres ventes</i>	43,4	43,8	(0,4)	-0,8%
Production	0,7	0,7	(0,0)	-0,9%
Distribution	-	0,2	(0,2)	-100,0%
<b>Chiffre d'affaires hors Energy Management</b>	<b>809,6</b>	<b>752,6</b>	<b>56,9</b>	<b>7,6%</b>
<b>Marge sur l'activité Energy Management</b>	<b>0,4</b>	<b>(3,7)</b>	<b>4,1</b>	<b>-109,7%</b>
<b>PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES</b>	<b>809,9</b>	<b>748,9</b>	<b>61,0</b>	<b>8,1%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

Le chiffre d'affaires consolidé hors Energy Management présente une progression de + 7,6 % entre 2013 et 2014 passant de 752,6 M€ à 809,6 M€ sur la période.

La hausse de l'activité de fourniture d'électricité, dont le chiffre d'affaires progresse de 11,0 %, s'établissant à 606,9 M€, s'explique principalement par :

- la croissance du parc client sur la période, qui passe de 863 000 à fin décembre 2013 à 1 012 000 à fin décembre 2014 et contribue à la hausse des volumes vendus de près de 0,2 Twh (5,9 Twh en 2014 contre 5,7 Twh en 2013) et ce en dépit de températures supérieures à la normale
- l'effet des hausses des tarifs réglementés de l'électricité au 1<sup>er</sup> aout 2013 d'une part, qui a produit ses effets en année pleine en 2014, et au 1<sup>er</sup> novembre 2014 d'autre part ;
- l'impact de la hausse rétroactive des tarifs de l'électricité imposée par le Conseil d'Etat, qui a donné lieu à l'enregistrement dans les comptes d'un chiffre d'affaires total de 18,4 M€ (faisant l'objet d'une provision à hauteur de 2,0 M€ pour tenir compte du risque de recouvrement sur certaines catégories de clients).

Concernant l'activité de fourniture de gaz, activité plus thermosensible que l'électricité, le léger recul observé est la conséquence directe d'une année 2014 particulièrement chaude en comparaison d'une année 2013 qui avait été marquée par un hiver plus froid que la normale. La hausse du portefeuille client, qui passe de 237 000 contrats fin 2013 à 276 000 contrats fin 2014, n'a ainsi pas suffi à compenser la baisse de la consommation unitaire des clients, qui s'est traduite par un recul global des volumes de gaz livrés de 0,2 Twh (2,5 Twh en 2014 contre 2,7 Twh en 2013).

Les chiffres d'affaires des activités de production et de distribution restent non significatifs sur l'année 2014, comme en 2013, ce qui est conforme à l'évolution de ces activités, l'activité de production n'ayant pas connu de mise en service d'actif sur l'exercice, et le Groupe n'ayant pas décidé de nouvelle prise de participation dans des entreprises locales de distribution.

L'activité d'Energy Management génère une marge de 0,4 M€ au 31 décembre 2014 contre une perte de (3,7) M€ au 31 décembre 2013, ce qui est cohérent avec le caractère non significatif de cette activité pour le Groupe par rapport à l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité, qui constitue son cœur de métier.

### 9.2.3.3. COUT DES VENTES

<i>En millions d'euros</i>	<b>2014 Publié</b>	<b>2013* retraité</b>	<b>Variations</b>	<b>%</b>
Achats d'énergie	(358,0)	(336,1)	(21,9)	6,5%
<i>dont achats d'électricité</i>	<i>(279,3)</i>	<i>(265,4)</i>	<i>(13,9)</i>	<i>5,2%</i>
<i>dont achats de gaz</i>	<i>(78,7)</i>	<i>(70,7)</i>	<i>(8,0)</i>	<i>11,3%</i>
Autres consommations externes	(331,7)	(306,6)	(25,1)	8,2%
<b>COUTS DES VENTES</b>	<b>(689,7)</b>	<b>(642,7)</b>	<b>(46,9)</b>	<b>7,3%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

Le coût des ventes a augmenté de 46,9 M€ soit 7,3 % et s'élève à 689,7 M€ en 2014 contre 642,7 M€ en 2013.

Les achats d'électricité passent de 265,4 M€ en 2013 à 279,3 M€ en 2014 soit une hausse de 5,2 % sur l'exercice. Le prix de l'ARENH, composant important des coûts d'approvisionnement en électricité du Groupe est resté stable sur la période, conformément aux attentes, tandis que l'évolution favorable des prix de marché a permis au Groupe de poursuivre l'optimisation de son complément d'approvisionnement, permettant une progression plus faible des achats d'énergie par rapport au chiffre d'affaires de l'activité de fourniture d'électricité.

Les achats de gaz progressent de 11,3% en s'établissant à 78,7 M€ en 2014 contre 70,7 M€ en 2013. L'hiver particulièrement chaud a pesé fortement sur la consommation unitaire des clients ce qui a amené le Groupe à revendre sur les marchés, dans un contexte de faiblesse des prix spot, les quantités de gaz achetées dans le cadre de sa stratégie d'approvisionnement à température normale, mais non consommées par ses clients, pesant ainsi fortement sur les coûts d'approvisionnement de l'exercice 2014.

Il est à noter que les autres consommations externes, qui augmentent de près de 25,1 M€ sur la période, comprennent principalement les charges d'acheminement et les coûts des prestations réalisées par les gestionnaires de réseau de distribution, qui font l'objet d'une refacturation par le Groupe au client final, ce qui se traduit mécaniquement par une évolution équivalente du chiffre d'affaires. Les autres consommations externes comprennent aussi l'impact des variations de stock de gaz du Groupe qui constitue un produit de 15,7 M€ en 2014 par rapport à une charge de (3,5) M€ en 2013, résultant de l'augmentation des obligations de stockage imposées au Groupe par les pouvoirs publics en 2014.

### 9.2.3.4. MARGE BRUTE

<i>En millions d'euros</i>	<b>2014 Publié</b>	<b>2013* retraité</b>	<b>Variations</b>	<b>%</b>
Produits des activités ordinaires	809,9	748,9	61,0	8,1%
Coût des ventes	(689,7)	(642,7)	(46,9)	7,3%
<b>MARGE BRUTE</b>	<b>120,3</b>	<b>106,2</b>	<b>14,1</b>	<b>13,2%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

La marge brute s'établit à 120,3 M€ pour l'exercice 2014 contre 106,2 M€ pour l'exercice 2013, soit une hausse de 14,1 M€.

L'augmentation de 5% des TRV Electricité au 1<sup>er</sup> août 2013, conformément au principe d'alignement progressif des TRV avec les coûts de l'opérateur historique, et de 2,5% en moyenne pour les clients bleus résidentiels au 1<sup>er</sup> novembre 2014, conformément à la nouvelle méthode de détermination des TRV Electricité, ont permis d'améliorer dans l'ensemble la marge brute unitaire des activités de commercialisation d'électricité. Conjuguées à la croissance du parc client, ces hausses ont compensé la diminution des volumes unitaires vendus consécutive à une période hivernale nettement plus chaude que la normale. Les volumes vendus en électricité progressent ainsi plus lentement que le portefeuille client sur la période. Enfin, l'impact de la décision du conseil d'Etat relative à l'annulation de la hausse des TRV Electricité pour la période du 1<sup>er</sup> août 2012 au 31 juillet 2013 a contribué à l'amélioration de la marge brute sur la période pour un impact net de 16,4 M€ en 2014.

Concernant l'activité de vente de gaz, l'hiver 2014 particulièrement chaud a pesé fortement sur la consommation unitaire des clients, après un hiver 2013 qui avait été à l'inverse plus froid que la normale, et a plus qu'absorbé la croissance du parc observée sur la période 2014-2013. Néanmoins, la poursuite de la dé-corrélation sur les marchés de gros du prix du gaz et du prix du pétrole, a permis au Groupe de poursuivre la sécurisation dans des conditions favorables d'une grande partie de ses approvisionnements pour les quatre exercices à venir.

#### 9.2.3.5. EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT

<i>En millions d'euros</i>	<b>2014 Publié</b>	<b>2013* retraité</b>	<b>Variations</b>	<b>%</b>
<b>MARGE BRUTE</b>	<b>120,3</b>	<b>106,2</b>	<b>14,1</b>	<b>13,2%</b>
Charges de personnel	(23,9)	(24,5)	0,6	-2,4%
Autres produits et charges opérationnels	(51,3)	(49,4)	(2,0)	4,0%
Amortissements	(21,0)	(26,6)	5,6	-20,9%
<b>RESULTAT OPERATIONNEL COURANT</b>	<b>24,0</b>	<b>5,8</b>	<b>18,2</b>	<b>313,6%</b>

*\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*

Les charges de personnel affichent une légère diminution de 0,6 M€ entre 2013 et 2014. Hors impact des charges relatives à l'attribution de stocks options et actions gratuites, la masse salariale s'établit à (22,3) M€ en 2014 contre (23,0) M€ en 2013. Cette diminution de la masse salariale traduit la poursuite des synergies générées par la fusion en 2012 entre Direct Energie et Poweo, et les efforts de maîtrise des coûts de structure poursuivis par le Groupe.

L'évolution des autres produits et charges opérationnels dont l'impact négatif au titre de l'exercice 2014 est de (51,3) M€ contre (49,4) M€ en 2013, soit une augmentation de 2,0 M€, s'explique principalement par :

- le passage en perte de créances irrécouvrables pour (15,0) M€ en 2014 contre (16,4) M€ en 2013, soit une diminution de 1,4 M€ ;
- des charges externes en augmentation de (0,6) M€ (service clients, frais de publicité) principalement dues à la relance de l'activité commerciale à compter du deuxième semestre 2013, qui s'est traduite

notamment par une augmentation des dépenses marketing et de publicité, et un redimensionnement du service client, dans un contexte de forte croissance du nombre de clients sur l'année 2014 ;

- Des reprises sur provisions pour risques et charges d'exploitation avec un impact net de 1,7 M€ en 2014, contre un impact net de 3,7 M€ en 2013, soit une variation de (2,0) M€ ;
- Des dotations nettes sur provisions aux actifs courants de (1,0) M€ en 2014, contre des dotations nettes de (0,2) M€ en 2013 soit une variation de (0,8) M€.

L'impact négatif des amortissements sur le résultat opérationnel a diminué de près de 5,6 M€ sur l'année 2014 par rapport à l'année 2013, du fait d'une réduction très sensible de la charge d'amortissement relative aux coûts d'acquisition clients historiquement activés et amortis sur une période de 4 ans, qui passe de 20,5 M€ en 2013 à 16,2 M€ en 2014. Celle-ci reflète la réduction significative de l'acquisition commerciale préalablement à la fusion entre Direct Energie et Poweo, et jusqu'au début du deuxième semestre 2013.

Dans un contexte d'augmentation de l'activité du Groupe liée à l'accélération de la conquête commerciale et aux mouvements tarifaires observés pour l'activité de vente d'électricité, en dépit d'un impact climatique adverse, l'amélioration des conditions d'approvisionnement, dans un contexte de baisse des prix de marché, et la poursuite de l'effort de maîtrise des frais généraux ont ainsi conduit à une forte amélioration du résultat opérationnel courant qui s'établit à 24,0 M€ en 2014, soit une augmentation de 18,2 M€ par rapport au résultat opérationnel courant de 2013 qui s'établissait à 5,8 M€.

#### 9.2.3.6. EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL

<i>En millions d'euros</i>	<b>2014 Publié</b>	<b>2013* retraité</b>	<b>Variations</b>	<b>%</b>
<b>RESULTAT OPERATIONNEL COURANT</b>	<b>24,0</b>	<b>5,8</b>	<b>18,2</b>	<b>313,6%</b>
Variations JV dérivés Energie à caractère opérationnel	(5,2)	6,8	(12,0)	-175,7%
Cessions d'actifs non courants	(3,7)	(4,5)	0,8	-18,2%
Pertes de valeur sur actifs non courants	-	(0,3)	0,3	-100,0%
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	-	-	n.a.
<b>RESULTAT OPERATIONNEL</b>	<b>15,2</b>	<b>7,8</b>	<b>7,3</b>	<b>93,5%</b>

*\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*

Les variations de juste valeur des dérivés Energie à caractère opérationnel, qui figurent depuis l'exercice 2014<sup>10</sup> entre le Résultat Opérationnel Courant et le Résultat Opérationnel suite au changement de présentation mis en œuvre sur la période et décrit dans la note 1.3 « Changement de présentation du compte de résultat » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, s'expliquent principalement en 2014 et dans les comptes 2013 retraités par la variation des prix de l'énergie. Concernant plus particulièrement l'année 2014, la variation négative observée est la conséquence directe de la diminution des prix du gaz et de l'électricité observée sur la période, et tout particulièrement en fin d'année.

<sup>10</sup> Ce changement de présentation ayant été mis en œuvre à compter de l'exercice 2014, les comptes 2013 ont été retraités en conséquence, conformément aux principes comptables IFRS.

Les cessions d'actifs non courants correspondent principalement en 2014 à la mise au rebut pour 3,9 M€ d'immobilisations relatives à un des projets de développement de cycle combiné gaz du Groupe devenues obsolètes compte tenu des retards pris dans ce projet. En 2013, les cessions d'actifs non courants correspondaient principalement à la mise au rebut pour 5,0 M€ d'un acompte sur un contrat attaché à un des projets de développement de cycle combiné gaz devenu caduque au cours de l'exercice.

Compte tenu de ces éléments non récurrents, le résultat opérationnel en 2014 est de 15,2 M€ contre un résultat opérationnel de 7,8 M€ en 2013.

#### 9.2.3.7. EVOLUTION DU RESULTAT NET ET DU RESULTAT NET PAR ACTION

<i>En millions d'euros</i>	2014 Publié	2013* retraité	Variations	%
<b>RESULTAT OPERATIONNEL</b>	<b>15,2</b>	<b>7,8</b>	<b>7,3</b>	<b>93,5%</b>
Coût de l'endettement financier net	(1,5)	(1,4)	(0,1)	9,0%
Autres produits et charges financiers	0,0	0,1	(0,1)	-61,0%
<b>Résultat Financier</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>14,5%</b>
Impôts sur les sociétés	1,6	0,0	1,6	n.a
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(0,1)	(0,1)	0,0	-26,0%
<b>RESULTAT NET DES ACTIVITES POURSUIVIES</b>	<b>15,2</b>	<b>6,4</b>	<b>8,8</b>	<b>136,0%</b>
Résultat net des activités abandonnées	-	-	-	n.a.
<b>RESULTAT NET</b>	<b>15,2</b>	<b>6,4</b>	<b>8,8</b>	<b>136,0%</b>
Dont Résultat net part du Groupe	15,2	6,4	8,8	136,0%
Dont résultat net part des minoritaires	-	-	-	n.a.

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

La légère détérioration du résultat financier qui passe d'une charge nette de (1,3) M€ en 2013 à une charge nette de (1,5) M€ en 2014 s'explique par :

- le remboursement fin 2013 du solde des avances en compte courant effectuées par les principaux actionnaires historiques de Direct Energie, qui a entraîné une diminution du coût de l'endettement financier net en 2014, dans un contexte de réduction pour le Groupe des intérêts sur comptes bancaires et cautions, traduisant l'amélioration de sa situation financière ;
- l'émission d'un emprunt obligataire en trois tranches pour un montant total de 55,0 M€, assorti d'un coupon de 4,70% pour la première tranche (28,5 M€) et de 5% pour les deux autres tranches (11,5 M€ et 15 M€), qui l'a en revanche légèrement dégradé sur le deuxième semestre 2014.

Les autres produits et charges financiers restent quant à eux très limités sur la période.

Le Groupe a par ailleurs reconnu des produits d'impôts à hauteur de 1,6 M€ sur l'exercice 2014 et une charge globale d'impôt proche de zéro en 2013 qui sont principalement liés à l'activation d'impôts différés attachés à des déficits reportables compte tenu des perspectives de résultat futur du Groupe.

Au 31 décembre 2014, la quote-part des résultats nets des sociétés mises en équivalence s'élève à (0,1) M€, soit une charge équivalente à celle enregistrée dans les comptes 2013 retraités suite à la mise en œuvre des normes IFRS 10 et 11.

Le résultat net consolidé pour l'exercice 2014 est donc un profit de 15,2 M€ contre un profit de 6,4 M€ en 2013.

	2014 Publié	2013* retraité	Variations	%
<b>RESULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>15,2</b>	<b>6,4</b>	<b>8,8</b>	<b>136,0%</b>
Nombre moyen d'actions en circulation	40,1	39,1	1,0	2,5%
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	41,8	40,0	1,8	4,5%
<b>Résultat par action (en euros)</b>	<b>0,38</b>	<b>0,16</b>	<b>0,21</b>	<b>130,1%</b>
<b>Résultat dilué par action (en euros)</b>	<b>0,36</b>	<b>0,16</b>	<b>0,20</b>	<b>125,8%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

Le résultat par action s'élève ainsi en 2014 à 0,38 € contre 0,16 € fin 2013, tandis que le résultat dilué par action se monte à 0,36 € en 2014 contre 0,16 € en 2013.

### 9.3. ANALYSE DES RESULTATS ANNUELS POUR LES EXERCICES 2013 ET 2012

#### 9.3.1. PRESENTATION GENERALE

L'exercice 2013 a connu une hausse du produit des activités ordinaires, incluant la marge sur activité d'Energy Management, de 26,8 % par rapport à l'exercice 2012, pour atteindre 748,9 M€. Le résultat opérationnel courant en 2013 est un bénéfice de 5,8 M€ à comparer avec la perte de (5,0) M€ constatée en 2012.

L'accélération de l'activité du Groupe, et l'amélioration de sa rentabilité ont été portés par l'intégration du portefeuille client du groupe Poweo à partir du 11 juillet 2012 suite à la fusion des groupes Direct Energie et Poweo, et la reprise de la conquête commerciale durant l'année 2013, dans un espace économique amélioré grâce à l'augmentation des tarifs réglementés de vente d'électricité intervenue le 1<sup>er</sup> aout 2013.

Ces évolutions ont plus que compensé la légère diminution des volumes vendus sur la période, qui sont passés de 8,6 TWh en 2012 à 8,5 TWh en 2013. La hausse des volumes vendus en électricité (5,7 TWh en 2013 contre 5,6 TWh en 2012) a en effet été contrebalancée par une baisse des volumes vendus en gaz (2,7 TWh en 2013 contre 3,0 TWh en année pleine 2012). Cette réduction des volumes vendus de gaz est consécutive à la décision de la Société, suite à la réalisation de la fusion avec Poweo, de diminuer son exposition auprès des grands clients industriels, compte tenu notamment des niveaux de marge observés sur ce segment.

#### 9.3.2. COMPARABILITE DES EXERCICES

Compte tenu du caractère rétroactif de l'application des changements effectués en 2014, tels que mentionnés au paragraphe 9.2.2, les états financiers 2013 présentés comme comparatifs aux états financiers 2014 ont été retraités, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable », et présenté dans la note 2 « Comparabilité des exercices » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, présentée à l'Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*). Les états financiers 2012, n'étant pas présentés comme comparatifs aux états financiers 2014, sont quant à eux demeurés tels que publiés historiquement.

Pour rappel, le 11 juillet 2012 a eu lieu la fusion entre les groupes Direct Energie et Poweo. D'un point de vue comptable, la fusion opérée en 2012 est analysée au regard des normes IFRS comme une acquisition inversée de Poweo par Direct Energie. Les résultats présentés au titre de l'exercice 2012 comprennent ainsi :

- Les résultats du Groupe Direct Energie jusqu'au 11 juillet 2012 ; et
- Les résultats du Groupe fusionné à partir du 11 juillet 2012.

### 9.3.3. COMMENTAIRES SUR LE COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LES EXERCICES CLOS LE 31 DECEMBRE 2013 ET LE 31 DECEMBRE 2012

#### 9.3.3.1. COMPTE DE RESULTAT SIMPLIFIE

<i>En millions d'euros</i>	<b>31/12/2013 retraité *</b>	<b>31/12/2012 publié</b>	<b>Variation</b>	<b>%</b>
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>748,9</b>	<b>590,7</b>	<b>158,2</b>	<b>26,8%</b>
Coûts des ventes	(642,7)	(488,2)	(154,6)	31,7%
<b>Marge brute</b>	<b>106,2</b>	<b>102,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,5%</b>
Charges de personnel	(24,5)	(24,0)	(0,4)	1,9%
Autres produits et charges opérationnels	(49,4)	(52,6)	3,3	-6,2%
Amortissements	(26,6)	(30,9)	4,3	-14,0%
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>	<b>5,8</b>	<b>(5,0)</b>	<b>10,8</b>	<b>-217,1%</b>
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel	6,8	-	6,8	n.a.
Cessions d'actifs non courants	(4,5)	0,0	(4,6)	n.a.
Pertes de valeur sur actifs non courants	(0,3)	(1,0)	0,7	-72,9%
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	(8,4)	8,4	n.a.
<b>Résultat Opérationnel</b>	<b>7,8</b>	<b>(14,3)</b>	<b>22,2</b>	<b>-154,8%</b>
Coût de l'endettement financier net	(1,4)	(3,4)	2,0	-58,6%
Autres produits et charges financiers	0,1	(0,1)	0,2	-213,4%
<b>Résultat financier</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(3,5)</b>	<b>2,2</b>	<b>-62,7%</b>
Impôt sur les sociétés	0,0	0,3	(0,2)	-87,2%
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(0,1)	21,6	(21,7)	-100,6%
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>	<b>6,4</b>	<b>4,0</b>	<b>2,4</b>	<b>60,7%</b>
Résultat net des activités abandonnées	-	0,5	(0,5)	n.a.
<b>Résultat Net</b>	<b>6,4</b>	<b>4,5</b>	<b>1,9</b>	<b>41,9%</b>
dont Résultat net part du Groupe	6,4	4,7	1,7	37,3%
dont Résultat net part des minoritaires	-	(0,2)	0,2	n.a.
<b>Résultat par action (en €)</b>	<b>0,16</b>	<b>0,14</b>	<b>0,03</b>	<b>20,9%</b>
<b>Résultat dilué par action (en €)</b>	<b>0,16</b>	<b>0,14</b>	<b>0,03</b>	<b>19,1%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012



9.3.3.2. EVOLUTION DU CHIFFRE D’AFFAIRES (RUBRIQUE « PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES » DU COMPTE DE RESULTAT)

<i>En millions d'euros</i>	2013 retraité *	2012 publié	Variations	%
Fourniture d'énergie	751,8	590,0	161,8	27,4%
<i>dont fourniture d'électricité</i>	546,9	423,0	123,8	29,3%
<i>dont fourniture de gaz</i>	161,2	123,8	37,3	30,1%
<i>dont autres ventes</i>	43,8	43,1	0,6	1,4%
Production	0,7	0,1	0,6	613,5%
Distribution	0,2	0,2	(0,1)	-25,1%
<b>Chiffre d'affaires hors Energy Management</b>	<b>752,6</b>	<b>590,4</b>	<b>162,3</b>	<b>27,5%</b>
<b>Marge sur l'activité Energy Management</b>	<b>(3,7)</b>	<b>0,4</b>	<b>(4,1)</b>	<b>-1134,7%</b>
<b>PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES</b>	<b>748,9</b>	<b>590,7</b>	<b>158,2</b>	<b>26,8%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

Le chiffre d'affaires consolidé hors Energy Management présente une progression de + 27,5 % entre 2012 et 2013 passant de 590,4 M€ à 752,6 M€ sur la période.

La hausse du chiffre d'affaires hors Energy Management est portée par l'activité de fourniture d'énergie du Groupe, aussi bien en électricité avec une hausse de 29,3% à 546,9 M€ qu'en gaz avec une hausse de 30,1% pour s'établir à 161,2 M€. Elle est principalement la conséquence de l'intégration du portefeuille client du Groupe Poweo à partir du 11 juillet 2012, dont les effets se sont fait ressentir en année pleine en 2013, et de la reprise de la conquête commerciale durant le second semestre 2013. Celle-ci se traduit par une progression de 8,1 % du portefeuille clients électricité, qui passe de 798 000 clients à fin 2012 à 863 000 clients à fin 2013, et de 4,4 % du portefeuille gaz, qui passe de 227 000 clients à fin 2012 à 237 000 à fin 2013.

Concernant l'activité de fourniture d'électricité, l'effet croissance du portefeuille client a aussi été accentué par l'augmentation de 5 % des tarifs réglementés de vente intervenue le 1<sup>er</sup> aout 2013.

Les chiffres d'affaires des activités de production et de distribution sont stables sur la période 2012-2013 et restent non significatifs, ce qui est conforme à l'évolution de ces activités, l'activité de production n'ayant pas connu de mise en service d'actif sur l'exercice, et le Groupe n'ayant pas décidé de nouvelle prise de participation dans des entreprises locales de distribution.

L'activité d'Energy Management génère une perte de (3,7) M€ au 31 décembre 2013 contre une marge de 0,4 M€ au 31 décembre 2012. Ces montants sont globalement peu matériels au regard du chiffre d'affaires total, ce qui est cohérent avec le caractère non significatif de cette activité pour le Groupe par rapport à l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité, qui constitue son cœur de métier.

### 9.3.3.3. COUT DES VENTES

<i>En millions d'euros</i>	2013 retraité *	2012 publié	Variations	%
Achats d'énergie	(336,1)	(270,2)	(65,9)	24,4%
<i>dont achats d'électricité</i>	(265,4)	(206,6)	(58,8)	28,5%
<i>dont achats de gaz</i>	(70,7)	(63,6)	(7,1)	11,2%
Autres consommations externes	(306,6)	(218,0)	(88,6)	40,7%
<b>COUTS DES VENTES</b>	<b>(642,7)</b>	<b>(488,2)</b>	<b>(154,6)</b>	<b>31,7%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

Le coût des ventes a augmenté de 154,6 M€ soit 31,7 % et s'élève à 642,7 M€ en 2013 contre 488,2 M€ en 2012.

Les achats d'électricité passent de 206,6 M€ en 2012 à 265,4 M€ en 2013 soit une hausse de 28,5 % sur l'exercice. La hausse des coûts d'achat d'électricité est en ligne avec la hausse du chiffre d'affaires de l'activité de commercialisation et résulte principalement de la croissance du portefeuille clients. La stabilité du prix de l'ARENH, qui constitue la principale composante des coûts d'approvisionnement en électricité du Groupe, associée à une optimisation efficace du coût de son complément d'approvisionnement a en effet permis au Groupe de maîtriser l'évolution de ses coûts d'approvisionnement unitaires en électricité.

Les achats de gaz progressent de 11,2% et s'établissent à 70,7 M€ en 2013 contre 63,6 M€ en 2012. La politique de couverture mise en place au sein du Groupe a permis de fortement limiter la hausse des coûts d'approvisionnement en gaz sur l'exercice 2013, malgré la hausse importante du portefeuille client et un hiver particulièrement froid, en profitant au mieux des opportunités de marché sur la période.

Il est à noter que les autres consommations externes, qui augmentent de près de 88,6 M€ sur la période, comprennent principalement les charges d'acheminement et les coûts des prestations réalisées par les gestionnaires de réseau de distribution, qui font l'objet d'une refacturation par le Groupe au client final, ce qui se traduit mécaniquement par une évolution équivalente du chiffre d'affaires. Les autres consommations externes comprennent aussi l'impact des variations de stock de gaz du Groupe qui constitue une charge de (3,5) M€ en 2013 par rapport à un produit de 1,2 M€ 2012.

### 9.3.3.4. MARGE BRUTE

<i>En millions d'euros</i>	2013 retraité *	2012 publié	Variations	%
Produits des activités ordinaires	748,9	590,7	158,2	26,8%
Coût des ventes	(642,7)	(488,2)	(154,6)	31,7%
<b>MARGE BRUTE</b>	<b>106,2</b>	<b>102,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,5%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

La marge brute s'établit à 106,2 M€ pour l'exercice 2013 contre 102,6 M€ pour l'exercice 2012, soit une hausse de 3,6 M€.

L'entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2011 de la loi adoptée le 7 décembre 2010, dite loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) a permis d'améliorer l'espace économique des fournisseurs alternatifs d'électricité, notamment par la mise en place, pour le portefeuille de client existant et à venir, d'une offre de gros nucléaire (l'ARENH, Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique). Bien que la progressivité de l'alignement des tarifs réglementés de vente avec le prix de l'ARENH n'ait pas encore permis une résorption complète du ciseau tarifaire pour l'activité de vente d'électricité, la mise en place de l'ARENH a permis une amélioration des coûts d'approvisionnement du Groupe dont les effets se font sentir depuis l'exercice 2012, tandis que l'augmentation de 5% des TRV Electricité au 1<sup>er</sup> août 2013 a contribué à l'amélioration de l'espace économique du Groupe et en conséquence de sa marge brute sur le second semestre 2013.

Concernant l'activité de vente de gaz, la poursuite de la dé-corrélation sur les marchés de gros du prix du gaz et du prix du pétrole, a permis au Groupe de maintenir une rentabilité satisfaisante tout en lui permettant de poursuivre la sécurisation dans des conditions favorables d'une grande partie de ses approvisionnements pour les quatre exercices à venir.

### 9.3.3.5. EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT

<i>En millions d'euros</i>	<b>2013 retraité *</b>	<b>2012 publié</b>	<b>Variations</b>	<b>%</b>
<b>MARGE BRUTE</b>	<b>106,2</b>	<b>102,6</b>	<b>3,6</b>	<b>3,5%</b>
Charges de personnel	(24,5)	(24,0)	(0,4)	1,9%
Autres produits et charges opérationnels	(49,4)	(52,6)	3,3	-6,2%
Amortissements	(26,6)	(30,9)	4,3	-14,0%
<b>RESULTAT OPERATIONNEL COURANT</b>	<b>5,8</b>	<b>(5,0)</b>	<b>10,8</b>	<b>-217,1%</b>

*\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*

Les charges de personnel affichent une certaine stabilité en passant de (24,0) M€ en 2012 à (24,5) M€ en 2013. Cependant, la variation des justes valeurs des engagements de stocks options et actions gratuites avaient eu un impact positif à hauteur de 1,4 M€ en 2012 alors que son impact en 2013 est négatif à hauteur de (1,5) M€. Hors impacts liés aux stocks options et actions gratuites, les charges de personnel passent donc de (25,4) M€ en 2012 à (23,0) M€ en 2013. Cette diminution de la masse salariale reflète la rationalisation des effectifs suite à la fusion opérée en juillet 2012 et les synergies dégagées par cette opération.

L'évolution des autres produits et charges opérationnels dont l'impact négatif au titre de l'exercice 2013 est de (49,4) M€ contre (52,6) M€ en 2012, soit une diminution de 3,3 M€, s'explique principalement par :

- le passage en perte de créances irrécouvrables pour (16,4) M€ en 2013 contre (22,2) M€ en 2012, soit une diminution de 5,8 M€ qui traduit les efforts importants menés par le Groupe pour améliorer ses performances en matière de recouvrement de créances ;
- des charges externes en augmentation de (5,7) M€ (service clients, frais de publicité) principalement dues à la progression du portefeuille client entre les deux exercices et la relance courant 2013 de l'activité commerciale avec le soutien d'une campagne publicitaire ;
- Des reprises sur provisions pour risques et charges d'exploitation avec un impact net de 3,7 M€ en 2013, contre un surplus net de dotation de (1,5) M€ en 2012, soit une variation de 5,2 M€, traduisant

notamment la résolution positive de plusieurs litiges historiques préalables à la fusion entre Direct Energie et Poweo ;

- Des dotations nettes sur provisions aux actifs courants de (0,2) M€ en 2013, contre un surplus net de reprises sur provisions de 1,8 M€ en 2012, à comparer à la forte diminution des pertes sur créances irrécouvrables observées sur la période.

L'impact négatif des amortissements sur le résultat opérationnel a diminué de 4,3 M€ sur l'année 2013 par rapport à l'année 2012, du fait d'une réduction très sensible de la charge d'amortissement relative aux coûts d'acquisition clients historiquement activés et amortis sur une période de 4 ans, qui passe de 24,1 M€ en 2012 à 20,5 M€ en 2013. Cette diminution reflète la réduction significative de l'acquisition commerciale préalablement à la fusion entre Direct Energie et Poweo et ce jusqu'au début du deuxième semestre 2013.

Dans un contexte d'espace économique en amélioration, grâce notamment à la loi NOME et à l'augmentation des tarifs réglementés de vente d'électricité, le Groupe a su mettre en œuvre avec rapidité et efficacité la fusion opérationnelle entre Direct Energie et Poweo pour relancer son développement commercial, tout en maîtrisant à la fois ses coûts d'approvisionnement et ses coûts de structure. Ces efforts conjugués ont permis une forte amélioration du résultat opérationnel courant qui passe d'une perte de (5,0) M€ en 2012 à un bénéfice de 5,8 M€ en 2013, soit une amélioration de 10,8 M€.

#### 9.3.3.6. EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL

<i>En millions d'euros</i>	<b>2013 retraité *</b>	<b>2012 publié</b>	<b>Variations</b>	<b>%</b>
<b>RESULTAT OPERATIONNEL COURANT</b>	<b>5,8</b>	<b>(5,0)</b>	<b>10,8</b>	<b>-217,1%</b>
Variations JV dérivés Energie à caractère opérationnel	6,8	-	6,8	n.a.
Cessions d'actifs non courants	(4,5)	0,0	(4,6)	n.a.
Pertes de valeur sur actifs non courants	(0,3)	(1,0)	0,7	-72,9%
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	(8,4)	8,4	n.a.
<b>RESULTAT OPERATIONNEL</b>	<b>7,8</b>	<b>(14,3)</b>	<b>22,2</b>	<b>-154,8%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

Le changement de présentation mis en œuvre en 2014, décrit dans la note 1.3 « Changement de présentation du compte de résultat » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014, qui figure à l'Annexe 1 (Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012), a conduit le Groupe à effectuer un reclassement dans le compte de résultat de l'exercice 2013, présenté comme comparatif au compte de résultat 2014, amenant à faire figurer les variations de juste valeur des dérivés Energie à caractère opérationnel entre le Résultat Opérationnel Courant et le Résultat Opérationnel.

En 2012, les variations de juste valeur des instruments financiers concernés sont incluses dans la Marge sur l'activité Energy Management au sein des Produits des activités ordinaires.

Les variations de juste valeur des instruments financiers Energie à caractère opérationnel observées en 2013 s'expliquent par la variation des prix de l'énergie sur les marchés, et notamment par les évolutions différenciées des prix du gaz et du pétrole observées sur la période.

Les cessions d'actifs non courant en 2013 correspondent à la mise au rebut pour (5,0) M€ d'un acompte sur un contrat attaché à un des projets de développement de cycle combiné gaz devenu caduque au cours de l'exercice. Aucune cession d'actif non courant n'avait été effectuée sur 2012. En revanche, en 2012, des pertes de valeur à hauteur d'(1,0) M€ avaient dû être constatées sur des titres disponibles à la vente suite à l'examen de leur valeur en fin d'année.

Les produits et charges liées aux variations de périmètre comprenaient en 2012 des honoraires de conseils en vue de la préparation et de la réalisation de la fusion entre Direct Energie et Poweo pour un montant de (0,9) M€ ainsi que le profit résultant d'une acquisition avantageuse au titre de la fusion avec Poweo pour 43,5 M€, et le résultat de réévaluation des titres Poweo détenus antérieurement à la fusion pour (50,9) M€.

Compte tenu de ces éléments non récurrents, le résultat opérationnel s'élève en 2013 à 7,8 M€ contre un résultat opérationnel de (14,3) M€ en 2012.

### 9.3.3.7. EVOLUTION DU RESULTAT NET ET DU RESULTAT NET PAR ACTION

<i>En millions d'euros</i>	2013 retraité *	2012 publié	Variations	%
<b>RESULTAT OPERATIONNEL</b>	<b>7,8</b>	<b>(14,3)</b>	<b>22,2</b>	<b>-154,8%</b>
Coût de l'endettement financier net	(1,4)	(3,4)	2,0	-58,6%
Autres produits et charges financiers	0,1	(0,1)	0,2	-213,4%
<b>Résultat Financier</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(3,5)</b>	<b>2,2</b>	<b>-62,7%</b>
Impôts sur les sociétés	0,0	0,3	(0,2)	-87,2%
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(0,1)	21,6	(21,7)	-100,6%
<b>RESULTAT NET DES ACTIVITES POURSUIVIES</b>	<b>6,4</b>	<b>4,0</b>	<b>2,4</b>	<b>60,7%</b>
Résultat net des activités abandonnées	-	0,5	(0,5)	n.a.
<b>RESULTAT NET</b>	<b>6,4</b>	<b>4,5</b>	<b>1,9</b>	<b>41,9%</b>
Dont Résultat net part du Groupe	6,4	4,7	1,7	37,3%
Dont résultat net part des minoritaires	-	(0,2)	0,2	n.a.

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

L'amélioration du coût de l'endettement net qui passe d'une charge de (3,4) M€ en 2012 à une charge de (1,4) M€ en 2013 reflète l'amélioration de la structure d'endettement du Groupe et résulte principalement du remboursement pour moitié fin 2012 (pour un solde de 30 M€ au 31 décembre 2012) et pour le solde en octobre 2013 des avances en compte courant effectuées par les principaux actionnaires historiques de Direct Energie.

Les autres produits et charges financiers restant stables et à un niveau limité en 2012 et 2013, le résultat financier s'améliore et passe d'une charge de (3,5) M€ en 2012 à une charge de (1,3) M€ en 2013.

La reconnaissance par le Groupe de produits d'impôts différés à hauteur de 1,0 M€ sur l'exercice 2013 (0,3 M€ en 2012) est directement liée à l'activation d'impôts différés attachés à des déficits reportables, compte tenu des perspectives de résultats futurs, et a compensé la charge d'impôt exigible associée aux résultats des différentes entités du Groupe qui s'est élevée à (1,0) M€ sur la période.

La variation importante de la quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence a pour cause la mise en équivalence de la participation du Groupe dans le groupe Poweo jusqu'à la fusion en juillet 2012. La quote-part de résultat intégrée au titre de cette participation s'élevait à 21,6 M€ en 2012.

Le résultat net des activités poursuivies pour l'exercice 2013 est donc un profit de 6,4 M€ contre un profit de 4,0 M€ en 2012.

Compte tenu d'un profit non récurrent en 2012 de 0,5 M€ correspondant à la cession de deux filiales classées en activité abandonnées, le résultat net consolidé est en progression passant de 4,5 M€ en 2012 à 6,4 M€ en 2013.

	2013 retraité *	2012 publié	Variations	%
<b>RESULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>6,4</b>	<b>4,7</b>	<b>1,7</b>	<b>37,3%</b>
Nombre moyen d'actions en circulation	39,1	34,4	4,7	13,6%
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	40,0	34,7	5,3	15,3%
<b>Résultat par action (en euros)</b>	<b>0,16</b>	<b>0,14</b>	<b>0,03</b>	<b>20,9%</b>
<b>Résultat dilué par action (en euros)</b>	<b>0,16</b>	<b>0,14</b>	<b>0,03</b>	<b>19,1%</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en section 20.1.1 – Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012

Le résultat par action s'élève ainsi en 2013 à 0,16 € contre 0,14 € en 2012 avec un résultat dilué par action équivalent, aussi bien pour 2012 que pour 2013.

#### 9.4. ANALYSE DES RESULTATS SEMESTRIELS AU 30 JUIN 2015 ET AU 30 JUIN 2014

##### 9.4.1. PRESENTATION GENERALE

Le premier semestre 2015 a connu une hausse du produit des activités ordinaires, incluant la marge sur activité d'Energy Management, de 19,7 % par rapport au premier semestre 2014, pour atteindre 505,7 M€.

Le résultat opérationnel courant a par ailleurs progressé de 72,4% sur la période pour s'établir à 22,7 M€ au titre du premier semestre 2015, contre 13,2 M€ sur le premier semestre 2014.

Cette croissance significative s'explique principalement par l'augmentation de 18% du portefeuille client sur la période, qui s'est établi à 1 382 000 sites clients au 30 juin 2015, la progression des volumes vendus, associée notamment à des conditions climatiques normales, après un premier semestre 2014 particulièrement chaud, et la baisse des prix des marchés de gros, intervenue au cours de l'hiver 2014, qui a permis au Groupe d'optimiser ses conditions d'approvisionnement.

Les volumes vendus sont ainsi passés de 4,3 TWh sur le premier semestre 2014 à 5,9 TWh sur le premier semestre 2015, la progression s'élevant à respectivement 0,7 TWh pour l'activité de commercialisation d'électricité (3,7 TWh au 30 juin 2015 contre 3,0 TWh au 30 juin 2014), et à 1,0 TWh pour l'activité de commercialisation de gaz (2,3 TWh au 30 juin 2015 contre 1,3 TWh au 30 juin 2014).

La variation de juste valeur positive de +7,3 M€ des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel, associée notamment à la légère remontée des prix de l'électricité en fin de semestre, et au resserrement du spread gaz pétrole, explique que le résultat net s'établisse à un niveau supérieur au résultat opérationnel courant, et ce en dépit de l'impact de mises au rebut d'immobilisation (3,4 M€) notamment sur l'un des projets de développement de cycle combiné gaz du groupe, de la croissance de près de (1,1) M€ du coût de l'endettement financier net, directement associé à la levée des financements obligataires au deuxième

semestre 2014, et à la décision du Groupe de céder ses actifs dans la distribution, ayant entraîné la mise à la juste valeur des participations détenues pour un impact de (1,2) M€.

---

#### 9.4.2. COMPARABILITE DES EXERCICES

Les méthodes et principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 30 juin 2015 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes consolidés au 31 décembre 2014, à l'exception des normes, amendements et interprétations IFRS d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2015 et qui n'avaient pas été appliqués par anticipation par le Groupe. Ces normes, amendements et interprétations IFRS, et notamment l'interprétation IFRIC 21 sont détaillés dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2015, présentée à l'Annexe 2 (*Comptes consolidés semestriels pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes*).

Compte tenu du caractère rétrospectif de l'application de ces changements, les états financiers 2014 présentés comme comparatifs aux états financiers résumés 2015 ont été retraités, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable », et présenté dans la note 2 « Comparabilité des exercices » de l'annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2015, présentée à l'Annexe 2 (*Comptes consolidés semestriels pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes*).

---

#### 9.4.3. COMMENTAIRES SUR LE COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE POUR LA PERIODE DU 1ER JANVIER AU 30 JUIN 2015 ET LA PERIODE DU 1ER JANVIER AU 30 JUIN 2014

---

##### 9.4.3.1. COMPTE DE RESULTAT SIMPLIFIE

<i>En millions d'euros</i>	30/06/2015 publié	30/06/2014 retraité *	Variation	%
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>505,7</b>	<b>422,6</b>	<b>83,1</b>	<b>19,7%</b>
Coûts des ventes	(427,3)	(361,1)	(66,2)	18,3%
<b>Marge brute</b>	<b>78,4</b>	<b>61,5</b>	<b>16,9</b>	<b>27,5%</b>
Charges de personnel	(13,6)	(11,8)	(1,8)	15,5%
Autres produits et charges opérationnels	(31,3)	(26,0)	(5,3)	20,4%
Amortissements	(10,7)	(10,5)	(0,2)	2,3%
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>	<b>22,7</b>	<b>13,2</b>	<b>9,5</b>	<b>72,4%</b>
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés	7,3	(4,2)	11,6	-272,9%
Energie à caractère opérationnel				
Cessions d'actifs non courants	(3,4)	0,6	(4,0)	-618,2%
Pertes de valeur sur actifs non courants	(0,5)	-	(0,5)	n.a.
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	-	-	n.a.
<b>Résultat Opérationnel</b>	<b>26,1</b>	<b>9,6</b>	<b>16,5</b>	<b>172,6%</b>
Coût de l'endettement financier net	(1,5)	(0,4)	(1,1)	302,7%
Autres produits et charges financiers	0,0	(0,0)	0,0	-148,9%
<b>Résultat financier</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>(1,1)</b>	<b>297,5%</b>
Impôt sur les sociétés	(0,2)	0,8	(1,0)	-123,7%
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(0,0)	(0,1)	0,0	-75,6%
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>	<b>24,4</b>	<b>10,0</b>	<b>14,5</b>	<b>145,4%</b>
Résultat net des activités abandonnées	(1,2)	-	(1,2)	n.a.
<b>Résultat Net</b>	<b>23,2</b>	<b>10,0</b>	<b>13,2</b>	<b>133,0%</b>
dont Résultat net part du Groupe	23,2	10,0	13,2	133,0%
dont Résultat net part des minoritaires	-	-	-	n.a.
<b>Résultat par action (en €)</b>	<b>0,57</b>	<b>0,25</b>	<b>0,32</b>	<b>128,9%</b>
<b>Résultat dilué par action (en €)</b>	<b>0,55</b>	<b>0,24</b>	<b>0,31</b>	<b>130,7%</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

#### 9.4.3.2. EVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (RUBRIQUE « PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES » DU COMPTE DE RESULTAT)

<i>En millions d'euros</i>	30/06/2015 publié	30/06/2014 * retraité	Variations	%
Fourniture d'énergie	506,3	425,3	81,0	19,1%
<i>dont fourniture d'électricité</i>	366,2	326,9	39,3	12,0%
<i>dont fourniture de gaz</i>	117,3	75,8	41,5	54,8%
<i>dont autres ventes</i>	22,8	22,6	0,2	0,8%
Production	0,2	0,3	(0,1)	-37,2%
Distribution	-	-	-	n.a.
<b>Chiffre d'affaires hors Energy Management</b>	<b>506,5</b>	<b>425,6</b>	<b>80,9</b>	<b>19,0%</b>
<b>Marge sur l'activité Energy Management</b>	<b>(0,9)</b>	<b>(3,0)</b>	<b>2,2</b>	<b>-71,4%</b>
<b>PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES</b>	<b>505,7</b>	<b>422,6</b>	<b>83,1</b>	<b>19,7%</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

Le chiffre d'affaires consolidé hors Energy Management progresse de + 19 % sur la période en passant de 425,6 M€ au premier semestre 2014 à 506,5 M€ au premier semestre 2015.

Cette hausse est portée par l'activité de fourniture d'énergie du Groupe. Elle est notamment la conséquence :



- de la progression très dynamique du parc client entre les premiers semestres 2014 et 2015, liée à l'accélération des acquisitions. Au 30 juin 2015 le parc client s'établit ainsi à près de 1 085 000 clients en électricité et 298 000 clients en gaz, ce qui représente des progressions de près de 17 % et 21% par rapport aux parcs clients au 30 juin 2014, et une hausse moyenne de près de 18%.
- de l'impact sur le semestre de l'augmentation nette des TRV Electricité appliquée à compter du 1er novembre 2014, se décomposant en une hausse de 2,5% sur le segment des clients bleus résidentiels, et une baisse de 0,7% pour les clients bleus non résidentiels, qui ont produit leurs effets sur le premier semestre 2015.
- de températures proches de la normale au cours du 1er semestre 2015, alors que le premier semestre 2014 avait été marqué par des températures particulièrement clémentes ayant pesé sur la consommation, notamment en gaz. Les volumes d'électricité vendus ont ainsi progressé de plus de 22% au premier semestre 2015, par rapport au premier semestre 2014, tandis que les volumes de gaz vendus ont progressé de près de 68% sur la même période, soit des croissances dans les deux cas supérieures à la progression du parc clients. L'activité de commercialisation de gaz, outre des températures proches de la normale, a notamment profité de la croissance du parc clients grands comptes (entreprises et collectivités) entre le premier semestre 2014 et le premier semestre 2015, qui bénéficie de consommations unitaires supérieures à la moyenne du parc client du Groupe.

A l'inverse, les TRV Gaz ont poursuivi leur diminution sur la période, et ce en lien direct avec l'évolution des prix de marchés du gaz et du pétrole, composants principaux de la formule déterminant l'évolution des tarifs réglementés. Entre le 30 juin 2014 et le 30 juin 2015, cette diminution s'élève en moyenne à près de 3,4%. Par ailleurs, le Groupe avait reconnu dans ses comptes du premier semestre 2014 un produit à recevoir de 12,6 M€, correspondant à l'impact attendu sur le chiffre d'affaires des conséquences de la décision du conseil d'Etat relative à l'annulation de la hausse des TRV Electricité pour la période du 1er août 2012 au 31 juillet 2013, et à caractère non récurrent.

Les chiffres d'affaires des activités de production et de distribution restent non significatifs sur l'exercice. Leur stabilité entre le premier semestre 2014 et le premier semestre 2015 est en ligne avec l'évolution de ces activités, l'activité de production n'ayant pas connu de mise en service d'actif sur l'exercice, et le Groupe n'ayant pas décidé de nouvelle prise de participation dans des entreprises locales de distribution.

L'activité d'Energy Management génère une marge négative de (0,9) M€ au 30 juin 2015 contre une perte de (3,0) M€ au 30 juin 2014, ce qui est cohérent avec le caractère non significatif de cette activité pour le Groupe par rapport à l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité, qui constitue son cœur de métier. La marge d'Energy management du premier semestre 2014 avait par ailleurs été affectée d'une part par l'arrivée à maturité sur le semestre, dans un contexte de baisse sensible des prix des commodités, et notamment du gaz, d'instruments financiers dérivés, dont les marges latentes étaient négatives en fin d'année 2013, et qui avaient été réalisés sur la période, et d'autre part par les reventes effectuées sur les marchés dans un contexte de faiblesse de la consommation d'énergie consécutive à l'hiver chaud.

### 9.4.3.3. COUT DES VENTES

<i>En millions d'euros</i>	<b>30/06/2015 publié</b>	<b>30/06/2014 * retraité</b>	<b>Variations</b>	<b>%</b>
Achats d'énergie	(202,3)	(178,3)	(24,0)	13,5%
<i>dont achats d'électricité</i>	(166,9)	(146,2)	(20,7)	14,1%
<i>dont achats de gaz</i>	(35,4)	(32,1)	(3,4)	10,5%
Autres consommations externes	(225,0)	(182,8)	(42,1)	23,1%
<b>COUTS DES VENTES</b>	<b>(427,3)</b>	<b>(361,1)</b>	<b>(66,2)</b>	<b>18,3%</b>

*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"*

Le coût des ventes s'établit à (427,3) M€ sur la période contre (361,1) M€ sur la période de comparaison, soit une augmentation de plus de 18% ((66,2) M€). Cette évolution s'explique principalement par les éléments suivants :

- Les coûts d'approvisionnement en énergie sur le premier semestre 2015 ont augmenté de (24,0) M€ par rapport au premier semestre 2014 soit une augmentation de plus de 13 %. Cette augmentation reste sensiblement inférieure à la progression des volumes vendus sur le semestre par rapport au premier semestre 2014 (respectivement 22% pour l'électricité et 68% pour le gaz). Pour l'activité de fourniture d'électricité, ceci s'explique principalement par la baisse des prix des marchés de gros intervenue au cours de l'hiver 2014, qui a permis au Groupe d'optimiser ses conditions d'approvisionnement, dans un contexte de stabilité du prix de l'Arenh. Pour l'activité de fourniture de gaz, outre l'évolution des prix des marchés de gros, caractérisée par une baisse significative en fin de deuxième semestre 2014, cette évolution est directement imputable au retour à des conditions climatiques globalement conformes à la normale, après un hiver 2014 particulièrement chaud, qui avait pesé fortement sur la consommation unitaire des clients. Cette faible consommation avait eu pour conséquence d'amener le Groupe à revendre sur le marché les quantités de gaz non consommées par ses clients au cours du premier semestre 2014, dans un contexte de faiblesse des prix de marché, ce qui avait directement pénalisé le coût des ventes de l'activité de fourniture de gaz.
- La variation de stock de gaz est négative à hauteur de (5,9) M€ sur le premier semestre 2015 (contre une charge de près de (4,7) M€ sur le premier semestre 2014), ce qui est cohérent avec la croissance du portefeuille clients gaz du groupe sur la période.
- Les coûts d'acheminement et de stockage ont augmenté de près de (38,8) M€, soit une croissance de plus de 22%, en lien direct avec la croissance du portefeuille client observée sur la période, et l'accroissement des composants transports et acheminement des tarifs réglementés accordé par le régulateur aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

#### 9.4.3.4. MARGE BRUTE

<i>En millions d'euros</i>	<b>30/06/2015 publié</b>	<b>30/06/2014 * retraité</b>	<b>Variations</b>	<b>%</b>
Produits des activités ordinaires	505,7	422,6	83,1	19,7%
Coût des ventes	(427,3)	(361,1)	(66,2)	18,3%
<b>MARGE BRUTE</b>	<b>78,4</b>	<b>61,5</b>	<b>16,9</b>	<b>27,5%</b>

*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"*

La marge brute s'établit à 78,4 M€ sur le premier semestre 2015 contre 61,5 M€ pour le premier semestre 2014, soit une hausse de 16,9 M€.

Cette progression est directement liée à la croissance du parc clients, conséquence d'une conquête commerciale dynamique, et d'une progression des volumes vendus sur la période, associée notamment à des conditions climatiques normales, après un premier semestre 2014 particulièrement chaud.

La marge brute associée à l'activité de commercialisation d'électricité a par ailleurs bénéficié de la baisse des prix des marchés de gros intervenue au cours de l'hiver 2014, qui a permis au Groupe d'optimiser ses conditions d'approvisionnement, dans un contexte de stabilité du prix de l'Arenh, et de l'augmentation des TRV Electricité au 1er Novembre 2014, conformément à la nouvelle méthode de construction des TRV Electricité, dite par empilement des coûts (ARENH, coût du complément à la fourniture d'électricité, coûts d'acheminement, coûts de commercialisation et rémunération dite « normale » d'un fournisseur). Ces effets volume et prix positifs ont plus que compensé l'absence de nouveau rattrapage tarifaire sur la période, alors que le premier semestre 2014 avait été marqué par l'impact de la décision du conseil d'Etat relative à l'annulation de la hausse des TRV Electricité pour la période du 1er août 2012 au 31 juillet 2013 pour un impact net de 12,6 M€. Au cours du premier semestre 2015, le groupe a néanmoins enregistré un impact positif sur sa marge brute de près de 2,5 M€ associé à des niveaux de facturation et d'encaissement relatifs à ce rattrapage tarifaire supérieurs à ceux qui avaient été pris en compte à la clôture des comptes au 31 décembre 2014.

La marge brute associée à l'activité de commercialisation de gaz a quant à elle bénéficié de conditions climatiques globalement conformes à la normale, après un hiver 2014 particulièrement chaud, qui avait pesé fortement sur la consommation unitaire des clients. Cette faible consommation avait eu pour conséquence d'amener le Groupe à revendre sur le marché les quantités de gaz non consommées par ses clients au cours du premier semestre 2014, ce qui avait pesé sur la rentabilité dans un contexte de faiblesse des prix de marché. Sur le premier semestre 2015, la consommation des clients a été dans l'ensemble conforme aux prévisions du Groupe ; les volumes de revente marchés et les coûts associés ont en conséquence été limités.

#### 9.4.3.5. EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT

<i>En millions d'euros</i>	<b>30/06/2015 publié</b>	<b>30/06/2014 * retraité</b>	<b>Variations</b>	<b>%</b>
<b>MARGE BRUTE</b>	<b>78,4</b>	<b>61,5</b>	<b>16,9</b>	<b>27,5%</b>
Charges de personnel	(13,6)	(11,8)	(1,8)	15,5%
Autres produits et charges opérationnels	(31,3)	(26,0)	(5,3)	20,4%
Amortissements	(10,7)	(10,5)	(0,2)	2,3%
<b>RESULTAT OPERATIONNEL COURANT</b>	<b>22,7</b>	<b>13,2</b>	<b>9,5</b>	<b>72,4%</b>

*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"*

Les charges de personnel affichent une progression de 1,8 M€. Hors impacts associés aux plans de stocks options et d'actions gratuites, la masse salariale s'établit à (12,6) M€ au 30 juin 2015 contre (11,0) M€ au 30 juin 2014. Cette augmentation de la masse salariale est essentiellement imputable à la croissance des effectifs du Groupe, qui s'établissaient à 316 collaborateurs au 30 juin 2015 contre 284 au 30 juin 2014, soit une progression de plus de 11%. Cette progression est notamment associée à la mise en œuvre de la suppression programmée et progressive des TRV proposés aux clients professionnels ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA en électricité (tarifs jaunes et verts) et une consommation supérieure à 30 MWh/ an en gaz naturel, au plus tard au 31 décembre 2015, qui a amené le Groupe à renforcer en particulier ses équipes commerciales et son service clients.

Les autres produits et charges opérationnels s'élèvent à (31,3) M€ sur le semestre contre (26,0) M€ au premier semestre 2014, soit une progression de (5,3) M€. Celle-ci s'explique principalement par :

- Une progression des dépenses de marketing ((1,6) M€) associée notamment aux campagnes réalisées dans le cadre du développement de l'activité du Groupe en Belgique, et à la réalisation de plusieurs campagnes médias nationales au cours du premier semestre 2015.
- Un impact des créances irrécouvrables net des mouvements de provisions de (10,0) M€ sur le semestre contre (7,5) M€ sur le premier semestre 2014 ((2,5) M€), augmentation directement imputable à la croissance significative du parc clients sur la période,
- Une augmentation des dotations nettes aux provisions pour risques et charge de près de (1,6) M€, liée notamment au provisionnement du risque associé à un litige entre le Groupe et l'un de ses fournisseurs sur le premier semestre 2015

L'impact négatif des amortissements sur le résultat opérationnel augmente de près de (0,2) M€ sur le premier semestre 2015 par rapport au premier semestre 2014, en lien essentiellement avec l'augmentation des investissements, notamment informatiques, réalisés par le groupe au cours de l'année 2014, et amortis en année pleine en 2015.

Compte tenu de ces évolutions, le résultat opérationnel courant augmente ainsi de manière significative (+9,5 M€) et s'établit à 22,7 M€ contre 13,2 M€ au 1er semestre 2014, traduisant la poursuite de l'amélioration de l'espace économique du Groupe, dans un contexte d'accélération de la dynamique d'acquisition commerciale et de maîtrise des coûts d'approvisionnement.

#### 9.4.3.6. EVOLUTION DU RESULTAT OPERATIONNEL

<i>En millions d'euros</i>	30/06/2015 publié	30/06/2014 * retraité	Variations	%
<b>RESULTAT OPERATIONNEL COURANT</b>	<b>22,7</b>	<b>13,2</b>	<b>9,5</b>	<b>72,4%</b>
Variations JV dérivés Energie à caractère opérationnel	7,3	(4,2)	11,6	-272,9%
Cessions d'actifs non courants	(3,4)	0,6	(4,0)	-618,2%
Pertes de valeur sur actifs non courants	(0,5)	-	(0,5)	n.a.
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	0,0	(0,0)	n.a.
<b>RESULTAT OPERATIONNEL</b>	<b>26,1</b>	<b>9,6</b>	<b>16,5</b>	<b>172,6%</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel, qui s'élevaient à 7,3 M€ au cours du premier semestre 2015, contre (4,2) M€ au cours du premier semestre 2014 s'expliquent principalement par la variation des prix de l'énergie, et tout particulièrement par la légère augmentation des prix du gaz et du pétrole par rapport au 31 décembre 2014, observée sur la période.

Les cessions d'actifs non courants correspondent principalement au cours du premier semestre 2015 à la mise au rebut pour (3,1) M€ d'immobilisations relatives à un des projets de développement de cycle combiné gaz du Groupe et devenues obsolètes compte tenu des retards pris dans ce projet.

Les pertes de valeurs sur actifs non courants, qui s'élevaient à (0,5) M€ concernent exclusivement des titres de participations dans des sociétés non consolidées, comptabilisés en actifs disponibles à la vente, pour lesquels des indices de pertes de valeurs se sont matérialisés sur le semestre.

Compte tenu de ces éléments, le résultat opérationnel au 30 juin 2015 est en progression significative et s'élève à 26,1 M€ contre 9,6 M€ au 30 juin 2014.

#### 9.4.3.7. EVOLUTION DU RESULTAT NET ET DU RESULTAT NET PAR ACTION

<i>En millions d'euros</i>	30/06/2015 publié	30/06/2014 * retraité	Variations	%
<b>RESULTAT OPERATIONNEL</b>	<b>26,1</b>	<b>9,6</b>	<b>16,5</b>	<b>172,6%</b>
Coût de l'endettement financier net	(1,5)	(0,4)	(1,1)	302,7%
Autres produits et charges financiers	0,0	(0,0)	0,0	-148,9%
<b>Résultat Financier</b>	<b>(1,5)</b>	<b>(0,4)</b>	<b>(1,1)</b>	<b>297,5%</b>
Impôts sur les sociétés	(0,2)	0,8	(1,0)	-123,7%
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(0,0)	(0,1)	0,0	-75,6%
<b>RESULTAT NET DES ACTIVITES POURSUIVIES</b>	<b>24,4</b>	<b>10,0</b>	<b>14,5</b>	<b>145,4%</b>
Résultat net des activités abandonnées	(1,2)	-	(1,2)	n.a.
<b>RESULTAT NET</b>	<b>23,2</b>	<b>10,0</b>	<b>13,2</b>	<b>133,0%</b>
Dont Résultat net part du Groupe	23,2	10,0	13,2	133,0%
Dont résultat net part des minoritaires	-	-	-	n.a.

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

La dégradation du résultat financier qui passe d'une perte de (0,4) M€ au 30 juin 2014 à une perte de (1,5) M€ au 30 juin 2015 s'explique principalement par l'émission au cours du deuxième semestre 2014 d'un emprunt

obligataire en trois tranches, pour un montant total de 55 M€, assorti d'un coupon de 4,70% pour la première tranche (28,5 M€) et de 5% pour les deux autres tranches (11,5 M€ et 15 M€), qui a entraîné une augmentation sensible de la charge d'intérêt sur le premier semestre 2015 par rapport au premier semestre 2014.

Le Groupe a constaté une charge d'impôt exigible de (1,4 M€) sur le premier semestre 2015, directement associée aux résultats sur la période du groupe d'intégration fiscale dont Direct Energie est la société mère, et des produits d'impôts différés à hauteur de 1,2 M€, liés notamment à l'activation de reports déficitaires complémentaires au 30 juin 2015 au titre du deuxième semestre 2015, soit une charge nette d'impôt de (0,2) M€.

Au 30 juin 2015, la quote-part des résultats nets des sociétés mises en équivalence est non significative. Elle s'élève à (0,0) M€, soit une charge quasi-équivalente à celle au 30 juin 2014 de (0,1) M€.

Le résultat net des activités abandonnées constaté pour (1,2) M€ sur le semestre correspond principalement à la mise à la juste valeur de la participation détenue par le Groupe dans la société Direct Energie Distribution, pour laquelle un processus de cession a été engagé.

Le résultat net sur le premier semestre 2015 est donc un profit de 23,2 M€ contre un profit de 10,0 M€ au premier semestre 2014.

	30/06/2015 publié	30/06/2014 * retraité	Variations	%
<b>RESULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>23,2</b>	<b>10,0</b>	<b>13,2</b>	<b>133,0%</b>
Nombre moyen d'actions en circulation	40,8	40,1	0,7	1,8%
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	42,2	41,8	0,4	1,0%
<b>Résultat par action (en euros)</b>	<b>0,57</b>	<b>0,25</b>	<b>0,32</b>	<b>128,9%</b>
<b>Résultat dilué par action (en euros)</b>	<b>0,55</b>	<b>0,24</b>	<b>0,31</b>	<b>130,7%</b>

*\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"*

Le résultat par action s'élève ainsi au 30 juin 2015 à 0,57 € contre 0,25 € au 30 juin 2014, tandis que le résultat dilué par action se monte à 0,55 € au 30 juin 2015 contre 0,24 € au 30 juin 2014.

## 10. TRESORERIE ET CAPITAUX

### 10.1. CAPITAUX PROPRES ET FINANCEMENTS EXTERNES DE LA SOCIETE

Les capitaux propres du Groupe, dont l'évolution est présentée à la section 3.2 (*Bilan Consolidé Simplifié*) du présent Prospectus, se sont élevés à respectivement 20 437 milliers d'euros, 34 589 milliers d'euros et 35 319 milliers d'euros au 31 décembre 2012, 2013 et 2014.

Au 30 juin 2015, les capitaux propres s'élevaient à 74 082 milliers d'euros.

En termes de financement, le Groupe a eu recours à des prêts actionnaires sous forme d'avances en compte courant au cours des années 2012 et 2013, avances intégralement remboursées au 31 décembre 2013. Sur le deuxième semestre 2014, le placement privé d'une dette obligataire en 3 tranches a permis de sécuriser 55 000 milliers d'euros sur des maturités allant de 5.5 ans à 8 ans. Au cours du premier semestre 2015, la Société a par ailleurs conclu avec un pool de 8 banques la mise en place d'un crédit revolving confirmé sur 3 ans, d'un montant maximum en principal de 60 000 milliers d'euros.

Ces financements, en complément des flux de trésorerie générés par l'activité, permettent à la Société de couvrir ses besoins d'exploitation et de poursuivre son plan stratégique de croissance commerciale principalement constitué par les coûts d'acquisitions engagés au titre de la conquête de nouveaux clients.

Par ailleurs, le Groupe est engagé depuis 2012 dans le développement, en partenariat avec Siemens, d'un Cycle Combiné au Gaz Naturel (CCGN) à Landivisiau (Finistère) en Bretagne, d'une puissance nette maximale de 446 MW.

Pour développer ce projet, la société Direct Energie Génération (DEG), filiale à 100% de Direct Energie, en charge du développement des projets de production d'énergie, a créé en avril 2012 la société Compagnie Electrique de Bretagne (CEB) détenue par Direct Energie Génération à hauteur de 60% et par Siemens Project Ventures (SPV) à hauteur de 40%.

Ce projet, porté par CEB, poursuit actuellement son développement avec l'appui de ses actionnaires.

Depuis 2013, DEG a ainsi accordé des prêts actionnaires à la CEB pour un montant global de 4 991 400 €. De son côté, SPV a accordé des prêts pour un montant global de 3 327 600 € dans les mêmes conditions.

#### 10.1.1. FINANCEMENT EN CAPITAL

Aucune augmentation de capital ni émission de titres donnant ou pouvant donner accès au capital ne sont prévues à court terme pour financer le développement de la Société, à l'exception :

- du financement d'opérations éventuelles futures de croissance externes, qui pourraient nécessiter la levée de capitaux additionnels, étant entendu que l'acquisition projetée de la société 3CB, annoncée le 2 octobre 2015, sera effectuée à travers l'endettement financier du Groupe, qui travaille actuellement à la levée d'un emprunt obligataire par placement privé d'un montant compris entre 50 et 60 millions d'euros, et ne donnera lieu ni à augmentation de capital ni à émission de titres ;
- du financement du projet de Cycle Combiné Gaz de Landivisiau, pour lequel le Groupe sera appelé à augmenter son capital afin de réaliser sa quote-part d'apports en fonds propres en complément de la dette de projet (entre 20 et 40% du financement global d'environ 450 millions d'euros) en faveur de la société de projet, et ce dès lors que les travaux de construction de la centrale seront lancés. Ce

financement est prévu à partir de 2016 à condition que l'ensemble des autorisations nécessaires soient purgées de tout recours et que l'enquête approfondie lancée par la Commission européenne le 13 novembre 2015 pour évaluer la conformité de l'appel d'offres aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat n'ait pas d'impact sur le calendrier du projet.



### 10.1.2. FINANCEMENT PAR AVANCES ACTIONNAIRES

La Société a bénéficié au cours des exercices 2012 et 2013 d'avances remboursables de la part de ses actionnaires. Ces avances étaient destinées à assurer le financement courant du Groupe, en complément des lignes court termes sécurisées auprès de ses partenaires bancaires. Elles s'élevaient à 30 M€ en principal au 31 décembre 2012 et ont été totalement remboursées au 31 décembre 2013.

### 10.1.3. FINANCEMENTS EXTERNES DE LA SOCIETE

Sur la période et en complément du financement actionnaires, la Société a eu recours aux financements externes suivants:

1. Des crédits bancaires bilatéraux sous forme de découverts autorisés et de lignes confirmées sur 364 jours pour un montant total de 12 millions d'euros au 31 décembre 2013 et 36 millions d'euros au 31 décembre 2014. Au 30 juin 2015, et suite à la mise en place en mai 2015 d'un crédit revolving confirmé sur 3 ans pour un montant maximum de 60 M€, le montant autorisé de ces crédits bancaires bilatéraux a été réduit à 17 M€. Destinées à financer les besoins d'exploitation généraux, ces crédits bancaires sont indexés sur l'EURIBOR, qui ne fait pas l'objet d'une couverture de taux, augmenté d'une marge. Aucun tirage ou utilisation n'était constaté au 31 décembre 2013, 31 décembre 2014 ainsi qu'au 30 juin 2015.
2. Un contrat d'affacturage conclu au cours du premier semestre 2013 et qui ouvre droit à un financement de 25 millions d'euros TTC au titre d'un programme de cession de ses créances professionnelles. La position des comptes liés à l'affacturage s'établissait comme suit :
  - Au 31 décembre 2013 :
    - Fonds de garantie : néant
    - Compte courant débiteur avec le factor : 29 milliers d'euros
  - Au 31 décembre 2014 :
    - Fonds de garantie : néant
    - Compte courant débiteur avec le factor : 2 milliers d'euros
3. Des emprunts obligataires. La Société a procédé en juillet 2014 au placement privé de son premier emprunt obligataire pour un montant de 40 millions d'euros en deux tranches, la première de 28,5 millions d'euros à échéance décembre 2019 assortie d'un coupon de 4,70%, et la seconde de 11,5 millions d'euros à échéance juillet 2021 assortie d'un coupon de 5%. Une troisième tranche est venue compléter cette émission en novembre 2014 pour un montant de 15 M€ à échéance novembre 2022, assortie d'un coupon de 5%.

Ces emprunts obligataires sont encadrés par des covenants, calculés au 31 décembre de chaque année, comme suit :

- Un ratio d'endettement, qui mesure le rapport entre la Dette Nette Totale et l'EBITDA consolidé, et doit être inférieur ou égal à 2,75
- Un ratio de couverture d'intérêts, qui mesure le rapport entre l'EBITDA Consolidé et les Frais Financiers Nets Consolidés, et doit être supérieur ou égal à 5.

Les différents agrégats financiers utilisés dans le cadre du calcul des covenants sont définis comme suit, aux termes de la documentation relative aux emprunts obligataires émis :

- Dette Nette Totale signifie, sur la base des derniers états financiers consolidés, le montant total, en principal, nominal ou capital restant à rembourser (et toute prime de

remboursement ou de rachat fixe ou minimum) de l'Endettement Financier de tous les membres du Groupe (autre que tout cautionnement bancaire) diminué de la trésorerie et des investissements convertibles en trésorerie nécessitant un préavis maximum de trente-deux jours et dont l'échéance est inférieure ou égale à un an (sous réserve que ces investissements convertibles en trésorerie consistent exclusivement en des dépôts sur des comptes à terme ou d'autres instruments similaires sans risque en capital), tels qu'indiqués dans les derniers états financiers consolidés

- Endettement Financier signifie, sur la base des états financiers consolidés, (sans que cette définition ne puisse donner lieu à un double comptage) tout endettement sous forme ou au titre :
  1. de sommes empruntées ;
  2. de tout montant souscrit dans le cadre d'une facilité de crédit ou d'un équivalent dématérialisé ;
  3. de tout montant levé en vertu d'un programme d'émission de titres de créances, ou par l'émission d'obligations, titres de créances, ou tout autre instrument similaire ;
  4. du montant des engagements liés à tout bail ou contrat de location-vente qui serait, en application des normes IFRS, traité en tant que contrat de location financement ou de location simple ;
  5. de créances cédées ou escomptées (autres que les créances cédées sans recours et/ou toute créance cédée par l'Emetteur au titre de sommes empruntées) ;
  6. de tout montant provenant d'une quelconque autre opération (y compris dans le cadre de contrat d'achat ou de vente à terme) ayant la nature d'un emprunt ;
  7. de toute obligation de remboursement en qualité de donneur d'ordre à raison d'un cautionnement, d'une garantie, d'une lettre de crédit standby ou documentaire ou de tout autre engagement par signature émis par une banque ou une institution financière (à l'exclusion des garanties de bonne exécution accordées dans le cadre normal des activités commerciales par la société ou l'une de ses Filiales à l'égard des obligations d'une autre Filiale et des contre garanties ordinaires usuelles dans le cadre d'appels de marge au titre d'achat d'énergie); et
  8. d'engagements liés à toute garantie ou indemnisation pour chacun des éléments auxquels il est fait référence aux paragraphes (1) à (8) ci-dessus, échus et payés au cours de la Période de Test et concernant l'Endettement Financier
  
- EBITDA Consolidé signifie, pour toute Période de Test, sur la base des derniers états financiers consolidés, le résultat opérationnel courant (ou EBIT), excluant la variation de juste valeur des instruments dérivés, avant dépréciation, amortissement et provisions sur une base consolidée, établis à partir des derniers états financiers consolidés annuels audités.
  
- Frais Financiers Nets Consolidés signifie, sur une base consolidée, la charge d'Intérêts diminuée des produits d'intérêts et tout autre revenu financier à hauteur des montants effectivement perçus.

Au 31 décembre 2014, au sens des covenants, le ratio d'endettement s'élevait à - 0,05, la dette nette de la Société étant négative, et le ratio de couverture d'intérêts à 31,23, dans les limites autorisées. Conformément aux modalités contractuelles, le prochain calcul de covenant sera effectué au 31 décembre 2015.

4. Un crédit revolving, confirmé sur une durée de 3 ans, pour un montant maximal de 60 000 milliers d'euros et sécurisé auprès d'un pool de 8 banques. Mis en place courant mai 2015, son objet est de financer les besoins d'exploitation du Groupe. Ce crédit, utilisable par tirage, est assorti d'une commission d'engagement annuelle de 0.35%. Le coût des tirages est calculé sur la base d'un EURIBOR usance selon la durée du tirage auquel est ajoutée une marge de 1%. Il est encadré par des covenants identiques à ceux applicables aux emprunts obligataires. Au 30 juin 2015, les tirages en cours sur cette facilité de crédit s'élevaient à 25M€

La Société présente par ailleurs dans ses annexes aux comptes, un endettement financier net correspondant à la différence entre ses dettes financières hors appels de marge reçus et sa trésorerie active. Cet endettement financier net s'est élevé respectivement à :

- Un montant de (36,7) M€ au 30 juin 2015, comme indiqué en note 25.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du Groupe au 30 juin 2015, présentés à l'Annexe 2 (*Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes*)
- un excédent de 2,2 M€ au 31 décembre 2014, comme indiqué en note 25.3 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014, présentés à l'Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*)
- un excédent de 29,3 M€ au 31 décembre 2013, comme indiqué en note 25.3 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014, présentés à l'Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*)
- un excédent de 9,9 M€ au 31 décembre 2012, comme indiqué en note 26.3 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2013, présentés à l'Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*)

## 10.2. FLUX DE TRESORERIE DU GROUPE

### 10.2.1. FLUX DE TRESORERIE POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DECEMBRE 2014, 2013 ET 2012

Sur la période 2012-2014, l'évolution de la trésorerie par nature de flux a été la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2014 Publié</b>	<b>2013 * Retraité</b>	<b>2012 Publié</b>
Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers	15 089	6 689	7 771
Eléments sans effet de trésorerie	28 001	32 449	22 240
Variation du besoin en fonds de roulement	(44 136)	(4 062)	(21 360)
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>(1 046)</b>	<b>35 076</b>	<b>8 652</b>
Actifs immobilisés corporels et incorporels	(21 614)	(12 766)	(10 233)
Actifs immobilisés financiers	(28 999)	(5 526)	36 083
Variations de périmètre	(760)	-	57 637
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(51 374)</b>	<b>(18 292)</b>	<b>83 487</b>
Variation des emprunts	55 504	(47 996)	(32 393)
Intérêts financiers nets	(1 106)	(1 274)	(3 419)
Actions propres	(11)	3	(3 066)
Autres flux	-	4 124	1 224
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>54 388</b>	<b>(45 143)</b>	<b>(37 655)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie</b>	<b>1 968</b>	<b>(28 359)</b>	<b>54 483</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>29 340</b>	<b>57 699</b>	<b>3 788</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>31 308</b>	<b>29 340</b>	<b>58 271</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

### 10.2.1.1. FLUX DE TRESORERIE DE LA SOCIETE PROVENANT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2014 Publié</b>	<b>2013 * Retraité</b>	<b>2012 Publié</b>
Résultat Net Consolidé	15 198	6 441	4 538
Charges / Produits d'impôts différés	(1 610)	(1 062)	(278)
Résultat financier	1 501	1 311	3 511
<b>Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers</b>	<b>15 089</b>	<b>6 689</b>	<b>7 771</b>
Amortissements	20 999	25 178	30 863
Pertes de valeurs	-	271	985
Provisions	(341)	(3 299)	(191)
Effets de périmètre et autres résultats de cession	-	-	7 941
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	1 593	1 491	(1 393)
Variation des impôts différés sans impact résultat	(0)	-	(9)
Variation de juste valeur des instruments financiers	284	1 043	5 694
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	5 368	7 660	(92)
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	99	105	(21 560)
<b>Éléments sans effets sur la trésorerie</b>	<b>28 001</b>	<b>32 449</b>	<b>22 240</b>
Variation du besoin en fonds de roulement	(44 136)	(4 062)	(21 360)
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>(1 046)</b>	<b>35 076</b>	<b>8 652</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

Entre l'exercice 2012 et l'exercice 2013, les flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles ont connu une croissance de près de 26,4 M€ essentiellement due :

- en 2012, aux conséquences de la fusion entre Direct Energie et Poweo, qui se sont notamment traduites par des impacts positifs non cash, dont la quote-part de résultat net positive de mise en équivalence de Poweo sur la période pré-fusion à hauteur de 21,3 M€. Retraités de cet élément, les résultats étaient en nette amélioration entre les exercices 2012 et 2013.
- à une amélioration notable du besoin en fonds de roulement, dont la variation négative se réduit de près de 17,3 M€ en 2013 par rapport à 2012.

Entre l'exercice 2013 et l'exercice 2014, les flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles se sont dégradés de (36,1) M€, et ce en dépit d'une croissance substantielle des différents agrégats du compte de résultat, en raison principalement d'une variation négative du besoin en fonds de roulement ((44,1) M€) sous l'effet :

- D'une augmentation sensible des quantités de gaz en stock (15,7 M€), conséquence des obligations de stockage imposées par les pouvoirs publics en 2014,
- Du remboursement de diverses dettes d'exploitation, consécutives notamment à la fusion entre Poweo et Direct Energie, dont le règlement avait été étalé, en accord avec les contreparties, sur plusieurs années (pour un impact de près de 25 M€)

### 10.2.1.2. FLUX DE TRESORERIE NETS DE DIRECT ENERGIE UTILISES DANS LES ACTIVITES D'INVESTISSEMENT

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2014 Publié</b>	<b>2013 * Retraité</b>	<b>2012 Publié</b>
Acquisitions d'immobilisations	(21 627)	(12 849)	(10 233)
Cessions d'immobilisations	12	83	-
Variation des dépôts et cautionnements	28	(2 214)	35 552
Acquisition de parts de sociétés non intégrées globalement	(760)	-	-
Cessions de parts de sociétés non intégrées globalement	-	-	11 040
Acquisition de titres disponibles à la vente	-	0	(209)
Cession de titres disponibles à la vente	-	-	740
Acquisition de filiale et fusion, sous déduction de la trésorerie acquise	-	-	48 971
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie acquise	-	-	(2 374)
Variation d'actifs financiers	(27 871)	-	-
Variation nette des prêts émis par l'entreprise	(1 157)	(3 312)	-
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(51 374)</b>	<b>(18 292)</b>	<b>83 487</b>

*\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"*

Les flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement ont évolué de manière significative entre l'exercice 2012 et l'exercice 2014.

En 2012, les flux de trésorerie générés par les activités d'investissement, positifs à hauteur de 83,5 M€ s'expliquaient principalement par :

- l'impact des variations de périmètre à hauteur de 57,6 M€. Celles-ci correspondaient à la trésorerie nette acquise lors de l'opération de fusion avec le Groupe Poweo à hauteur de 46,6 M€ et la cession de deux filiales pour 11,0 M€.
- Une forte réduction des dépôts et cautionnements versés par le Groupe, associée à la résiliation de contrats d'approvisionnement long terme, ainsi qu'une substitution partielle des dépôts résiduels par des garanties bancaires, se traduisant par un impact positif total sur la trésorerie de 35,6 M€

En 2013, ces flux de trésorerie s'élevaient à (18,3) M€, en raison principalement de l'acquisition d'immobilisations pour un montant de (12,8) M€, se répartissant notamment entre des coûts d'acquisition clients et des coûts de développement des systèmes d'information, et de la variation de prêts consentis à des participations du Groupe consolidées par mises en équivalence (3,3 M€).

En 2014, ces flux de trésorerie se sont élevés à (51,4) M€, composés principalement :

- d'acquisitions d'immobilisations (21,6 M€), correspondant essentiellement à des coûts d'acquisitions clients en hausse reflétant l'accélération de l'acquisition commerciale,
- de la souscription par le Groupe, dans le cadre de l'optimisation de ses liquidités, de dépôts à terme sans risque en capital ayant un horizon de placement supérieur à 3 mois, et ne rentrant pas dans ce cadre dans la définition de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, au sens des normes IFRS, pour un montant de près de 27,9 M€.

### 10.2.1.3. FLUX DE TRESORERIE NETS DE DIRECT ENERGIE UTILISES DANS LES ACTIVITES DE FINANCEMENT

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2014 Publié</b>	<b>2013 * Retraité</b>	<b>2012 Publié</b>
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	-	4 124	424
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	800
Changement de part d'intérêts dans des entités contrôlées	-	-	-
Actions propres	(11)	3	(3 066)
Produits de l'émission d'emprunts	56 849	775	728
Remboursement d'emprunts	(1 344)	(48 771)	(33 121)
Intérêts financiers versés	(1 804)	(2 077)	(4 287)
Intérêts financiers reçus	698	803	868
Dividendes versés	-	-	-
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>54 388</b>	<b>(45 143)</b>	<b>(37 655)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>1 968</b>	<b>(28 359)</b>	<b>54 483</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>29 340</b>	<b>57 699</b>	<b>3 788</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>31 308</b>	<b>29 340</b>	<b>58 271</b>

\* Les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2014, figurant en Annexe 1 "Comptes établis selon les normes IFRS pour les exercices clos les 31 Décembre 2014, 2013 et 2012"

Les flux de trésorerie générés par les activités de financement traduisent l'amélioration de la structure financière du Groupe entre les années 2012 et 2014.

En 2012, les flux négatifs de (37,7) M€ s'expliquent principalement par des remboursements d'emprunts à hauteur de (33,1) M€, dont 30 M€ de nominal, au titre de la première tranche des avances actionnaires, ainsi qu'au paiement des intérêts financiers ((4,3) M€) principalement associés à des garanties et cautions

En 2013, les flux négatifs de (45,1) M€ sont directement liés :

- Au remboursement du solde des avances en comptes courants d'actionnaires pour un nominal de (30) M€ ;
- au paiement à Verbund d'un montant de (18) M€ correspondant au règlement de la 2<sup>ème</sup> tranche du prix d'acquisition de leur participation dans la société Poweo ;
- Au paiement d'intérêts financiers nets pour (1,3) M€ relatifs aux garanties et cautions ainsi qu'aux avances en comptes courant d'actionnaires ;
- A des augmentations de capital par émission d'actions nouvelles pour 4,1 M€ correspondant à l'exercice de bons de souscription de parts de créateur d'entreprise et de bons de souscription d'actions.

En 2014, les flux positifs de 54,4 M€ sont directement liés :

- Aux produits d'émission d'emprunts nets des remboursements pour un montant de 55,5 M€, correspondant très majoritairement à l'émission d'emprunts obligataires réalisée sur le deuxième semestre 2014 ;
- Au paiement d'intérêts financiers nets pour (1,1) M€ correspondant principalement aux intérêts décaissés au titre des emprunts obligataires ainsi qu'aux coûts associés aux garanties et aux lignes de financement court terme.

## 10.2.2. FLUX DE TRESORERIE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2015 ET LE PREMIER SEMESTRE 2014

Sur les premiers semestres 2014 et 2015, l'évolution de la trésorerie par nature de flux a été la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	6 mois au 30 juin	
	2015	2014 * Retraité
Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers	24 880	9 530
Eléments sans effet de trésorerie	11 055	14 724
Variation du besoin en fonds de roulement	(50 934)	(51 233)
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>(14 999)</b>	<b>(26 979)</b>
Actifs immobilisés corporels et incorporels	(12 173)	(9 119)
Actifs immobilisés financiers	(4 225)	2 197
Variations de périmètre	-	(10)
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(16 398)</b>	<b>(6 931)</b>
Variation des emprunts	24 596	1 528
Intérêts financiers nets	(785)	(348)
Actions propres	27	(22)
Autres flux	(6 118)	-
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>17 721</b>	<b>1 158</b>
<b>Variation nette de la trésorerie</b>	<b>(13 676)</b>	<b>(32 753)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie des activités abandonnées</b>	<b>(28)</b>	<b>-</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>31 308</b>	<b>29 340</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>17 605</b>	<b>(3 413)</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"



## 10.2.2.1. FLUX DE TRESORERIE DE LA SOCIETE PROVENANT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES

	6 mois au 30 juin	
	2015	2014 Retraité*
<i>En milliers d'euros</i>		
Résultat Net Consolidé	23 189	9 952
Charges / Produits d'impôts	190	(800)
Résultat financier	1 501	378
<b>Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers</b>	<b>24 880</b>	<b>9 530</b>
Amortissements	10 721	10 481
Pertes de valeurs	550	-
Provisions	3 168	161
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	559	722
Variation de juste valeur des instruments financiers	(8 848)	2 915
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	4 892	390
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	14	56
<b>Éléments sans effets sur la trésorerie</b>	<b>11 055</b>	<b>14 724</b>
Variation du besoin en fonds de roulement	(50 934)	(51 233)
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>(14 999)</b>	<b>(26 979)</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

Le flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles est un flux négatif de (15,0) M€ au premier semestre 2015 comparé à un flux négatif de (27,0) M€ au premier semestre 2014. L'activité très saisonnière du Groupe a comme en 2014 un impact important sur le flux de trésorerie des activités opérationnelles apprécié aux bornes du 1er semestre (relèves de sortie d'hiver). Les clients résidentiels, qui représentent près de 80% du parc installé du Groupe, étant majoritairement annualisés, le Groupe encaisse de manière linéaire jusqu'à la facture de solde les échéances correspondant à leur plan de paiement, tandis que les factures d'achat d'énergie (gaz, pétrole et électricité) sont majoritairement réglées au plus tard dans le mois suivant leur livraison. Ce différentiel de rythme entre les encaissements et les paiements tend à accroître le besoin en fond de roulement au cours du premier semestre.

Compte tenu d'un résultat net consolidé positif de 23,2 M€, le résultat avant impôts et frais financiers s'élève à 24,9 M€ au 30 juin 2015 contre 9,5 M€ au 30 juin 2014. Le retraitement des éléments sans effet de trésorerie (charges non décaissées et produits non encaissés) a un impact globalement positif de 11,1 M€ qui se décompose principalement en des impacts positifs liés aux amortissements (+ 10,8 M€), aux dotations nettes aux provisions (+3,2 M€), aux mises aux rebuts d'immobilisations (+3,4 M€), et au résultat des activités abandonnées (+1,2 M€) et en des impacts négatifs principalement liés à des variations de juste valeur des instruments financiers (- 8,9 M€). Au 30 juin 2014, le retraitement de ces éléments sans effet de trésorerie avait un impact positif de 14,7 M€.

### 10.2.2.2. FLUX DE TRESORERIE NETS DE DIRECT ENERGIE UTILISES DANS LES ACTIVITES D'INVESTISSEMENT

	6 mois au 30 juin	
	2015	2014 Retraité*
<i>En milliers d'euros</i>		
Acquisitions d'immobilisations	(12 175)	(9 119)
Cessions d'immobilisations	3	-
Variation des dépôts et cautionnements	(3 457)	1 599
Acquisition de parts de sociétés non intégrées globalement	-	(10)
Acquisition de titres disponibles à la vente	(0)	-
Variation d'actifs financiers	(164)	-
Variation nette des prêts émis par l'entreprise	(604)	598
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(16 398)</b>	<b>(6 931)</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

Les investissements nets du Groupe ont un impact négatif de (16,4) M€ sur le premier semestre 2015 contre un impact négatif de (6,9) M€ sur le premier semestre 2014 soit une variation négative de (9,5) M€ de l'impact des flux de trésorerie liés aux activités d'investissements sur la trésorerie du Groupe.

L'investissement net dans l'actif immobilisé corporel et incorporel est de (12,2) M€ au 30 juin 2015 contre (9,1) M€ au premier semestre 2014. L'augmentation des investissements traduit tout particulièrement l'accélération de la dynamique d'acquisition commerciale entraînant un accroissement significatif des coûts d'acquisition clients activés sur la période.

Les flux de trésorerie des activités d'investissement ont aussi été affectés par une augmentation des dépôts et cautionnements du Groupe, directement liée à une augmentation des volumes d'achats à terme d'énergie réalisés par le groupe, dans un contexte de croissance de sa courbe de charge, qui se traduit par un impact négatif sur la trésorerie de (3,5) M€ au 30 juin 2015 par rapport à un impact positif de 1,6 M€ au premier semestre 2014, ainsi que d'une augmentation des prêts émis auprès des entreprises consolidées par mise en équivalence, pour un impact net de (0,6) M€ contre 0,6 M€ au cours du premier semestre 2014.

### 10.2.2.3. FLUX DE TRESORERIE NETS DE DIRECT ENERGIE UTILISES DANS LES ACTIVITES DE FINANCEMENT

	6 mois au 30 juin	
	2015	2014 Retraité*
<i>En milliers d'euros</i>		
Actions propres	27	(22)
Produits de l'émission d'emprunts	25 128	1 827
Remboursement d'emprunts	(533)	(300)
Intérêts financiers versés	(1 139)	(654)
Intérêts financiers reçus	355	306
Dividendes versés	(6 118)	-
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>17 721</b>	<b>1 158</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(13 676)</b>	<b>(32 753)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie des activités abandonnées</b>	<b>(28)</b>	-
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>31 308</b>	<b>29 340</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>17 605</b>	<b>(3 413)</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable » de l'annexe aux comptes au 30 juin 2015, figurant en Annexe 2 "Comptes consolidés semestriels pour la période du 1er janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes"

Le flux de trésorerie lié aux opérations de financement au titre du semestre s'élève à 17,7 M€ contre un flux de 1,2 M€ au titre du premier semestre 2014.

Le flux de financement au 30 juin 2015 comprend principalement :

- L'impact associé à un tirage de 25 M€ sur le crédit syndiqué de 60 millions d'euros mis en place au cours du deuxième semestre 2015, visant à financer notamment le besoin en fond de roulement saisonnier associé à l'activité du Groupe sur la fin du premier semestre 2015. Ce tirage a été intégralement remboursé au cours du mois de juillet 2015 ;
- Le paiement par le Groupe en juin 2015 de son premier dividende de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2014 pour un impact total de (6,1) M€ ;
- Le remboursement de dettes diverses pour (0,5) M€ ;
- Le paiement d'intérêts financiers nets pour (0,8) M€ correspondant aux garanties et cautions ainsi qu'aux tirages sur le crédit syndiqué et aux découverts bancaires utilisés sur le premier semestre 2015.

Pour rappel, le flux de financement du premier semestre 2014 comprenait principalement :

- La mise en place de financements pour l'acquisition de licences et matériels informatiques à hauteur de 1,8 M€ ;
- Le remboursement de dettes diverses pour (0,3) M€ ;
- Le paiement d'intérêts financiers nets pour (0,3) M€ correspondant aux garanties et cautions ainsi qu'aux découverts bancaires utilisés sur le premier semestre 2014.

### 10.3. ENGAGEMENTS HORS BILAN

Dans le cadre de la réalisation de ses activités, le Groupe est amené à prendre des engagements, enregistrés dans ses comptes comme engagements hors bilan, et correspondant :

- A des cautions et nantissements sous forme de garanties bancaires émises notamment dans le cadre de la conclusion de contrats d'énergie « forward » et de contrats d'énergie long terme, ainsi qu'envers les responsables des réseaux de transport et de distribution d'énergie, et ce dans le cadre de l'activité normale du groupe. Les montants correspondant à ces engagements s'élevaient respectivement à :
  - o 77,3 M€ au 30 juin 2015, 64,1 M€ au 31 décembre 2014, 47,9 M€ au 31 décembre 2013, et 42,9 M€ au 31 décembre 2012
- A des engagements d'achats et de ventes d'énergie dans le cadre de son activité normale, correspondant à la souscription de contrats fermes ou optionnels d'achats et de vente à terme afin d'ajuster ses approvisionnements et couvrir les consommations de ses clients. Les engagements nominaux et les montants correspondants s'élevaient respectivement à :
  - o 1 636 Gwh d'achats nets au 30 juin 2015 soit (41,9) M€
  - o 2 041 Gwh d'achats nets au 31 décembre 2014 soit (52,6) M€
  - o 2 897 Gwh d'achats nets au 31 décembre 2013 soit (78,8) M€
  - o 2 175 Gwh de ventes nettes au 31 décembre 2012 soit 56,7 M€
- A des engagements sur des capacités de transit, tout particulièrement dans le cadre de son activité de fourniture de gaz. Les montants correspondant à ces engagements s'élevaient respectivement à :
  - o (94,8) M€ au 30 juin 2015
  - o (99,0) M€ au 31 décembre 2014
  - o (107,5) M€ au 31 décembre 2013
  - o (108,5) M€ au 31 décembre 2012
- Aux paiements minimaux futurs relatifs à des contrats de location simple, concernant essentiellement des locaux utilisés par les sociétés du Groupe et s'élevant respectivement à :
  - o (6,9) M€ au 30 juin 2015
  - o (7,5) M€ au 31 décembre 2014
  - o (1,5) M€ au 31 décembre 2013
  - o (3,7) M€ au 31 décembre 2012

L'ensemble des informations relatives aux engagements hors bilan du Groupe, et notamment leurs échéances, figurent respectivement en note 27 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014, en note 29 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2013 et en note 29 de l'annexe aux comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2012, présentés à l'Annexe 1 (*Comptes consolidés du Groupe établis en normes IFRS pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012*), et en note 28 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du Groupe au 30 juin 2015, présentés à l'Annexe 2 (*Comptes consolidés semestriels pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 30 juin 2015 ayant fait l'objet d'un rapport d'examen limité des commissaires aux comptes*)

---

#### 10.4. RESTRICTION A L'UTILISATION DE CAPITAUX

A l'exclusion :

- des dépôts de garantie versés, comptabilisés en actifs financiers, qui concernent principalement des dépôts effectués en trésorerie auprès de certaines contreparties du Groupe pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes et à termes d'énergie, associées aux évolutions des prix des marchés des commodités, et tout particulièrement de l'électricité, du gaz, et du pétrole, qui s'élevaient respectivement à 7,4 M€ au 31 décembre 2012, 8,5 M€ au 31 décembre 2013, et 15,9 M€ au 31 décembre 2014, et à 13.8 M€ au 30 juin 2015, et sont susceptibles d'évoluer à la hausse comme à la baisse en fonction des évolutions sous-jacentes des prix des commodités ; et
- des covenants relatifs à ses emprunts obligataires et à sa facilité de crédit, présentés en Section 10.1.3 (*Financements externes de la Société*),

le Groupe n'est confronté à aucune restriction quant à la disponibilité de ses capitaux.

---

#### 10.5. SOURCES DE FINANCEMENT POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS

La Société prévoit de financer l'acquisition de clients supplémentaires pour partie par les flux de trésorerie générés par l'activité, et par les emprunts obligataires émis en 2014. Les investissements informatiques, nécessaires à l'accompagnement de la croissance du parc, seront quant à eux autofinancés ou couverts par des contrats de location et de crédit-bail.

Concernant le projet de développement du Cycle Combiné Gaz de Landvisiau, qui bénéficie d'une prime de capacité accordée par les pouvoirs publics, le Groupe et son partenaire Siemens Project Ventures souhaitent mettre en place un financement de projet au plus tôt en 2016 à condition que l'ensemble des autorisations nécessaires soient purgées de tout recours et que l'enquête approfondie lancée par la Commission européenne pour évaluer la conformité de l'appel d'offres aux règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat n'ait pas d'impact sur le calendrier du projet. La dette envisagée serait comprise dans une fourchette cible de 60 à 80% du coût global d'investissement estimé à environ 450 millions d'euros, l'apport en fonds propres venant compléter le plan de financement. Afin de financer sa quote-part d'apport en fonds propres dans la société de projet, le Groupe sera appelé à augmenter son capital ou lever des financements complémentaires au moment du lancement des travaux de construction de la centrale.

Concernant le projet d'acquisition de la société 3CB, filiale française du groupe suisse Alpiq, dédiée à la production d'électricité, qui détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz située à Bayet dans l'Allier, d'une capacité installée de 408 MW, et qui a fait l'objet de la signature en date du 1er Octobre d'un « sale and purchase agreement », pour un montant d'environ 45 M€, le Groupe prévoit de financer ou de refinancer l'acquisition par une émission obligataire par placement privé d'un montant compris entre 50 millions et 60 millions d'euros, réalisée d'ici à la fin de l'année 2015 et projetée de finaliser l'opération, qui demeure soumise à la levée de conditions suspensives, au plus tôt en fin d'année 2015.

Enfin, en cas d'opportunités de croissance externe complémentaires, le Groupe pourrait être amené à lever des capitaux additionnels et à mobiliser des sources de financement complémentaires à celles dont il dispose actuellement.

## 11. RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES

### 11.1. POLITIQUE D'INNOVATION

La Société est un acteur engagé dans la transition énergétique, au service de ses clients pour leur faire bénéficier des évolutions réglementaires, législatives et technologiques avec un objectif de « mieux consommer ».

Le développement de la Société a en effet vocation à proposer des offres et des services sur des nouvelles manières de consommer l'énergie, le gaz et l'électricité. Ce développement se veut pragmatique et participatif, en testant différents modèles auprès de clients testeurs avant de proposer une offre finale.

L'énergie, en particulier l'électricité, connaît de profondes mutations de marché, avec le développement des besoins de flexibilité pour faciliter l'insertion des énergies renouvelables dans le réseau et le déploiement massif des compteurs de nouvelle génération, véritable pierre angulaire des réseaux intelligents.

Le segment résidentiel, et en particulier l'habitat au sein duquel l'électricité est un besoin et une ressource fondamentale, est également à l'aube d'un changement de paradigme, avec le développement massif des objets connectés.

L'orientation de la Société en faveur des Smart Grids repose donc naturellement sur le croisement de ces tendances et sur la place naturelle que prendront l'énergie et le consommateur dans leur évolution.

#### 11.1.1. LES PROJETS DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT

##### ***L'efficacité énergétique***

L'efficacité énergétique est une des composantes des nouveaux services liés aux usages des clients résidentiels. On distingue deux notions d'efficacité énergétique : d'une part l'efficacité énergétique active qui place le consommateur au sein d'un ensemble d'objets et de services lui permettant de piloter sa consommation d'énergie ; d'autre part l'efficacité énergétique passive qui propose de réduire les consommations, notamment par la rénovation de l'habitat, en perspective des objectifs du Grenelle de l'Environnement et du Paquet Energie Climat de l'Union Européenne.

Parmi les projets d'efficacité énergétique active, la Société a développé un partenariat avec Nest pour proposer à ses clients un dispositif nouveau et innovant leur permettant de maîtriser leurs usages de chauffage et d'eau chaude au gaz.

La Société mène également des expérimentations ou des tests avec l'ensemble des acteurs du marché pour développer ce type de services sur les usages électriques. Le projet MODELEC (<http://www.projet-modelec.fr/>), lauréat du premier Appel à Manifestation d'Intérêt de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) en 2011, permet entre autres objectifs de mesurer l'appétence des consommateurs sur des solutions de maîtrise d'énergie électrique en rendant pilotables certains usages comme le chauffage ou l'eau chaude. Ce projet comprend un volet sociologique, la Société étant accompagnée par le laboratoire de sociologie de la Sorbonne pour comprendre les enjeux d'adhésion et de participation des consommateurs à ces nouveaux sujets.

Au-delà de la maîtrise de la demande d'énergie par le consommateur, la mise en place de systèmes de pilotage permet également de développer des services d'effacement, c'est-à-dire de maîtrise de la pointe de consommation et donc la satisfaction des besoins de flexibilité du réseau électrique.

La Société est d'ailleurs devenue en 2014 le premier opérateur d'effacement qualifié par RTE pour valoriser des effacements diffus sur le marché de l'électricité et reste à ce jour le seul à avoir valorisé des effacements diffus sur le marché en 2015.

L'efficacité énergétique peut également être passive : il s'agit de travailler l'enveloppe de l'habitat pour apporter dans un premier temps une information pertinente sur les dépenses énergétiques et dans un second temps une offre de rénovation énergétique.

Pour ce faire, la Société a développé un outil d'aide à la décision en partenariat avec le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment. Le service ADRIEN ([www.renovation.direct-energie.com](http://www.renovation.direct-energie.com)) permet d'accompagner les consommateurs et les propriétaires dans leurs projets de rénovation, sous la forme d'un guichet unique proposant un diagnostic en ligne, des propositions d'amélioration, des aides financières et des offres de travaux avec des professionnels certifiés « RGE » (Reconnu garant de l'environnement).

Cette plateforme de rénovation énergétique s'insère également naturellement dans les projets des collectivités à destination de leurs administrés, pour leur apporter une information neutre et pertinente du « mieux consommer », en adéquation avec les débats et les objectifs de la loi de transition énergétique.

### ***La participation de la Société dans la révolution des objets connectés***

L'énergie, et en particulier l'électricité, est une composante majeure de la révolution des objets connectés.

La Société est un acteur engagé dans l'innovation ; à titre d'exemple, la mise en place de la première compétition Hackathon sur le thème de l'énergie et de la maison connectée a permis de dégager des tendances technologiques et comportementales et sert de tremplin pour le développement de nouveaux objets.

La Société réfléchit également activement à l'information au sein des foyers « connectés », pour d'une part intégrer la tendance d'affichage déporté de consommation et d'autre part pour tirer parti des expériences menées dans d'autres pays, notamment au Royaume-Uni ou en Norvège.

Ces réflexions intègrent naturellement le déploiement des compteurs Linky et Gazpar (compteurs communicants développés respectivement par ERDF et GrDF) qui permettront de créer des nouveaux services et des nouveaux usages de consommation, à la fois en démultipliant les possibilités de signaux tarifaires et en donnant l'opportunité aux clients d'analyser plus finement leurs consommations d'énergie.

---

#### **11.1.2. ORGANISATION INTERNE DES ACTIVITES D'INNOVATION**

Une cellule dédiée à l'innovation et au développement de nouveaux services a été mise en place et s'appuie de manière transversale sur les ressources du Groupe pour porter ces projets tout en restant au contact des consommateurs dans une approche pragmatique. Elle bénéficie d'un budget annuel de fonctionnement de 0,8 M€

Direct Energie est également accompagné d'experts dans des domaines précis qui ne sont pas liés directement à l'énergie mais nécessaires pour le développement de ces nouveaux services. Quelques exemples illustrent la complémentarité entre les compétences énergétiques de Direct Energie et les compétences propres de ses partenaires :

- le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment qui apporte son expertise technique de thermique et d'analyse des logements dans la mise en place du service de rénovation énergétique ;

- le Centre d'Etude sur l'Actuel et le Quotidien, laboratoire de recherche, qui appréhende les enjeux comportementaux de l'effacement et du pilotage de consommation ;
- enfin les Mines de Paris qui modélisent les effets directs et indirects de l'effacement sur le système électrique, au niveau du consommateur et du réseau.

La Société participe également à différents forums pour participer à la mise en place des nouveaux usages de demain. A titre d'exemple, Direct Energie est membre du Pôle de Compétitivité Systematic sur les nouvelles tendances des Smart Grids. Direct Energie échange également régulièrement avec l'ADEME et la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) pour tester et mettre en place un marché propice à l'émergence de nouveaux services, au service des consommateurs.

---

## 11.2. PROPRIETE INTELLECTUELLE

---

### 11.2.1. BREVETS

Le Groupe est propriétaire des trois brevets ci-dessous :

- Un procédé de traitement de données de consommation d'une ressource telle que du courant électrique ;
- Un procédé d'affichage d'une consommation d'une ressource ; et
- Un procédé de transmission de données relatives à la consommation d'une ressource sur un appareil de poche.

Afin d'en assurer la protection, le Groupe a procédé à leurs dépôts auprès de l'Institut National de la Propriété Intellectuelle (INPI)

---

### 11.2.2. MARQUES ET NOMS DE DOMAINE

Depuis sa création, le Groupe a déposé plus d'une trentaine de marques auprès de l'Institut National de la Propriété Intellectuelle (INPI). Les marques exploitées les plus significatives sont les suivantes :

- DIRECT ENERGIE ;
- POWEO ;
- L'ELECTRICITE MOINS CHERE ;
- 100% PUR JUS ;
- ONLINE ;
- TRIBU ;
- ESPRIT LIBRE ;
- ENERGIE POSITIVE ;
- DIRECT ENERGIE RENOVATION
- MODELEC.

Il convient de noter que le Groupe exploite son activité de fourniture d'énergie en Belgique, sous la marque POWEO.

La Société procède à l'enregistrement de ses marques par le biais de dépôts nationaux, communautaires ou internationaux. Les enregistrements de marques sont en général accordés pour une durée de dix ans et sont



renouvelables indéfiniment. Un certain nombre de conditions peuvent affecter la validité des marques dans certains droits nationaux, telles que la condition d'usage effectif des marques.

La direction juridique du Groupe assure le suivi du portefeuille des marques du Groupe, tant en termes de dépôt que de renouvellement, avec une surveillance particulière de la marque Direct Energie, principale marque du Groupe.

La Société défend ses droits de marque en formant des oppositions à l'encontre des dépôts de marques identiques ou similaires effectués par des tiers.

Le Groupe est également propriétaire d'une centaine de noms de domaine utilisés dans le cadre de ses activités. Les noms de domaine exploités qui sont les plus significatifs sont les suivants :

- direct-energie.com ;
- poweo.be ;
- renovation.direct-energie.com ; et
- landivisiau-lacentrale.com.

Les noms de domaine sont renouvelables en général chaque année ou tous les deux ans et indéfiniment.

## 12. INFORMATIONS SUR LES TENDANCES

### 12.1. TENDANCES D'ACTIVITES

Pour une description détaillée des résultats du Groupe en 2014 et au cours du premier semestre 2015, se référer au Chapitre 9 (*Examen de la situation financière et du résultat du Groupe*) et au chapitre 10 (*Trésorerie et Capitaux*) du présent Prospectus.

L'accélération de la dynamique commerciale, qui s'était traduite sur le premier semestre 2015 par l'acquisition de 229 000 nouveaux sites clients, et avait contribué à la croissance du chiffre d'affaires (incluant la marge sur l'activité d'Energy Management) de 19,7% par rapport au premier semestre 2014, pour atteindre 505,6 M€ (contre 422,6 M€ au premier semestre 2014), s'est poursuivie, après la clôture semestrielle..

Sur le troisième trimestre de l'exercice 2015, le chiffre d'affaires du Groupe s'est ainsi établi à 180,6 M€, affichant une nouvelle progression de 25,3% par rapport à la période correspondante de l'exercice 2014 (cf. tableau ci-dessous). Cette dynamique commerciale est en ligne avec les niveaux d'activité enregistrés par le Groupe depuis le début d'année, le chiffre d'affaires sur les neuf premiers mois d'exercice étant en croissance de 21,1% par rapport à 2014.

<i>En millions d'euros</i>	2015	2014	Variation
<b>Produits des activités ordinaires 3<sup>ème</sup> trimestre</b>	<b>180,6 (1)</b>	<b>144,1 (2)</b>	<b>+25,3%</b>
<b>Produits des activités ordinaires 9 mois</b>	<b>686,3</b>	<b>566,7</b>	<b>+21,1%</b>

(1) dont 182,5 M€ de Chiffre d'Affaires Commerce, 0,3 M€ en Production et (2,2) M€ Intragroupe

(2) dont 144,4 M€ de Chiffre d'Affaires Commerce, 0,2 M€ en Production et (0,5) M€ Intragroupe

Depuis le début de l'année, Direct Energie a acquis 415 000 sites clients, dont 186 000 sur le seul troisième trimestre permettant au Groupe d'envisager l'acquisition d'au moins 540 000 nouveaux sites clients sur l'année 2015. Au 30 septembre 2015, le portefeuille s'établissait à 1 497 000 sites clients.

Le Groupe a par ailleurs annoncé la signature en date du 1<sup>er</sup> octobre d'un « sale and purchase agreement » avec le groupe suisse Alpiq pour l'acquisition de 100% du capital de sa filiale française 3CB. Cette dernière, dédiée à la production d'électricité, détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz située à Bayet dans l'Allier. Dans le cadre d'un contrat de « tolling » conclu avec le groupe Alpiq, qui lui assure une rémunération assise sur ses coûts majorés d'une marge commerciale, celle-ci a dégagé depuis sa mise en service un résultat net positif. Elle compte une trentaine d'employés. Construite en juillet 2011 par Ansaldo (technologie Siemens), la centrale dispose d'une capacité installée de 408 MW, et a représenté un investissement total de près de 300 M€. Au 31 décembre 2014, date des derniers comptes individuels publiés par cette société, la valeur nette comptable de ses immobilisations s'élevait à près de 250 M€ pour un total bilan de près de 268 M€ et une situation nette de 107 M€

Le montant de la transaction, qui porte sur les titres de la société 3CB, et n'intègre pas la reprise par Direct Energie en tant que « toller », du contrat de « tolling » existant actuellement entre 3CB et Alpiq, sera intégralement versé en numéraire, et s'élève à environ 45 M€, montant soumis aux ajustements de prix usuels, et représentant pour la Société, et dans les conditions de marché actuelles, la juste valeur des actifs et passifs de la société 3CB en date d'acquisition. A l'issue de l'acquisition, la société Direct Energie a en effet pour

intention de mettre la centrale face au marché. Ses revenus seront donc fonction des prix constatés sur les marchés spot et à terme de l'électricité, qui sont susceptibles de fluctuer au fil du temps, et ne seront donc plus assis sur ses seuls coûts. La rentabilité de la société sera ainsi exposée aux variations des prix relatifs du gaz et du CO2 d'une part, qui représentent ses principaux coûts variables, et de l'électricité d'autre part, qui représente sa principale source de revenu variable.

La Société projette de finaliser l'opération, qui demeure soumise à la levée de conditions suspensives, dont la principale tient à l'obtention des conclusions positives d'une expertise technique actuellement en cours, au plus tôt en fin d'année 2015, et prévoit de financer ou de refinancer l'acquisition par une émission obligataire par placement privé d'un montant compris entre 50 et 60 millions d'euros. Compte tenu de ce calendrier, le Groupe n'anticipe aucun impact significatif sur l'Ebitda et le résultat opérationnel courant 2015. Dans le cadre des modalités d'exploitation envisagées par la société Direct Energie, et au regard des conditions de marché actuelles, le groupe s'attend pour 2016 à un effet dilutif de l'ordre de (-4,5 M€) sur l'Ebitda consolidé.

Cette acquisition, réalisée à des conditions attractives et dans le contexte de la mise en œuvre d'un marché de capacités, s'inscrit parfaitement dans la stratégie d'intégration verticale du groupe. Cette présence à l'amont et à l'aval permettra une meilleure couverture des conditions d'approvisionnement du parc clients.

Par ailleurs, au quatrième trimestre 2015, le Groupe a cédé ses activités de distribution, recentrant ainsi ses opérations autour de deux activités principales : le commerce et la production. Ces activités figuraient en actifs détenus en vue de la vente dans les comptes consolidés résumés au 30 juin 2015, tels qu'ils figurent en Annexe 2. Le classement en actifs détenus en vue de la vente de ces activités a eu pour conséquence l'enregistrement dans les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2015 d'un résultat net de ces activités abandonnées de (1,2) M€, correspondant principalement à la mise à la juste valeur des participations détenues par le Groupe au titre de ces activités. La cession effective de ces activités se traduira par ailleurs sur le second semestre 2015 par un impact négatif sur le bilan du Groupe à hauteur de 3,7 M€, et n'aura pas d'impact significatif complémentaire sur le résultat, du fait de leur mise à la juste valeur dans les comptes consolidés résumés au 30 juin 2015.

Pour finir, le Groupe a constitué, le 26 octobre 2015, une société de projet dénommée CO BIOGAZ, en partenariat avec la coopérative agricole Triskalia (18.000 adhérents), la SEMAEB (société d'économie mixte d'aménagement et d'énergie de la région) ainsi que la Caisse des dépôts, afin de développer la construction et l'exploitation d'unités de méthanisation à la ferme et de collecte du biogaz, d'une capacité de production de 22 GWh/an en moyenne, pour injection en un point unique sur le réseau de GRT Gaz.

A la date du présent Prospectus, aucune autre évolution significative n'est intervenue depuis le 30 juin 2015.

---

## 12.2. PERSPECTIVES D'AVENIR

Le Groupe considère que les marchés sur lesquels il intervient offrent des perspectives de croissance importantes et ambitionne par la mise en œuvre de la stratégie présentée à la Section 6.1.3 (*Vision stratégique*) de consolider sa place de troisième acteur français sur le marché de la commercialisation d'électricité et de gaz en France, de devenir un opérateur pleinement intégré, et de poursuivre son développement à l'international.

Le Groupe a ainsi pour objectif la conquête de parts de marché en France avec un objectif de portefeuille de deux millions de clients en 2018, sur tous les segments de marché, tant en gaz qu'en électricité.

Il vise par ailleurs le développement de relais de croissance à l'international en capitalisant sur le savoir-faire et les systèmes en place au sein du Groupe. Il a ainsi pour objectif un portefeuille de 400 000 sites client en Belgique à horizon 2018.

Il vise aussi la mise en œuvre d'une stratégie d'intégration verticale par des investissements dans la production avec un double objectif :

- (i) devenir producteur d'électricité flexible pour proposer un mix énergétique diversifié avec des technologies de production (CCGN) efficaces pour favoriser la compétitivité de l'industrie et protéger le pouvoir d'achat des ménages. Le Groupe se positionne également dans la production d'énergie hydroélectrique en étant candidat à la reprise des grandes concessions hydrauliques ;
- (ii) être pleinement impliqué dans la sécurisation de l'approvisionnement électrique comme en témoigne le développement du projet de CCGN à Landivisiau en Bretagne qui s'inscrit dans le cadre du Pacte Electrique Breton.

Il a enfin pour objectif d'être un opérateur à la pointe de l'innovation dans les services énergétiques pour accompagner et concrétiser la transformation des usages, en anticipant les besoins futurs de ses clients.

Compte tenu des hypothèses mentionnées au Chapitre 13 (*Prévisions ou estimations de bénéfices*), de la croissance visée de son parc client et du projet d'acquisition en cours de la centrale à cycle combiné gaz de Bayet, le Groupe a pour ambition de maintenir un chiffre d'affaires en croissance entre 2016 et 2018, sous réserve de températures conformes aux normales saisonnières. Les prévisions de bénéfices au titre de l'exercice 2015 sont détaillées au chapitre 13.

Concernant son résultat opérationnel courant, le Groupe a aussi un objectif de croissance sur la période 2016-2018, sous réserve de températures conformes aux normales saisonnières, et s'attachera notamment à maîtriser les dépenses de développement en tenant compte du contexte réglementaire et de marché en évolution. Le résultat opérationnel courant du Groupe s'est élevé à 24,0 M€ sur l'année 2014 et a atteint 22,7 M€ sur le premier semestre 2015. Le Groupe prévoit par ailleurs une croissance du résultat opérationnel courant supérieure à 35% pour l'année 2015, par rapport à l'année 2014, comme précisé en Section 13 (*Prévisions ou estimations de bénéfices*).

Le Groupe a pour objectif de présenter un ratio d'endettement inférieur à 2,75 pendant la période 2015-2018 et un ratio de couverture d'intérêts au moins supérieur à 5, et ce en ligne avec les contraintes associées à ses différents instruments de financement. Le ratio d'endettement se définit comme le rapport entre la « Dette Nette Totale » (c'est-à-dire la dette financière consolidée diminuée de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, ainsi que des investissements convertibles en trésorerie nécessitant un préavis maximum de trente-deux jours et dont l'échéance est inférieure ou égale à un an, tel que précisé en section 10.1.3 – *Financements externes de la Société*) et l'« EBITDA Consolidé ». Le ratio de couverture d'intérêts, mesure le rapport entre l'« EBITDA consolidé » et les « Frais Financiers Nets Consolidés » (tels que définis en section 10.1.3 – *Financements externes de la Société*).

Le Groupe consacrera les flux de trésorerie générés par ses activités opérationnelles de manière prioritaire à la croissance de son parc client, sur l'ensemble des segments qu'il adresse (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités), tant en France qu'à l'international. Elle étudiera cependant annuellement l'opportunité de verser un dividende, comme elle l'a fait en juin 2015, sur la base de ses résultats 2014, en considérant notamment, les conditions générales de l'environnement économique, les conditions spécifiques à son secteur d'activité, les résultats du Groupe, sa situation financière, les intérêts de ses actionnaires, et ceci dans la mesure où cette distribution est compatible avec ses objectifs de développement commercial et le respect de ses contraintes de ratio financiers, mentionnés ci-dessus.

Ces perspectives d'avenir et objectifs ne constituent pas des données prévisionnelles ou des estimations de bénéfices issues d'un processus budgétaire, mais de simples perspectives et objectifs fondés sur des données, hypothèses et estimations considérés comme raisonnables par la direction de la Société et supposant la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la Section 6.1.3 (*Vision stratégique*).

Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées notamment en raison des incertitudes liées à l'environnement réglementaire, concurrentiel, économique, financier, comptable ou fiscal ou d'autres facteurs dont la Société n'aurait pas connaissance à la date d'enregistrement du présent Prospectus.

En particulier, la réalisation d'un ou plusieurs risques décrits dans le Chapitre 4 (*Facteurs de risques*) du présent Prospectus pourrait avoir des incidences sur l'activité, les résultats, la situation financière ou les perspectives du Groupe et affecter sa capacité à réaliser ses objectifs. En conséquence, la Société ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie quant à leur réalisation.

## 13. PREVISIONS OU ESTIMATIONS DU BENEFICE

Les prévisions présentées ci-dessous sont fondées sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par la direction du Groupe. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement réglementaire, concurrentiel, économique, financier, comptable ou fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'aurait pas connaissance à la date d'enregistrement du présent Prospectus. En particulier, la réalisation d'un ou plusieurs risques décrits dans le chapitre 4 - *Facteurs de risques* de la première partie du présent Prospectus pourrait avoir des incidences sur l'activité, les résultats, la situation financière ou les perspectives du Groupe et affecter les prévisions du Groupe présentées ci-dessous. En conséquence, le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie quant à leur réalisation.

### 13.1. HYPOTHESES

Le Groupe a construit ses prévisions pour l'année 2015 sur la base des comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2012, 31 décembre 2013, et 31 décembre 2014 et des comptes consolidés résumés pour la période close le 30 juin 2015 figurant en Annexe au présent Prospectus. Ces prévisions ont été établies sur la base des principes comptables adoptés par le Groupe pour l'élaboration de ces comptes.

Ces prévisions reposent principalement sur les hypothèses suivantes :

- un périmètre de consolidation et d'activité n'ayant pas connu de changement significatif par rapport au 30 juin 2015 ;
- une confirmation au cours du deuxième semestre 2015, de l'accélération du rythme d'acquisition de sites clients observée au cours du premier semestre 2015, ayant permis l'ajout de 229 000 nouveaux sites clients sur le premier semestre 2015 contre 176 000 au cours du premier semestre 2014, et permettant au Groupe d'envisager l'acquisition d'au moins 540 000 nouveaux sites clients sur l'année 2015 ;
- le maintien des conditions réglementaires, contractuelles, de concurrence, sociales et fiscales en vigueur à la date d'enregistrement du présent Prospectus, et notamment une stabilité :
  - o des modalités de construction des tarifs réglementés du gaz et de l'électricité (sur la méthode de construction par empilement des coûts, voir la Section 4.1.2 du Prospectus),
  - o des conditions de prise en charge actuelles des impayés de part acheminement par les gestionnaires de réseau de distribution,
  - o des conditions, des termes contractuels et des dates d'échéances en vigueur, à la date du présent Prospectus, pour les contrats significatifs du Groupe, présentés au chapitre 22 – *Contrats importants*,
  - o des obligations s'imposant au groupe en matière de certificats d'économie d'énergie,
- des températures et conditions climatiques sur le second semestre conformes aux normales de saison ;
- une stratégie d'approvisionnement conforme à celle mise en place sur le premier semestre 2015, et se traduisant notamment par des achats de gaz et d'électricité sur les marchés (et notamment Powernext, Epex Spot, PEG, ICE Endex, TTF, Zeebrugge), sans recours à l'ARENH ; et
- le maintien des niveaux de prix observés actuellement sur les marchés de l'électricité et du gaz.

### 13.2. PREVISIONS POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2015

Sur la base des hypothèses décrites ci-dessus, Le Groupe considère que :

- portée par la croissance de son portefeuille de clients, la progression du chiffre d'affaires consolidé au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015 devrait être supérieure à 20% par rapport au chiffre d'affaires consolidé de l'exercice clos le 31 décembre 2014 ;
- grâce à une maîtrise de ses dépenses opérationnelles, le Résultat Opérationnel Courant devrait s'établir en 2015 à environ 33 millions d'euros, soit une hausse supérieure à 35% par rapport au Résultat Opérationnel Courant 2014, qui s'élevait à 24 millions d'euros.

### 13.3. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR DES PREVISIONS DE BENEFICE

#### ***Rapport des commissaires aux comptes sur les prévisions de bénéfice relatives à la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2015.***

*Au Président Directeur Général,*

*En notre qualité de commissaires aux comptes et en application du règlement (CE) N° 809/2004, nous avons établi le présent rapport sur les prévisions de Résultat Opérationnel Courant de la société Direct Energie incluses dans le chapitre 13.1 du prospectus établi à l'occasion du transfert des actions de la société Direct Energie du marché Alternext au marché Euronext à Paris (le « Prospectus »).*

*Ces prévisions et les hypothèses significatives qui les sous-tendent ont été établies sous votre responsabilité, en application des dispositions du règlement (CE) N° 809/2004 et des recommandations ESMA relatives aux prévisions.*

*Il nous appartient sur la base de nos travaux d'exprimer une conclusion, dans les termes requis par l'annexe I, point 13.2, du règlement (CE) N° 809/2004, sur le caractère adéquat de l'établissement de ces prévisions.*

*Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont comporté une appréciation des procédures mises en place par la direction pour l'établissement des prévisions ainsi que la mise en œuvre de diligences permettant de s'assurer de la conformité des méthodes comptables utilisées avec celles suivies pour l'établissement des informations financières historiques de la société Direct Energie. Elles ont également consisté à collecter les informations et les explications que nous avons estimé nécessaires permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les prévisions sont adéquatement établies sur la base des hypothèses qui sont énoncées.*

*Nous rappelons que, s'agissant de prévisions présentant par nature un caractère incertain, les réalisations différeront parfois de manière significative des prévisions présentées et que nous n'exprimons aucune conclusion sur la possibilité de réalisation de ces prévisions.*

*A notre avis :*

- *les prévisions ont été adéquatement établies sur la base indiquée ;*

- *la base comptable utilisée aux fins de ces prévisions est conforme aux méthodes comptables appliquées par la société Direct Energie.*

*Ce rapport est émis aux seules fins :*

- *du dépôt du Prospectus auprès de l'AMF, et*
- *de l'admission aux négociations sur un marché réglementé et/ou d'une offre au public, d'actions ou de titres de créances de valeur nominale unitaire inférieure à 100 000 euros de la société Direct Energie en France et dans les autres pays de l'Union européenne dans lesquels le Prospectus visé par l'AMF, serait notifié*

*et ne peut pas être utilisé dans un autre contexte.*

*Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 16 novembre 2015.*

*Les Commissaires aux Comptes*

*Deloitte & Associés  
François Xavier Ameye*

*Ernst & Young et Autres  
Philippe Diu*



## 14. ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

La Société est constituée sous forme de société anonyme à Conseil d'administration.

### 14.1. CONSEIL D'ADMINISTRATION

En application de l'article 13 des statuts de la Société et conformément aux dispositions des articles L.225-17 et L.225-18 du Code de commerce relatives à la composition du Conseil d'administration, le Conseil d'administration de la Société est composé d'un minimum de 3 membres et d'un maximum de 18 membres.

A la date du Prospectus, le Conseil d'administration est composé de 14 membres : 10 administrateurs dont 3 qualifiés d'indépendants par le Conseil et 4 censeurs, tous désignés par l'assemblée générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes.

Conformément aux statuts de la Société, le mandat de chacun des administrateurs est de six années. Les administrateurs sont rééligibles.

Les censeurs sont nommés pour une durée de trois ans. Les censeurs sont convoqués aux séances du Conseil d'administration et prennent part aux délibérations avec voix consultative.

Les représentants du Comité d'entreprise de la Société sont invités aux séances du Conseil d'administration.

#### 14.1.1. COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Les tableaux ci-après présentent la composition du Conseil d'administration à la date du Prospectus.

	Nationalité	Date de première nomination	Date d'expiration du mandat*	Adresse
<b>Administrateurs</b>				
<b>Xavier Caïtucoli</b> <sup>(1)</sup> 44 ans Président Directeur Général	Française	27 septembre 2011	2015	87, boulevard Suchet 75016 Paris
<b>AMS INDUSTRIES</b> <sup>(2)</sup> représentée par <b>Jean-Paul Bize</b> 73 ans	Française	30 mars 2015	2017	41, avenue George V 75008 Paris
<b>Peter Brandenburg</b> 68 ans	Suisse	11 juillet 2012	2017	Althausweid 8 Kastanienbaum CH-6047 (Suisse)
<b>Cédric Christmann</b> <sup>(3)</sup> 48 ans	Française	30 septembre 2011	2015	62, Zehntenfreistrasse Bottmingen (Suisse)
<b>Jean-Hugues de Pradel de Lamaze</b> <sup>(6)</sup> 50 ans	Française	11 juillet 2012	2015	14, Onslow gardens SW7 3 AW Londres
<b>Guillaume Fonquernie</b> <sup>(4)</sup> 42 ans	Française	3 avril 2013	2015	25bis, rue du Château 92200 Neuilly-Sur-Seine
<b>IMPALA SAS</b> <sup>(5)</sup> représentée par <b>Stéphanie Levan</b> 44 ans	Française	30 mars 2015	2015	4, rue Euler 75008 Paris
<b>Jean-Jacques Laurent</b> 73 ans	Française	11 juillet 2012	2017	5bis, boulevard Richard Wallace 92200 Neuilly-Sur-Seine
<b>Luxempart</b> <sup>(7)</sup> représentée par <b>Jacquot Schwertzer</b> 59 ans	Luxembourgeoise	21 août 2009	2015	12, rue Léon Laval I-3372 Leudelage
<b>Monique Roosmale Nepveu</b> <sup>(8)</sup> 75 ans	Française	18 septembre 2013	2015	40, route de Malagnou CH-1208 Genève (Suisse)
<b>Censeurs</b>				
<b>Alain Huberty</b> <sup>(9)</sup> 48 ans	Luxembourgeoise	11 juillet 2012	2017	19 rue des Violettes, L-8023 Strassen (Luxembourg)
<b>Jacques Veyrat</b> <sup>(10)</sup> 52 ans	Française	18 septembre 2013	2015	14bis, rue de Gutenberg 92100 Boulogne-Billancourt
<b>Xirr Europe</b> <sup>(11)</sup> représentée par <b>Nicolas Gagnez</b> 42 ans	Française	11 juillet 2012	2017	4, rue Leconte de Lisle 75016 Paris
<b>Alain Minc</b> <sup>(12)</sup> 66 ans	Française	13 février 2015	2017	225, rue de l'Université 75007 Paris

\*Comptes de l'exercice sur lequel l'Assemblée Générale est amenée à statuer

(1) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 8 juin 2012

(2) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 26 mai 2015

(3) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 8 juin 2012

(4) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 25 juin 2013

(5) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 26 mai 2015

(6) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 25 juin 2013

(7) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 17 juin 2010 et suivie d'une nouvelle nomination par la même Assemblée

(8) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 9 décembre 2013

(9) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 25 juin 2013

(10) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 9 décembre 2013

(11) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 25 juin 2013

(12) Cooptation ratifiée par l'Assemblée Générale le 26 mai 2015

Au cours de l'année 2015, les évolutions suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration de la Société :

- Le 13 février 2015 : le Conseil a constaté la démission d'Alain Minc de son mandat d'administrateur et nommé à titre provisoire Alain Minc en qualité de Censeur ;

- Le 30 mars 2015 : le Conseil a coopté la société Impala SAS, représenté par Stéphanie Levan, en qualité de nouvel administrateur en remplacement d'Alain Minc. Cette cooptation a été ratifiée par l'Assemblée générale qui s'est tenu le 26 mai 2015 ;
- Le 30 mars 2015 : le Conseil a constaté la démission de Monsieur Jean-Paul Bize de son mandat d'administrateur et coopté la société AMS INDUSTRIES, représenté par Jean-Paul Bize en qualité de nouvel administrateur. Cette cooptation a été ratifiée par l'Assemblée générale qui s'est tenue le 26 mai 2015 ;
- Le 1<sup>er</sup> octobre 2015 : le Conseil a nommé de manière provisoire Monsieur Alain Huberty et la société XIRR EUROPE, représenté par Nicolas Gagnez, en qualité de Censeurs pour une nouvelle période de 3 années ;
- Le 4 septembre 2015, Monsieur Stéphane Courbit a démissionné de ses fonctions de Censeur de la Société.

#### 14.1.2. MANDATS EN COURS ET MANDATS EXERCES AU COURS DES CINQ DERNIERES ANNEES PAR LES ADMINISTRATEURS ET LES CENSEURS EN EXERCICE<sup>11</sup>

##### **Administrateurs**

	<i>Mandats et fonctions en cours</i>	<i>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</i>
<b>Xavier Caïtucoli</b>	Administrateur et Président Directeur Général de Direct Energie Associé-Gérant de SCI Suchet Gestion Membre du Comité exécutif d'Impala SAS	Administrateur d'EBM Trirhena AG

	<i>Mandats et fonctions en cours</i>	<i>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</i>
<b>AMS INDUSTRIES</b> r/ Jean-Paul Bize	Administrateur de Direct Energie Directeur Général Délégué de Banijay Entertainment SAS Président de Helion Directeur Général Délégué de Locaboat Développement Président de Poiray International <b>Liste des mandats et fonctions exercés par Jean-Paul Bize à titre personnel :</b> Représentant permanent de AMS INDUSTRIES, administrateur de Direct Energie Membre du Comité d'Audit de Direct Energie Président du Conseil de surveillance de Greenweez Président d'AMS Industries	

<sup>11</sup> Ne sont pas présentés dans la présente section les éventuels mandats qui seraient détenus par les administrateurs et les censeurs dans les filiales de la Société.

	<i>Mandats et fonctions en cours</i>	<i>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</i>
<b>Peter Brandenburg</b>	Administrateur de Direct Energie Administrateur de EBM, Suisse Président du board de HeiQ Ltd, Suisse Administrateur de Sukano AG, Suisse Administrateur de Sukano Inc, USA	

	<i>Mandats et fonctions en cours</i>	<i>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</i>
<b>Cédric Christmann</b>	Administrateur de Direct Energie Président du Comité d'audit et membre du Comité de Nomination et des Rémunérations de Direct Energie CFO de EBM (Coopérative Elektra Birseck) Membre du CA de WBA Wärmeversorgung Binningen AG Membre du CA de Gasag Président du CA de Kleinkraftwerk Birseck AG Président du CA de EBM Greenpower AG Vice-Président du CA de Leading Swiss Renewables AG Membre du CA de EBM Wärmeholding AG Administrateur de la Fondation Pensionskasse EBM Membre du CA de Wärmeverbund Oberwil-Therwil AG Membre du CA de EBM Réseau de Distribution SAS Président du CA de Ruchfeld AG Membre du CA de Birseck Hydro SAS Membre du Directoire de UNITE SA	

	<i>Mandats et fonctions en cours</i>	<i>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</i>
<b>Jean-Hugues de Lamaze</b>	Administrateur indépendant de Direct Energie Membre du Comité de Nomination et des Rémunérations de Direct Energie Senior Portfolio Manager de Ecofin	Administrateur de Beavan Somua Fund [Fin de mandat en 2012]

	<i>Mandats et fonctions en cours</i>	<i>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</i>
<b>Guillaume Fonquernie</b>	Administrateur de Direct Energie Membre du Comité d'audit et du Comité de Nomination et des Rémunérations de Direct Energie Directeur Financier de Lov Group Invest Gérant de Lov L31 SARL Gérant de Cassiopée SNC Président de Lov&Z Gérant de Editions Mordicus SARL Président de MassiveBrainGames Gérant de Skillstar MCG 5 Gérant de SCI IMMO BDP Gérant de Affables Associé Gérant de SCI Château Gérant Associé de SCI Sainte Foy	

**Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années**

**Mandats et fonctions en cours**

<b>IMPALA SAS</b> r/ Stéphanie Levan	Administrateur de Direct Energie <b>Liste des mandats et fonctions exercés par Stéphanie Levan à titre personnel :</b> Directeur financier d'IMPALA SAS	
---	---	--

**Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années**

**Mandats et fonctions en cours**

<b>Jean-Jacques Laurent</b>	Administrateur indépendant de Direct Energie Co-gérant d'ORNICAR Courtier d'assurances partenaire du Groupe Gras Savoye	
-----------------------------	---	--

**Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années**

**Mandats et fonctions en cours**

<b>Luxempart SA</b> r/ Jacquot Schwertzer	Administrateur indépendant de Direct Energie Administrateur de différentes sociétés et filiales du groupe LUXEMPART S.A. (Luxembourg) Administrateur et Président du Comité d'audit de FOYER S.A. (Luxembourg) Administrateur de FOYER FINANCE S.A. (Luxembourg) Administrateur des entités luxembourgeoises du groupe WENDEL (France) Administrateur-délégué des sociétés du groupe familial SOCIPAR (Luxembourg) Administrateur de ATENOR Group (Belgique) Vorsitzender des Aufsichtsrats der QUIP AG (Allemagne) Vorsitzender des Beirats der TALBOT SERVICES GmbH (Allemagne) <b>Liste des mandats détenus par Jacquot Schwertzer à titre personnel :</b> Néant	
--	---	--

**Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années**

**Mandats et fonctions en cours**

<b>Monique R. Nepveu</b>	Administrateur de Direct Energie Membre du Conseil d'administration et présidente du Comité d'audit de Louis Dreyfus Holding BV Présidente du conseil de surveillance de Guisando B.V. (Hollande)	
--------------------------	---	--

**Censeurs**

**Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années**

**Mandats et fonctions en cours**

<b>Alain Huberty</b>	Censeur de Direct Energie Membre du Comité d'audit de Direct Energie Administrateur de différentes sociétés et filiales du groupe LUXEMPART S.A. (Luxembourg)	
----------------------	---	--

	<i>Mandats et fonctions en cours</i>	<i>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</i>
<b>Jacques Veyrat</b>	Censeur de Direct Energie Membre du Comité d'audit et Président du Comité de Nomination et des Rémunérations de Direct Energie Président de Impala SAS Administrateur de HSBC France Director d'Eiffel Investment Group Sàrl (Luxembourg) Censeur du Groupe Sucres et Dentrées SA Membre du Conseil de surveillance d'Eurazeo SA Membre du Comité de Surveillance de Neoen Administrateur de NEXITY SA Administrateur de FNAC SAS Censeur de Louis Dreyfus Armateurs <b>Liste des mandats détenus par IMPALA SAS dont Jacques Veyrat est le représentant légal :</b> Administrateur de Direct Energie	Administrateur de Direct Energie <i>[fin de mandat en septembre 2013]</i>

	<i>Mandats et fonctions en cours</i>	<i>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</i>
<b>Xirr Europe SARL</b> r/ Nicolas Gagnez	Censeur de Direct Energie Président du Conseil de Surveillance de Cardelum Président du Comité de Surveillance de Trocadero Capital Partners Président de IV2 Technologies <b>Liste des mandats détenus par Nicolas Gagnez à titre personnel :</b> Co-gérant de MCSMBS Gérant de Xirr Europe SARL Gérant de la SCI L'APANCE Administrateur de Sammode	

	<i>Mandats et fonctions en cours</i>	<i>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</i>
<b>Alain Minc</b>	Censeur de Direct Energie Président d'A.M. Conseil Administrateur de Caixa Bank (Espagne) Administrateur de Prisa (Espagne) Président de SANEF	Administrateur de Direct Energie <i>[Fin de mandat en février 2015]</i>

### 14.1.3. BIOGRAPHIES DES ADMINISTRATEURS ET DES CENSEURS EN EXERCICE

#### **Administrateurs**

**Xavier Caïtucoli (44 ans)** a cofondé le Groupe Direct Energie en 2003 préalablement à sa fusion avec la société Poweo le 11 juillet 2012. Il en est, depuis cette date, le Président Directeur Général. Xavier Caïtucoli a exercé différentes fonctions de direction opérationnelle au sein du groupe LVMH. (*Ecole Polytechnique / Ecole Nationale des Ponts & Chaussées*). Il est de nationalité française.

**Jean-Paul Bize (73 ans)** est le représentant permanent de la société AMS INDUSTRIES, administrateur. Jean-Paul Bize a passé une grande partie de sa carrière chez Schlumberger dont il a été nommé Vice-Président en

1998. En 2000, Jean-Paul Bize participe au rachat de la société Actaris dont il devient Président. En 2007, la société Actaris est cédée au groupe Itron. Depuis, Jean-Paul Bize poursuit son activité d'entrepreneur industriel via la société AMS Industries : le groupe se développe principalement dans le secteur du tourisme et du luxe. (*IEP Paris/Centrale Paris*). Il est de nationalité française.

**Peter Brandenburg (68 ans)** est membre du Conseil d'administration d'EBM. Peter Brandenburg a consacré près de 40 ans de sa carrière professionnelle à l'industrie chimique suisse. Il a occupé différentes fonctions opérationnelles et commerciales dans 4 continents différents. De 1982 à 1991, Peter Brandenburg occupait la fonction de président de Sandoz Chemicals au Japon avant de devenir membre du Comité exécutif de Clariant International entre 1995-2009, période pendant laquelle il occupait également des fonctions opérationnelles et commerciales de premier plan. Peter Brandenburg fut également membre du Conseil d'administration de la Swiss Chemicals Federation (SGCI) de 2002 à 2009. (*Business Administration et Sciences Sociales en Suisse et aux USA*). Il est de nationalité suisse.

**Cédric Christmann (48 ans)** est Directeur Financier et Responsable des participations d'EBM depuis 2005. Avant de rejoindre le groupe EBM, Cédric Christmann a travaillé pendant 13 ans pour l'industrie chimique et pharmaceutique dans différents pays, notamment au Japon. Il est de nationalité française.

**Jean-Hugues de Pradel de Lamaze (50 ans)** occupe la fonction de Senior Investment Manager d'Ecofin Ltd. Jean-Hugues de Lamaze cumule plus de 25 ans d'expérience sur les marchés financiers, notamment dans le secteur des utilities et infrastructures. Il a travaillé comme analyste financier et stratégeste en recherche actions (Goldman Sachs International, Credit Suisse First Boston, Enskilda Securities) puis comme investisseur institutionnel (UV Capital). (*Master en Droit des Affaires de l'Université Paris II-Assas et de l'INSEAD (International Executive Programme) et diplômé de la Société Française des Analystes Financiers*). Il est de nationalité française.

**Guillaume Fonquernie (42 ans)** est Directeur Financier de Lov Group Invest. Il débute sa carrière comme auditeur interne chez SANOFI, puis devient CFO de Point Virgule, agence de communication et RP et enfin Associé au sein de CBA Management (Grant Thornton). Il rejoint Lov Group Invest en 2008. (*Master Mathématiques Appliquées (Dauphine) / ESSEC*). Il est de nationalité française.

**Jean-Jacques Laurent (73 ans)** est courtier et associé chez Gras Savoye SA. Il est également l'un des directeurs d'Ornicar SAS. Il est de nationalité française.

**Stéphanie Levan (44 ans)** est la représentante permanente de la société IMPALA SAS, administrateur. Elle commence sa carrière chez Ernst & Young où elle assure des missions d'Audit et de conseil pendant 5 ans auprès de plusieurs sociétés françaises et étrangères cotées. Elle intègre le groupe Plastic Omnium, équipementier automobile et spécialiste de la collecte et gestion des déchets urbains, en tant que responsable de la consolidation groupe puis de l'audit interne. Elle intègre ensuite en septembre 2004 le groupe Louis-Dreyfus en tant que responsable de la consolidation groupe puis, à l'occasion d'une scission, devient Directeur Financier du groupe IMPALA SAS (anciennement Louis-Dreyfus SAS). Son rôle au sein du département consolidation du groupe Louis-Dreyfus puis du groupe IMPALA SAS lui permettent de bénéficier d'une bonne connaissance du Groupe Direct Energie, et ce sur une période de plus de 10 ans. (*EDHEC et Expert-Comptable*). Elle est de nationalité française.

**Monique Roosmale Nepveu (75 ans)** a occupé différentes fonctions non exécutives au sein du groupe Louis Dreyfus. Elle est aujourd'hui membre du conseil d'administration et présidente du comité d'audit de Louis Dreyfus Holding BV. Elle est de nationalité française.

**Jacquot Schwertzer (59 ans)** est le représentant permanent de la société Luxempart, administrateur. Jacquot Schwertzer a débuté sa carrière chez Probutan-Gas. Il fonde Energus, société active dans le négoce et la

distribution de produits pétroliers. Il a occupé des fonctions de CEO d'Energus et Président d'ICP SICAR. Il est aujourd'hui administrateur de Foyer et Quip. (*Master en Economie*). Il est de nationalité luxembourgeoise.

### **Censeurs**

**Nicolas Gagnez (42 ans)** est le représentant permanent de la société Xirr Europe, censeur. Il co-fonde en 1995, la société SNV qui deviendra Mappy et intègre le Comité de Direction de Wanadoo Portails. Il rejoint le Crédit Agricole Private Equity en tant que directeur d'investissements. Il crée la société de conseil Xirr Europe en 2007. (*Ecole Supérieure du Commerce Extérieur -Pôle Universitaire Léonard de Vinci*). Il est de nationalité française.

**Alain Huberty (48 ans)** a débuté sa carrière comme Avocat à la Cour et conseiller juridique de plusieurs grandes entreprises. Il a rejoint ensuite le groupe Luxempart dont il est aujourd'hui le CFO et membre du Comité de Direction. (*Master en droit des affaires d'Aix-en-Provence et de la London School of Economics*). Il est de nationalité luxembourgeoise.

**Alain Minc (66 ans)** est économiste, essayiste et dirigeant d'entreprise. Il a notamment travaillé chez Saint-Gobain puis au sein de la holding financière Cerus de Carlo De Benedetti, en tant que Directeur Général. Il a également été Président du conseil de surveillance de la Société des lecteurs du Monde. Il est aujourd'hui Président d'AM Conseil et de SANEF (*Ecole des Mines / IEP Paris / ENA*). Il est de nationalité française.

**Jacques Veyrat (52 ans)** débute sa carrière en 1989 à la direction du Trésor, avant d'être nommé conseiller technique chargé des finances du ministre de l'Équipement du gouvernement Balladur. Il intègre Louis-Dreyfus Armateurs, dont il devient directeur général en 1997. Il crée LDCOM qui devient Neuf Télécom et en assure la présidence. Il devient président de groupe Louis Dreyfus en 2009. Il est aujourd'hui Président d'Eiffel Investment Group et d'IMPALA SAS. (*Ecole polytechnique / Ecole Nationale des Ponts & Chaussées*). Il est de nationalité française.

---

#### 14.1.4. ADMINISTRATEURS INDEPENDANTS

Le Conseil d'administration réuni le 11 juillet 2012 a qualifié Jean-Jacques Laurent, Jean-Hugues de Lamaze et la société Luxempart, représenté par Jacquot Schwertzer, d'administrateurs, soit 3 administrateurs sur les 10 composant le Conseil d'administration.

Cette proportion est conforme à ce qui est préconisé par le code MiddleNext, adopté par le Conseil d'administration de la Société le 1<sup>er</sup> octobre 2015 (cf. Section 16.4), qui recommande que le Conseil accueille au moins deux membres indépendants.

L'examen annuel de l'indépendance de ces administrateurs a, par la suite, été réalisé par le Conseil d'administration, sur proposition du Comité de nomination et des rémunérations, lors de ses séances du 11 décembre 2013 et 10 décembre 2014.

L'intégralité des critères d'indépendance fixés par le code Middlednext, qui se caractérise par l'absence de relation financière, contractuelle ou familiale significative susceptible d'altérer l'indépendance du jugement, sont respectés, à savoir :

- ne pas être salarié ni mandataire social dirigeant de la société ou d'une société de son groupe et ne pas l'avoir été au cours des trois dernières années ;



- ne pas être client, fournisseur ou banquier significatif de la société ou de son groupe ou pour lequel la société ou son groupe représente une part significative de l'activité ;
- ne pas être actionnaire de référence de la société ;
- ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social ou un actionnaire de référence ;
- ne pas avoir été auditeur de l'entreprise au cours des trois dernières années.

---

#### 14.1.5. REPRESENTATION EQUILIBREE DES FEMMES ET DES HOMMES

A la date du Prospectus, le Conseil d'administration de la Société compte au total 2 femmes sur les 10 administrateurs, soit une proportion de 20% conforme à l'article L. 225-18-1 du Code de commerce relatif à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle.

---

### 14.2. PRESIDENT-DIRECTEUR GENERAL ET DIRECTEURS GENERAUX DELEGUES

---

#### 14.2.1. PRESIDENT-DIRECTEUR GENERAL

Xavier Caïtucoli a été nommé Président Directeur Général le 11 juillet 2012 par le Conseil d'administration, puis renouvelé dans ses fonctions le 11 décembre 2013 pour une nouvelle période de trois années, soit jusqu'à l'issue de l'assemblée appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2015.

---

#### 14.2.2. DIRECTEURS GENERAUX DELEGUES

Le 11 juillet 2012, sur proposition de Xavier Caïtucoli, Fabien Choné et Sébastien Loux ont été nommés par le Conseil d'administration en qualité de Directeurs Généraux Délégués, avec effet au 11 juillet 2012, pour une durée de dix-huit mois.

Leurs mandats ont été renouvelés le 11 décembre 2013 jusqu'à l'issue de l'assemblée appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2015.

**Fabien Choné (44 ans)** a cofondé le Groupe Direct Energie en 2003 préalablement à sa fusion avec Poweo le 11 juillet 2012 et en est le Directeur Général Délégué Stratégie et Energie. Ancien élève de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale des Ponts & Chaussées, Fabien Choné a exercé différentes fonctions durant 7 ans chez EDF au sein de la direction recherche et développements et de la direction de la stratégie. Fabien Choné est également le président de l'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie (A.N.O.D.E). Il est de nationalité française.

**Sébastien Loux (49 ans)** est Directeur Général Délégué Opération de la société Direct Energie depuis 2009, préalablement à sa fusion avec Poweo le 11 juillet 2012. Diplômé de l'ESCT (Mastère d'audit et contrôle de gestion) et titulaire d'un DEA Analyse Economique à l'Université des Sciences sociales de Toulouse, Sébastien Loux a commencé sa carrière comme auditeur au sein du cabinet Deloitte & Touche pendant 3 ans. Il intègre la société Quiksilver Europe en 1994 en qualité de Directeur Financier puis Vice-président en charge des finances et opérations. Il est de nationalité française.

### **Mandats exercés au cours des cinq dernières années par les directeurs généraux délégués**

	<b>Mandats et fonctions en cours</b>	<b>Autres mandats et fonctions exercés au cours des 5 dernières années</b>
<b>Fabien Choné</b>	Directeur Général Délégué en charge de la Stratégie et de l'Energie de Direct Energie Administrateur de l'Union Française de l'Electricité Membre du Conseil supérieur de l'énergie Administrateur de l'université Panthéon-Assas Paris II Président de l'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie Gérant de FABELMON SC	
<b>Sébastien Loux</b>	Directeur Général Délégué en charge des Opérations de Direct Energie	

#### **14.3. RESTRICTIONS CONCERNANT LA CESSIION D' ACTIONS PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX**

Les dirigeants mandataires sociaux qui détiennent des actions à travers le plan d'attribution gratuite d'actions émis par la société le 20 décembre 2012 (voir pour plus de détail la Section 15.1 (*Rémunération des mandataires sociaux*)) sont soumis aux règles d'indisponibilités pendant une période dite « de conservation » d'une durée de deux ans à compter de l'attribution définitive de ces actions (soit à compter du 20 décembre 2014), celles-ci ne pouvant être cédées ni transmises durant cette période.

Par ailleurs, l'article 2.2.3 (*Devoir d'indépendance*) du règlement intérieur du Conseil d'administration qui peut être consulté sur le site Internet du Groupe ([www.direct-energie.com](http://www.direct-energie.com)) interdit aux administrateurs en possession d'une information privilégiée d'effectuer directement ou indirectement toute opération sur les titres de la Société.

La Société a également, au titre de règles internes, défini des fenêtres négatives à l'approche des publications des résultats de la Société. Les administrateurs, les dirigeants mandataires sociaux et les membres du Comité d'entreprise sont ainsi soumis à une obligation d'abstention de transaction sur les titres au cours des trente jours précédents la publication des comptes semestriels et des comptes annuels ; toute transaction sur les titres de la Société ne pouvant intervenir que le lendemain de la publication des informations concernées.

Il est précisé que des périodes d'abstention sont également applicables à l'ensemble des collaborateurs du Groupe susceptibles de détenir une information privilégiée, conformément au guide publié par l'Autorité des Marchés Financier relatif à la prévention des manquements d'initiés imputables aux dirigeants des sociétés cotées<sup>12</sup>.

Durant les périodes précédant l'ouverture de ces fenêtres négatives, et en particulier lorsque le Conseil d'administration prend connaissance de l'atterrissage de l'année N et autorise le budget de la Société pour l'année N+1, la Société recommande aux administrateurs, dirigeants mandataires sociaux et membres du Comité d'entreprise de faire preuve d'une vigilance accrue.

<sup>12</sup> Recommandation AMF n°2010-07

Par ailleurs, les actionnaires IMPALA SAS, LOV GROUP INVEST, EBM TRIRHENA AG et AMS INDUSTRIES, ont pris certains engagements, dans le cadre de leur action de concert, concernant leur participation en capital ou en droits de vote dans la Société qui sont détaillés à la Section 18.3.1 (*Information sur les pactes d'actionnaires*).

A la connaissance de la Société, aucun mandataire social n'a accepté d'autre restriction à sa liberté de disposer sans délai de sa participation dans le capital de la Société.

#### **14.4. DECLARATIONS RELATIVES AUX MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DE LA DIRECTION GENERALE**

##### **14.4.1. ABSENCE DE CONDAMNATIONS ET FAILLITES**

A la connaissance de la Société, à la date du Prospectus, au cours des cinq dernières années :

- Aucun membre du conseil d'administration ou de la direction générale n'a fait l'objet d'une condamnation pour fraude ;
- Aucun membre du conseil d'administration ou de la direction générale n'a été associé à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation ;
- Il n'existe pas d'incrimination ou de sanction publique officielle qui ait été prononcée par des autorités étatiques ou réglementaires à l'encontre d'un membre du conseil d'administration ou de la direction générale ;
- Aucun membre du conseil d'administration ou de la direction générale n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

##### **14.4.2. ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX**

À la connaissance de la Société, à la date du Prospectus, il n'existe aucun lien familial entre les mandataires sociaux de la Société ou entre les mandataires sociaux et les membres du Comité exécutif.

##### **14.4.3. ABSENCE DE CONFLITS D'INTERETS**

Aux termes de l'article 2.2.3 (*Devoir d'indépendance*) du règlement Intérieur du Conseil d'administration, les administrateurs doivent, durant leur mandat, assurer leur indépendance de tout autre intérêt que celui de la Société. Les administrateurs doivent en conséquence informer le Conseil de toute situation de conflit d'intérêts, même potentiel, et doit s'abstenir de participer au vote de la délibération correspondante. En cas de conflit permanent, l'administrateur doit présenter sa démission.

En outre, chaque administrateur s'engage à vérifier que les décisions de la Société ne favorisent pas une catégorie d'actionnaires au détriment d'une autre.

En complément, l'article 2.2.4 (*Devoir de connaissance*) du règlement intérieur du Conseil d'administration impose à chaque administrateur d'informer régulièrement la Société de tout changement dans sa situation personnelle, et notamment de tout changement ou apparition de l'un des événements suivants le concernant :

- (i) toute rémunération et avantage de toutes natures, y compris sous forme de titres, versés ou restant à verser au titre de l'exercice par une société contrôlant la Société, le cas échéant, en distinguant les

éléments fixes, variables et exceptionnels les composant ainsi que les critères en application desquels ils ont été calculés ou les circonstances en vertu desquelles ils ont été établis ;

- (ii) tout mandat et fonction exercés dans toute société (en France et à l'étranger) durant l'exercice écoulé ;
- (iii) existence et nature de liens familiaux entre administrateur, directeur général, et/ou directeur général délégué ;
- (iv) Au titre des cinq dernières années :
  - a. tout mandat exercé en dehors du Groupe ;
  - b. toute condamnation pour fraude ;
  - c. toute incrimination et/ou sanction officielle et notamment tout empêchement d'agir en qualité de membre d'un organe de direction ou de surveillance d'un émetteur ;
  - d. tout renseignement sur toute faillite, mise sous séquestre ou liquidation à laquelle l'Administrateur a été associé ;
  - e. tout renseignement sur toute accusation ou condamnation pénale infligées par un organe légal ou réglementaire ;
  - f. toute interdiction judiciaire d'exercer les fonctions de membre d'un conseil d'administration, directoire, conseil de surveillance et/ou d'être impliqué dans la direction ou la conduite des affaires d'un émetteur.
- (v) toute opération d'acquisition, cession, souscription et/ou échange portant sur des instruments financiers émis par la Société ou sur des instruments financiers liés, qu'elle soit réalisée directement ou par personne interposée.

A la connaissance de la Société, à la date du Prospectus, il n'existe aucun conflit d'intérêt actuel ou potentiel entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction générale à l'égard de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

A la connaissance de la Société, à la date du Prospectus, il n'existe ni arrangement ni accord avec un des principaux actionnaires, un client, un fournisseur, ou avec tout autre tiers en exécution duquel un membre quelconque du Conseil d'administration ou un dirigeant mandataire social aurait été nommé respectivement au Conseil d'administration ou à la direction générale.

#### 14.5. COMITE EXECUTIF

Le Comité exécutif examine les questions et décisions relatives principalement à la stratégie, au développement et à l'organisation du Groupe.

##### 14.5.1. COMPOSITION DU COMITE EXECUTIF

A la date du Prospectus, le Comité exécutif est composé, outre le Président Directeur Général de dix directeurs exécutifs, dont deux Directeurs Généraux Délégués (Sébastien Loux et Fabien Choné).

Xavier Caïtucoli	Président Directeur Général
Sébastien Loux	Directeur Général Délégué Opérations
Fabien Choné	Directeur Général Délégué Stratégie et Energie
Armelle Balanceu	Directrice des Opérations Client
Frédéric Contie	Directeur Général de Direct Energie Belgium
Laurent Delétain	Directeur des Systèmes d'Information
Martial Houlle	Directeur des Affaires Juridiques, Institutionnelles et Réglementaires
Julien Maumont	Directeur Développements
Louis-Mathieu Perrin	Directeur Administratif et Financier
Marcos Perez-Diaz	Directeur Général Adjoint en charge de la Production
Romain Verdier	Directeur Energie

Les biographies de Xavier Caïtucoli, Sébastien Loux et Fabien Choné sont présentées aux Sections 14.1.3 (*Biographies des administrateurs et censeurs en exercice*) et 14.2.2 (*Dirigeants généraux délégués*).

**Armelle Balanceu** (53 ans) est diplômée de Télécom ParisTech et titulaire d'un MBA de l'INSEAD, Armelle Balanceu a commencé sa carrière à New York à la SITA, avant de rejoindre France Telecom, puis Bouygues, et à partir de 1999 Neuf Telecom, devenu Neuf Cegetel, où elle a occupé successivement la Direction marketing grand public, puis la Direction relation client, et la Direction stratégie. Elle a rejoint Direct Energie en 2007. Elle est de nationalité française.

**Frédéric Contie** (40 ans) est diplômé de l'Ecole Centrale de Lille et titulaire d'une Maîtrise ès Sciences Economiques de l'Université de Paris la Sorbonne, Frédéric Contie a travaillé pour Gaz de France en Argentine et dans les équipes en charge de l'approvisionnement en énergie de Dalkia en France. Il a rejoint le Groupe en 2006 pour participer au développement de Poweo sur les marchés de l'énergie et devient Directeur Négocier et Optimisation d'Actifs en 2011. Après avoir pris la responsabilité de la Direction Stratégie et Développement en 2012, Frédéric Contie est depuis Juillet 2014 en charge du développement des activités de Direct Energie en Belgique. Il est de nationalité française.

**Laurent Delétain** (49 ans) est diplômé de l'INSA Strasbourg (Ex ENSAIS). Laurent Delétain a commencé sa carrière en 1989 dans les domaines de l'informatique Industrielle Embarquée civile et militaire, il a ensuite rejoint l'opérateur télécom Completel à la création de la société, où il a occupé différents postes de management à la DSI France et Europe avant de prendre la direction du département en 2008. Il a participé à la création du système d'information initial de Completel et a dirigé plusieurs projets d'intégration des

systèmes à l'occasion de différentes fusions et acquisitions. Il a rejoint Direct Energie en Juin 2012. Il est de nationalité française.

**Martial Houlle** (45 ans) est diplômé des Universités d'Angers, de Paris I et Paris II (DEA de Droit comparé), et titulaire d'un Graduate Diploma in Law de l'université de Greenwich, Martial Houlle a successivement été responsable juridique d'Expertel Services &FM, intégrateur de solutions globales de télécommunications pour les entreprises, et de la Division Opérateurs de France Télécom (négociations de contrats complexes dans un contexte de dérégulation de marché). Il a rejoint Direct Energie en mars 2008. Il est de nationalité française.

**Julien Maumont** (41 ans) est diplômé d'HEC. Julien Maumont a commencé sa carrière chez Total où il a notamment développé les activités de trading d'électricité en Europe Continentale, avant de rejoindre la direction financière. Puis, en tant que responsable de projet senior à la banque Dexia, il a participé à la mise en place du financement de projets de centrales thermiques, parcs éoliens, centrales solaires et projets GNL (Gaz Naturel Liquéfié) en Europe et Moyen Orient, avant d'intégrer Direct Energie en décembre 2007 dont il devient le Directeur Administratif et financier en 2009 et ce jusqu'en juin 2014. Julien Maumont occupe actuellement les fonctions de Directeur Développements. Il est de nationalité française.

**Louis-Mathieu Perrin** (39 ans) est diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris. Il commence sa carrière chez Arthur Andersen, puis rejoint Pictet Asset Management, une banque privée où il occupe successivement le poste d'analyste puis co-gérant de fonds sectoriels dédiés au secteur de l'eau et des services aux collectivités. Il intègre ensuite EY (Ernst & Young) où il a assuré des missions d'Audit et de conseil financier pendant 5 ans auprès de plusieurs sociétés françaises et étrangères intervenant sur les marchés du gaz et de l'électricité, dont Poweo puis Direct Energie, ce qui en fait un expert du secteur de l'énergie et un bon connaisseur du Groupe. Il a rejoint la Société en juin 2014 comme Directeur Administratif et Financier. Il est de nationalité française.

**Marcos Perez-Diaz** (43 ans) est diplômé de l'Ecole Centrale de Paris et de l'Ecole Supérieure d'Ingénieurs Industriels de Barcelone, il a débuté sa carrière chez LJC en 1995. Il rejoint ensuite Jacobs France où il est passé du poste d'Ingénieur Equipements, à celui de Responsable Commissioning, à celui de Responsable de Projet puis Chef du Département « Equipements et Installation ». Il a ensuite occupé le poste de Directeur Commercial Adjoint chez Egis Projects, la filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations en charge de développement de projets d'infrastructure. Par ailleurs, Marcos Perez-Diaz est enseignant à l'Ecole Centrale de Paris en option Energétique Industrielle. Il est de nationalité espagnole.

**Romain Verdier** (37 ans) est diplômé de Supélec et de l'université Paris Dauphine (Master 104). Il a commencé sa carrière chez Arthur Andersen. Il a ensuite rejoint EDF en 2004 à la Direction Optimisation Amont Aval et Trading, puis à la Direction Financière. Il a rejoint Direct Energie en février 2008. Il est de nationalité française.

## 15. REMUNERATIONS ET AVANTAGES

### 15.1. REMUNERATIONS DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les informations ci-dessous présentent les éléments de rémunération et avantages octroyés au président directeur général et aux directeurs généraux délégués de la Société ainsi qu'aux mandataires sociaux non dirigeants (c'est-à-dire aux membres du conseil d'administration en dehors du président) en fonction à la date de l'admission des actions de la Société sur le marché réglementé d'Euronext à Paris (au titre des fonctions qu'ils ont exercé dans le Groupe au cours des exercices clos les 31 décembre 2013 et 31 décembre 2014).

**Tableau n°1 : tableau de synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées à chaque dirigeant mandataire social**

<b>Tableau de synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées à chaque dirigeant mandataire social</b>		
<b>Nom et fonction du dirigeant mandataire social</b>	<b>Exercice 2013</b>	<b>Exercice 2014</b>
<b>Xavier Caïtucoli - Président Directeur Général</b>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	376 205,00 €	376 205,00 €
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	Néant	Néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (détaillées au tableau 4)	Néant	168 300,00 €
Valorisation des actions attribuées gratuitement	Néant	Néant
<b>TOTAL</b>	<b>376 205,00 €</b>	<b>544 505,00 €</b>
<b>Fabien Choné - Directeur Général Délégué</b>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	323 897,00 €	323 815,00 €
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	Néant	Néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (détaillées au tableau 4)	Néant	168 300,00 €
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (détaillées au tableau 4)	Néant	Néant
<b>TOTAL</b>	<b>323 897,00 €</b>	<b>492 115,00 €</b>
<b>Sébastien Loux - Directeur Général Délégué</b>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau 2)	373 563,00 €	373 715,00 €
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	Néant	Néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (détaillées au tableau 4)	Néant	168 300,00 €
Valorisation des actions attribuées gratuitement	Néant	Néant
<b>TOTAL</b>	<b>373 563,00 €</b>	<b>542 015,00 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1 073 665,00 €</b>	<b>1 578 635,00 €</b>

Tableau n°2 : tableau récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

Tableau récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social				
Nom et fonction du dirigeant mandataire social	Exercice 2013		Exercice 2014	
	Montans dus	Montans versés	Montans dus	Montans versés
<b>Xavier Caïtucoli - Président Directeur Général</b>				
Rémunération fixe	250 000,00 €	250 000,00 €	250 000,00 €	250 000,00 €
Rémunération variable annuelle (1)	120 000,00 €	120 000,00 €	120 000,00 €	120 000,00 €
Rémunération variable pluriannuelle	Néant		Néant	
Rémunération exceptionnelle	Néant		Néant	
Jetons de présence	- €		- €	
Avantages en nature (2)		6 205,00 €		6 205,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>370 000,00 €</b>	<b>376 205,00 €</b>	<b>370 000,00 €</b>	<b>376 205,00 €</b>
<b>Fabien Choné - Directeur Général Délégué</b>				
Rémunération fixe	200 000,00 €	200 000,00 €	200 000,00 €	200 000,00 €
Rémunération variable annuelle (1)	120 000,00 €	120 000,00 €	120 000,00 €	120 000,00 €
Rémunération variable pluriannuelle	Néant		Néant	
Rémunération exceptionnelle	Néant		Néant	
Jetons de présence	Néant		Néant	
Avantages en nature (2)		3 897,00 €		3 815,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>320 000,00 €</b>	<b>323 897,00 €</b>	<b>320 000,00 €</b>	<b>323 815,00 €</b>
<b>Sébastien Loux - Directeur Général Délégué</b>				
Rémunération fixe	250 000,00 €	250 000,00 €	250 000,00 €	250 000,00 €
Rémunération variable annuelle (1)	120 000,00 €	120 000,00 €	120 000,00 €	120 000,00 €
Rémunération variable pluriannuelle	Néant		Néant	
Rémunération exceptionnelle	Néant		Néant	
Jetons de présence	Néant		Néant	
Avantages en nature (2)		3 563,00 €		3 715,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>370 000,00 €</b>	<b>373 563,00 €</b>	<b>370 000,00 €</b>	<b>373 715,00 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1 060 000,00 €</b>	<b>1 073 665,00 €</b>	<b>1 060 000,00 €</b>	<b>1 073 735,00 €</b>
<p>(1) La rémunération variable se compose d'un montant fixé chaque année par le Conseil d'administration, dont le pourcentage alloué a pu dépasser les 100% au regard des objectifs atteints, des résultats positifs obtenus et des perspectives de rentabilité pour les années futures. La Société a engagé un chantier de formalisation des critères de performance.</p>				
<p>(2) Les avantages en nature comprennent: voiture de fonction</p>				
<p>Nota: le Président Directeur Général bénéficie également d'une Garantie sociale des chefs et dirigeants d'entreprise ayant donné lieu au versement, par la Société, des cotisations suivantes: 5.872,37€ en 2013 et 8.759,46€ en 2014.</p>				



**Tableau n°3 : tableau sur les jetons de présence et les autres rémunérations perçues par les mandataires sociaux non-dirigeants**

Tableau sur les jetons de présence et les autres rémunérations perçues par les mandataires sociaux non dirigeants		
Mandataires sociaux non dirigeants	Montants versés au cours de l'exercice 2013	Montants versés au cours de l'exercice 2014
<b>Impala, représenté par Stéphanie Levan</b>		
Jetons de présence	Néant	Néant
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>AMS Industries, représenté par Jean-Paul Bize</b>		
Jetons de présence	Néant	Néant
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Luxempart, représenté par Jacquot Schwertzer</b>		
Jetons de présence	7 700,00 €	8 500,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Cédric Christmann</b>		
Jetons de présence	13 040,00 €	15 300,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Peter Brandenberg</b>		
Jetons de présence	7 700,00 €	8 500,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Guillaume Fonquernie</b>		
Jetons de présence	9 050,00 €	10 500,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Monique Nepveu</b>		
Jetons de présence	5 900,00 €	8 500,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Jean-Hugues de Lamaze</b>		
Jetons de présence	8 600,00 €	9 500,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Jean-Jacques Laurent</b>		
Jetons de présence	7 700,00 €	8 500,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Stéphane Courbit</b> (administrateur jq 03/04/2013 puis censeur entre le 03/04/2013 et le 04/09/2015)		
Jetons de présence	7 700,00 €	6 000,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Jacques Veyrat</b> (administrateur jq 18/09/2013 puis censeur à compter de cette date)		
Jetons de présence	11 860,00 €	11 200,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Carine Salvy</b> (démission de son mandat d'administrateur à compter du 31/03/2014)		
Jetons de présence	8 600,00 €	2 500,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Alain Minc</b> (administrateur jq 13/02/2015 puis censeur à compter de cette date)		
Jetons de présence	7 700,00 €	8 500,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Jean-Paul Bize</b> (démission de son mandat d'administrateur à compter du 30/09/2015)		
Jetons de présence	8 600,00 €	9 500,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Alain Huberty, censeur</b>		
Jetons de présence	8 150,00 €	7 000,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>Xirr Europe, représenté par Nicolas Gagnez, censeur</b>		
Jetons de présence	7 700,00 €	6 000,00 €
Autres rémunérations	Néant	Néant
<b>TOTAL</b>	<b>120 000,00 €</b>	<b>120 000,00 €</b>

Sur proposition du comité des rémunérations, le montant total de jetons de présence fixé (et versé) en 2013 puis 2014 était de 120 000€ par an.

**Tableau n°4 : options de souscription ou d'achat d'actions attribuées durant l'exercice à chaque dirigeant mandataire social par la Société et par toute société du Groupe**

Options de souscription ou d'achat d'actions attribuées durant l'exercice 2014 à chaque dirigeant mandataire social par la Société et par toute société du Groupe						
Nom du dirigeant mandataire social	N° et date du plan	Nature des options (achat ou souscription)	Valorisation des options selon la méthode retenue pour les comptes consolidés	Nombre d'options attribuées durant l'exercice	Prix d'exercice	Période d'exercice
Xavier Caïtucoli	DE OSA 4 (10/12/2014)	options de souscription	168 300,00 €	90 000	12 €	10/12/2018 - 10/12/2021
Fabien Choné	DE OSA 4 (10/12/2014)	options de souscription	168 300,00 €	90 000	12 €	10/12/2018 - 10/12/2021
Sébastien Loux	DE OSA 4 (10/12/2014)	options de souscription	168 300,00 €	90 000	12 €	10/12/2018 - 10/12/2021
<b>TOTAL</b>			<b>504 900,00 €</b>	<b>270 000</b>		

**Tableau n°5 : options de souscription ou d'achat d'actions levées durant l'exercice par chaque dirigeant mandataire social**

Le tableau n°5 n'est pas applicable, aucune option de souscription ou d'achat d'actions n'ayant été levée durant l'exercice 2014 par les dirigeants mandataires sociaux.

**Tableau n°6 : action attribuées gratuitement à chaque mandataire social**

Le tableau n°6 n'est pas applicable, aucune action gratuite n'ayant été attribuée à un mandataire social durant l'exercice 2014.

**Tableau n°7 : actions attribuées gratuitement devenues disponibles pour chaque mandataire social en 2014**

Le tableau n°7 n'est pas applicable.

**Tableau n°8 : historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions**

Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions (encore en vigueur)						
Informations sur les options de souscription ou d'achat						
Date d'assemblée	06/04/2012	20/12/2012	20/12/2012	20/12/2012	20/12/2012	26/05/2015
	Plan OSA 5 (*) du					
Date d'attribution	06/04/2012 (émis par Direct Energie avant la fusion)	Plan PDE OSA 1 du 20/12/2012	Plan DE OSA 2 du 16/07/2014	Plan DE OSA 3 du 15/12/2014	Plan DE OSA 4 du 10/12/2014	Plan DE OSA 5 du 02/06/2015
Nombre total d'actions pouvant être souscrites, dont le nombre pouvant être souscrit ou acheté par	904 329	511 000	425 000	10 000	270 000	420 000
<i>Les mandataires sociaux</i>						
<i>Xavier Caïtucoli</i>	187 076	0	0	0	90 000	140 000
<i>Fabien Choné</i>	140 307	0	0	0	90 000	140 000
<i>Sébastien Loux</i>	187 076	0	0	0	90 000	140 000
Point de départ d'exercice des options	06/04/2016	20/12/2016	16/07/2018	15/12/2018	10/12/2018	02/06/2019
Date d'expiration	06/04/2019	20/12/2019	16/07/2021	15/12/2021	10/12/2021	02/06/2022
Prix de souscription	7,48 €	4,77 €	9,00 €	9,00 €	12 €	13,40 €
Modalités d'exercice (lorsque le plan comporte plusieurs tranches)	Néant	Néant	Néant	Néant	Néant	Néant
Nombre d'actions souscrites à la date du présent Prospectus	0	0	0	0	0	0
Nombre cumulé d'options de souscription d'actions annulées ou caduques	386 689(*)	25 500	22 500	0	0	0
Options de souscription restantes	517 640	483 100	397 500	10 000	270 000	420 000

(\*) A l'exception des trois dirigeants et des personnes ayant quitté l'entreprise, l'intégralité des bénéficiaires du plan OSA 5 y ont renoncé afin de bénéficier du plan PDE OSA1 mis en place après la fusion de Direct Energie et Poweo

<b>Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions par Poweo avant la fusion Poweo-Direct Energie (encore en vigueur)</b>			
<b>Informations sur les options de souscription ou d'achat</b>			
Date d'assemblée	24/05/2007	25/06/2008	09/06/2009
Date d'attribution	14/09/2007	18/07/2008	05/11/2009
Nombre total d'actions pouvant être souscrites, dont le nombre pouvant être souscrit ou acheté par	88 850	175 000	153 197
<i>Les mandataires sociaux</i>			
<i>Xavier Caïtuoli</i>	0	0	0
<i>Fabien Choné</i>	0	0	0
<i>Sébastien Loux</i>	0	0	0
Point de départ d'exercice des options	15/09/2011	19/07/2012	06/11/2013
Date d'expiration	19/07/2017	17/07/2018	05/11/2016
Prix de souscription	37,87 €	26,76 €	23,00 €
Modalités d'exercice (lorsque le plan comporte plusieurs tranches)	Néant	Néant	Néant
Nombre d'actions souscrites à la date du présent Prospectus	0	0	0
Nombre cumulé d'options de souscription d'actions annulées ou caduques	29 650	49 000	94 697
Options de souscription restantes	59 200	126 000	58 500

**Tableau n°9 : options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix premiers salariés non mandataires sociaux attributaires et options levées par ces derniers**

<b>Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix premiers salariés non mandataires sociaux attributaires et options levées par ces derniers</b>	<b>Nombre total d'options attribuées/d'actions souscrites ou achetées</b>	<b>Prix moyen pondéré</b>	<b>Plan</b>
Options consenties durant l'exercice 2014, aux dix salariés dont le nombre d'options ainsi consenties est le plus élevé	140 000	9,00 €	OSA 2
Options détenues, levées, durant l'exercice 2014, par les dix salariés dont le nombre d'options ainsi achetées ou souscrites est le plus élevé	0	0	

A l'exception des options de souscription décrites dans le tableau ci-dessus, aucune action gratuite ou autre instrument financier donnant accès au capital de la Société ou d'une Filiale n'a été attribué ou consenti aux dix premiers salariés non mandataires sociaux au cours de l'exercice 2014 et aucun de ces instruments n'est devenu disponible ou a été exercé au cours de l'exercice 2014.

**Tableau n°10 : historique des attributions gratuites d'actions**

<b>Historique des attributions gratuites d'actions (encore en cours)</b>	
<b>Informations sur les actions attribuées gratuitement</b>	
Date d'assemblée	20/12/2012
Date d'attribution (date du conseil d'administration)	Plan AGA - 3 (20/12/2012)
Nombre total d'actions attribuées gratuitement, dont le nombre attribué à	711 000
<i>Les mandataires sociaux</i>	
<i>Xavier Caïtuoli</i>	280 500
<i>Fabien Choné</i>	280 500
<i>Sébastien Loux</i>	50 000
Date d'acquisition des actions	20/12/2014
Date de fin de période de conservation	20/12/2016
Nombre d'actions souscrites au à la date du Document de Base	711 000
Nombre cumulé d'actions annulées ou caduques	0
Actions attribuées gratuitement restantes en fin d'exercice	711 000

**Tableau n°11 : conditions de rémunération et autres avantages consentis aux mandataires sociaux dirigeants**

Dirigeants mandataires sociaux	Contrat de travail		Régime de retraite supplémentaire		Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions		Indemnités relatives à une clause de non-concurrence	
	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non
Xavier Caïtucoli Président Directeur Général Première nomination (de la Société post fusion) le 11 juillet 2012 Expiration du mandat: AG appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2015		X		x		x		x
Fabien Choné Directeur Général Délégué Première nomination (de la Société post fusion) le 11 juillet 2012 Expiration du mandat: AG appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2015	X			x		x	x (1)	
Sébastien Loux Directeur Général Délégué Première nomination (de la Société post fusion) le 11 juillet 2012 Expiration du mandat: AG appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2015 Mandat à durée indéterminée	X			x		x	x (2)	
<p><i>Nota: tous les collaborateurs, y compris les dirigeants, ont accès aux mêmes avantages en terme de retraite</i></p> <p><i>(1) Versement pendant une durée de 12 mois à l'issue de la rupture du contrat de travail: 80% de la dernière rémunération mensuelle fixe si le salarié se trouve sans emploi.</i></p> <p><i>(2) Versement pendant une durée de 12 mois à l'issue de la rupture du contrat de travail: 70% de la dernière rémunération mensuelle fixe si le salarié se trouve sans emploi ou 30% de la rémunération mensuelle fixe si le salarié a retrouvé un emploi.</i></p>								

15.2. SOMMES PROVISIONNEES PAR LA SOCIETE AUX FINS DE VERSEMENT DE PENSIONS, RETRAITES ET AUTRES AVANTAGES AU PROFIT DES MANDATAIRES SOCIAUX

Au 31 décembre 2014, le montant global des provisions relatives aux engagements de retraite des dirigeants mandataires sociaux s'élevait à 135 380,06€.

Au 30 juin 2015, le montant global des provisions relatives aux engagements de retraite des dirigeants mandataires sociaux s'élevait à 164 milliers d'euros.



## 16. FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

### 16.1. FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

#### **Informations relatives aux membres du Conseil d'administration**

La composition et les informations relatives aux membres du Conseil d'administration font l'objet des développements présentés au Chapitre 14 (*Organes d'administration et de direction*) et 21.2 (*Actes constitutifs et statuts*) du présent Prospectus.

Au cours de l'exercice 2014, le Conseil s'est réuni cinq fois, soit un nombre supérieur au minimum de quatre réunions annuelles recommandées par le code MiddleNext et le taux de participation des administrateurs aux séances du Conseil a été de 94%.

#### **Règlement intérieur**

Le Conseil d'administration a adopté en 2009 un règlement intérieur qui fixe les principes directeurs et les modalités de son fonctionnement ainsi que celui de ses comités. Ce règlement a été intégralement refondu en 2012 à la suite de la fusion entre Poweo et Direct Energie.

Compte tenu des récentes évolutions de la gouvernance de la Société, le Conseil d'administration a mis à jour son règlement intérieur le 1<sup>er</sup> octobre 2015 afin, notamment, de prendre en compte les recommandations du code MiddleNext auquel la Société se réfère (voir sur ce point la Section 16.4 *Gouvernement d'entreprise*).

Le règlement intérieur du Conseil d'administration peut être consulté sur le site Internet du Groupe ([www.direct-energie.com](http://www.direct-energie.com)).

Celui-ci précise les compétences générales et particulières du Conseil d'administration. Il fixe par ailleurs les règles de composition, les attributions et les modalités de fonctionnement respectives des comités de Conseil.

Le règlement intérieur précise également les règles relatives à l'information des administrateurs et aux réunions du Conseil.

Le règlement intérieur comprend les droits et les devoirs de chaque administrateur, et prévoit notamment les règles afférentes à l'exercice du mandat d'administrateur. En particulier, chaque administrateur doit accomplir sa mission dans le respect des règles relatives à l'indépendance, l'éthique et l'intégrité et agir dans l'intérêt social de la Société. Chaque administrateur doit également posséder un certain nombre de compétences, être pleinement impliqué dans ses fonctions, doit se considérer astreint à un véritable secret professionnel et respecter les règles de bonne conduite de la Société en matière d'initié.

### 16.2. INFORMATION SUR LES CONTRATS LIANT LES DIRIGEANTS ET LA SOCIETE

Les informations relatives aux contrats de service conclus entre la Société ou ses filiales et l'un de ses membres du conseil d'administration sont présentées au Chapitre 19 (*Opérations avec des apparentés*) à l'exception du

contrat conclu avec la société AMS Industries au titre duquel elle apporte un soutien administratif et stratégique au développement de la Société sur une base forfaitaire. Cette convention a donné lieu au paiement par la Société d'un montant de 59.966,56 € hors taxe au titre de l'exercice 2014 et un même montant devrait être facturé en 2015.

Les Directeurs Généraux Délégués Fabien Choné et Sébastien Loux bénéficient d'un contrat de travail dont les caractéristiques sont précisées au tableau n°11 (*Conditions de rémunération et autres avantages consentis aux mandataires sociaux dirigeants*) de la Section 15.1 (*Rémunérations des mandataires sociaux*) du Prospectus.

### 16.3. COMITES SPECIALISES

Le Conseil d'administration s'appuie sur les travaux de deux comités spécialisés. Leur mission est d'éclairer les réflexions du Conseil d'administration et d'aider à la prise de décision. Les comités spécialisés dans leur domaine de compétence émettent des propositions, recommandations et avis sur les sujets pour lesquels ils sont saisis. Ces comités se réunissent autant de fois que nécessaire.

Le règlement intérieur s'attache à ce que les membres des comités bénéficient de toutes les informations qu'ils estiment pertinentes afin d'exercer leur rôle, fonctions et responsabilités. Ils peuvent ainsi communiquer avec les employés et la direction de la Société et entreprendre des examens et des enquêtes.

Leurs attributions et leurs modalités de fonctionnement sont déterminées par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

A la date d'établissement du présent Prospectus, la composition des comités du Conseil d'administration est la suivante :

	Date de création	Président	Membres
<b>Comité d'audit</b>	2004	Cédric Christmann	Guillaume Fonquernie Jacques Veyrat Alain Huberty Jean-Paul Bize
<b>Comité de Nomination et des Rémunérations</b>	2004	Jacques Veyrat	Guillaume Fonquernie Cédric Christmann Jean-Hugues de Lamaze (1)

(1) Administrateur indépendant

#### 16.3.1. COMITE D'AUDIT

Les membres du comité d'audit sont désignés par le Conseil d'administration parmi ses membres. La désignation des membres du comité d'audit ne doit pas impliquer de participations croisées. Des censeurs peuvent également siéger au sein du comité d'audit.

Le président du comité est choisi parmi ses membres. Il est nommé pour une année et est rééligible.

A la date du Prospectus, le comité d'audit est composé de la manière suivante :

Membres du Comité d'audit	Qualité au sein du Conseil d'administration	Date de désignation
Jean-Paul Bize	Représentant permanent d'une personne morale administrateur	3 avril 2012
Cédric Christmann, président	Administrateur	4 octobre 2011
Guillaume Fonquernie	Administrateur	11 décembre 2013
Alain Huberty	Censeur	4 octobre 2011
Jacques Veyrat	Censeur	11 juillet 2012

Cédric Christmann est président du comité d'audit depuis le 4 octobre 2011.

Tous les membres du comité d'audit disposent de compétences financières ou comptables. La biographie de chacun des membres composant le comité d'audit est présentée dans la Section 14.1.1 (*Composition du Conseil d'administration*).

Le comité a pour mission d'assurer le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations comptables et financières, conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce relatif à la mise en place d'un comité spécialisé.

Dans ce cadre, le comité est notamment chargé d'assurer le suivi des processus d'élaboration de l'information financière, de l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques financiers. Il examine par ailleurs les comptes et les rapports de gestion et veille à la fiabilité et à la clarté de l'information communiquée aux actionnaires. Il s'assure enfin de l'indépendance des commissaires aux comptes.

Les caractéristiques et les missions du comité sont par ailleurs conformes aux préconisations du Groupe de travail constitué par l'Autorité des Marchés Financier, formulées dans son rapport final sur le Comité d'audit de juillet 2010. Celles-ci sont détaillées à l'article 3.2.1 *Comité d'audit* du règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les membres du comité d'audit se réunissent autant de fois qu'ils le souhaitent et au moins deux fois par an. Au cours de l'exercice 2014, le comité d'audit s'est réuni à 2 reprises, avec un taux de présence de 100%.

---

### **16.3.2. COMITE DE NOMINATION ET DES REMUNERATIONS**

Les membres du comité de nomination et des rémunérations sont nommés par le Conseil d'administration parmi ses membres. Le comité ne doit par ailleurs comporter aucun dirigeant de la Société. Des censeurs peuvent également siéger en son sein.

Le président du comité est choisi parmi ses membres. Il est nommé pour une année et est rééligible.

A la date du Prospectus, le comité de nomination et des rémunérations est composé de la manière suivante :

Membres du Comité de nomination et des rémunérations	Qualité au sein du Conseil d'administration	Date de désignation
Cédric Christmann	Administrateur	11 juillet 2012
Guillaume Fonquernie	Administrateur	11 décembre 2013
Jean-Hugues de Lamaze	Administrateur indépendant	11 juillet 2012
Jacques Veyrat, président	Censeur	11 juillet 2012

Jacques Veyrat est président du comité de nomination et des rémunérations depuis le 11 juillet 2012.

La biographie de chacun des membres composant le comité de nomination et des rémunérations est présentée dans la Section 14.1.1 (*Composition du Conseil d'administration*).

Le comité de nomination et des rémunérations est notamment chargé de faire des propositions au Conseil d'administration s'agissant de la nomination des dirigeants mandataires sociaux et de la composition du Conseil et formule des recommandations sur la qualité d'indépendant de ces membres. Il est en outre chargé d'examiner annuellement la rémunération du président et des dirigeants mandataires sociaux ainsi que les jetons de présence attribués aux membres du Conseil. Il formule par ailleurs des recommandations sur l'octroi de stock-options et autres programme d'intéressement.

L'article 3.2.2 (*Comité de Nomination et Rémunérations (CNR)*) du règlement intérieur du Conseil d'administration détaille les missions du comité.

Les membres du comité se réunissent autant de fois qu'ils le souhaitent et au moins une fois par an. Au cours de l'année 2014, le comité s'est réuni à 2 reprises, avec un taux de présence de 100%.

#### 16.4. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Historiquement le Conseil d'administration, désireux d'une expansion rapide de la Société, avait initié une démarche visant à se mettre progressivement en conformité avec les recommandations du Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (le « **code Afep-Medef** »). Cette démarche avait été entreprise lors de la publication du code Afep-Medef en décembre 2008 alors que la Société n'y était nullement contrainte compte-tenu de sa cotation sur Alternext.

Depuis lors et en l'absence de cotation des titres de la Société sur un marché réglementée, la Société n'a jamais été tenue de publier le rapport prévu à l'article L.225-37 du Code de commerce ni donc soumise au principe du « comply or explain ».

Le code MiddleNext, qui n'existait pas à l'époque, a par suite été publié en décembre 2009. A l'instar de la plupart des sociétés admises sur le compartiment B et le compartiment C d'Euronext qui avaient opté pour le code Afep-Medef et qui ont ensuite changé de code de référence<sup>13</sup>, la Société a engagé une réflexion

<sup>13</sup> Voir en ce sens le rapport de l'AMF n°2010-015

d'ensemble relative aux pratiques du gouvernement d'entreprise, notamment dans la perspective de l'admission de ses actions aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext à Paris.

Dans ce cadre, le Conseil d'administration de la Société a adopté, le 1<sup>er</sup> octobre 2015, le code MiddleNext de gouvernement d'entreprise pour les valeurs moyennes et petites en date de décembre 2009 (le « **code MiddleNext** ») comme code de référence de la Société en matière de gouvernement d'entreprise. Ce code est consultable sur le site Internet de la Société et disponible sur le site de MiddleNext ([www.middlenext.com](http://www.middlenext.com)).

A l'heure actuelle, le Conseil d'administration estime en effet qu'un tel dispositif, dédié aux valeurs moyennes et petites du marché réglementé, est plus adapté à l'organisation, la taille, les moyens et la structure de l'actionnariat de la Société, ainsi que ses enjeux et a décidé de s'y conformer.

### ***Mise en œuvre de la règle « Appliquer ou Expliquer »***

Le code MiddleNext contient des points de vigilance qui rappellent les questions que le Conseil d'administration doit se poser pour favoriser le bon fonctionnement de la gouvernance.

Ces points de vigilance ont été présentés au Conseil d'administration. Dans le cadre de la règle « comply or explain » prévue à l'article L.225-37 du Code de commerce et rappelée dans le code MiddleNext, la Société a décidé de se conformer à l'ensemble des recommandations dudit code et a constaté que, dans les faits, ces recommandations étaient déjà appliquées dans leur grande majorité.

Le tableau ci-dessous présente les recommandations du code MiddleNext qui sont déjà suivies par la Société ainsi que celles auxquelles le Groupe entend se conformer avant la fin 2016.

En particulier, concernant la rubrique 2 du tableau ci-dessous, il convient de préciser que la part variable de la rémunération des dirigeants mandataires sociaux était attribuée, à la fin de chaque année, par le Conseil d'administration sur la base des recommandations du comité de nomination et rémunérations et ne reposait pas sur des critères de performance préalablement arrêtés et formalisés. Dans le cadre de l'admission de ses actions aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext à Paris et de l'adhésion au Code MiddleNext, la Société entend établir des critères de performance pour l'attribution de cette part variable.

Recommandation du Code MiddleNext	Adoptée	Sera adoptée	En cours de réflexion	Ne sera pas adoptée
<b>I. le pouvoir exécutif</b>				
R 1 : Cumul contrat de travail et mandat social	x			
R 2 : Définition et transparence de la rémunération des dirigeants mandataires sociaux		x		
R 3 : Indemnités de départ	x			
R 4 : Régime de retraite supplémentaires	x			
R 5 : Stock options et attribution gratuite d'actions		x		
<b>II. Le pouvoir de "surveillance"</b>				
R 6 : Mise en place d'un règlement intérieur du conseil	x			
R 7 : Déontologie des membres du conseil	x			
R 8 : Composition du conseil - présence de membres indépendants au sein du conseil	x			
R 9 : Choix des administrateurs	x			
R 10 : Durée des mandats des membres du conseil	x			
R 11 : Information des membres du conseil	x			
R 12 : Mise en place de comités	x			
R 13 : Réunions du conseil et des comités	x			
R 14 : Rémunération des administrateurs	x			
R 15 : Mise en place d'une évaluation des travaux du Conseil d'administration		x		

## 16.5. CONTROLE INTERNE

Les actions de la Société n'étant pas admises aux négociations sur un marché réglementé à la date de visa du présent Prospectus, le président du Conseil d'administration n'était pas tenu d'établir de rapport relatif à la composition du Conseil d'administration et à l'application du principe de représentation équilibré des femmes et des hommes en son sein, aux conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil et aux procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en œuvre par la Société, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

A compter du transfert des titres de la Société sur le marché réglementé Euronext à Paris, la Société entend mettre en œuvre les dispositions légales et réglementaires applicables aux sociétés cotées en matière de procédure de contrôle interne et inscrit sa démarche dans le respect des principes relatifs au gouvernement d'entreprise. En particulier, le président du Conseil d'administration établira, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce, le rapport sur le contrôle interne mentionné ci-dessus.

Fin 2014, la Société s'est livrée à un exercice de cartographie des risques auxquels elle pourrait être exposée. L'analyse de ces risques a été effectuée par le biais d'interviews auprès de la direction et des cadres-clés du Groupe et par comparaison aux meilleures pratiques du secteur. Pour chaque risque identifié, la Société en a apprécié l'impact potentiel et l'occurrence ainsi que son degré de maîtrise actuelle.

Dans ce cadre, la Société a identifié des axes d'amélioration des mécanismes existants de maîtrise des risques et a lancé un chantier destiné à renforcer progressivement ses procédures de contrôle interne existantes.

La Société a déployé historiquement un dispositif spécifique de gestion des risques et du contrôle interne couvrant l'ensemble des processus significatifs concourant à l'élaboration de l'information comptable et financière. Ce dispositif a ainsi fait l'objet d'un renforcement et d'un approfondissement conformément aux conclusions tirées de l'exercice de cartographie des risques. Il repose sur les principes figurant dans le « Cadre de référence sur les dispositifs de gestion des risques et de contrôle interne » publié par l'AMF et est structuré de la façon suivante :

- Pour l'ensemble des processus comptables et financiers considérés comme significatifs, identification des risques associés, et mise en place de contrôles spécifiques visant à couvrir ces risques ;
- Déclinaison et mise à jour régulière de ces contrôles dans des procédures couvrant les principaux processus de production de l'information comptable et financière ;
- Auto-évaluation au fil de l'eau par les responsables des contrôles de leur correcte réalisation et de leur adéquation avec les risques correspondants.

## 17. SALARIES

### 17.1. RESSOURCES HUMAINES

#### *Nombre et répartition des effectifs*

Au 1<sup>er</sup> octobre 2015, l'effectif du Groupe était de 314 salariés, dont 309 étaient employés par Direct Energie SA et 5 étaient employés par ses Filiales.

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution, au cours des trois derniers exercices, des effectifs de la Société et des Filiales par type de catégorie socio-professionnelle et type de contrats.

Direct Energie SA/Effectifs à la clôture	01/10/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Permanents (CDI)	291	269	261	271
Non permanents (CDD, alternance, stages)	18	20	17	20
<b>Total général</b>	<b>309</b>	<b>289</b>	<b>278</b>	<b>291</b>
<i>Dont cadre</i>	216	198	191	198
<i>Dont non cadre</i>	93	91	87	93

Direct Energie Generation / Effectifs à la clôture	01/10/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Permanents (CDI)	2	1	1	2
Non permanents (CDD, alternance, stages)	1	2		
<b>Total général</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<i>Dont cadre</i>	3	3	1	2
<i>Dont non cadre</i>				

Direct Energie – EBM Entreprise / Effectifs à la clôture	01/10/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Permanents (CDI)	1	2	2	2
Non permanents (CDD, alternance, stages)	1			1
<b>Total général</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<i>Dont cadre</i>	2	2	2	2
<i>Dont non cadre</i>				1

Direct Energie Distribution / Effectifs à la clôture	01/10/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Permanents (CDI)			1	1
Non permanents (CDD, alternance, stages)				
<b>Total général</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<i>Dont cadre</i>			1	1
<i>Dont non cadre</i>				

La société Direct Energie Services, filiale à 100% de la Société, a embauché deux salariés sous contrat de travail belge à compter de 2015.



### Représentation du personnel

Il existe, au sein de la Société, quatre instances de représentation du personnel :

- un comité d'entreprise composé de 8 élus ;
- un comité d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail composé de 3 membres ;
- des délégués du personnel ; et
- un délégué syndical.

Les élections du Délégué Syndical, du Comité d'Entreprise et des Délégués du Personnel se sont déroulées les 15 octobre et 4 novembre 2013.

Les membres du CHSCT ont été désignés lors de la réunion mensuelle du Comité d'Entreprise qui s'est tenue le 13 novembre 2013.

### 17.2. PARTICIPATIONS ET STOCKS OPTIONS

La présente Section présente les informations concernant la participation détenue par les administrateurs et directeurs généraux ainsi que les options et actions gratuites qu'ils détiennent.

#### Participations

Mandataires sociaux	Mandataires sociaux dirigeants	Nombre de titres détenus	Pourcentage de capital et de droit de vote
	Xavier Caïtucoli <sup>14</sup> , Président Directeur Général	1 257 610	3,08%
	Fabien Choné	597 919	1,46%
	Sébastien Loux	77 594	Non significatif
IMPALA SAS (représenté par Stéphanie Levan)		14 367 751	35,22%
AMS INDUSTRIES (représenté par Jean-Paul Bize)		6 015 806	14,75%
LUXEMPART SA, représenté par Jacquot Schwertzer		4.091.741	10,03%
Cédric Christmann		1	Non significatif
Peter Brandenburg		1	Non significatif

<sup>14</sup> Incluant une détention indirecte via Suchet Gestion, société civile ayant pour objet la gestion de participations et dont Mr Xavier Caïtucoli est associé gérant.

Guillaume Fonquernie		1	Non significatif
Monique Nepveu		1	Non significatif
Jean-Hugues de Lamaze		1	Non significatif
Jean-Jacques Laurent		1	Non significatif

### **Stocks options**

A l'exception du président de la Société, aucun administrateur ne bénéficie d'options de souscription ou d'actions gratuites émises par la Société.

Pour plus d'informations sur les options de souscription d'actions détenues par les dirigeants mandataires sociaux de la Société, se reporter à la Section 15.1 (*Rémunérations et avantages versés aux dirigeants et mandataires sociaux*) du Prospectus

## 17.3. INTERESSEMENT ET PARTICIPATION DU PERSONNEL

### **Accord de participation**

Un accord de participation des salariés aux résultats de l'entreprise a été conclu avec la délégation syndicale et Poweo le 22 juin 2006 pour une durée indéterminée.

Les 7 mai 2007 et 29 mars 2012, des avenants à cet accord ont été conclus. Aucun avenant n'a été signé depuis 2012.

La méthode de calcul utilisée dans cet accord (la Réserve Spéciale de Participation) s'effectue conformément aux dispositions prévues par le Code du Travail (Article 3324-1 et suivants). Au 31 décembre 2014, aucune participation des salariés aux résultats n'a été comptabilisée en raison des déficits fiscaux.

### **Accord d'intéressement**

Un premier accord d'intéressement a été signé par Poweo (avant la fusion avec Direct Energie) le 7 mai 2007 et a donné lieu au versement d'un intéressement à l'ensemble des salariés suite à la fusion intervenue en juillet 2012.

Un nouvel accord d'intéressement a ensuite été signé avec la délégation syndicale le 28 juin 2013 pour une application sur l'exercice comptable de l'année 2013. L'accord a été négocié pour une durée légale de 3 ans, soit pour 2013, 2014 et 2015 et s'applique à la Société et à l'ensemble des entités du Groupe (Direct Energie, Direct Energie Distribution, Direct Energie Génération, Direct Energie EBM Entreprises).

Le 30 juin 2014, un avenant à cet accord a été signé conjointement avec la délégation syndicale, fixant les objectifs pour l'année 2014.

L'assiette de base de calcul de la prime globale d'intéressement (PGI) est fixée à 2.2% de la masse salariale brute de référence issue de la N4DS. L'assiette globale est répartie en parts égales (25%) entre quatre (4) objectifs définis annuellement et déterminés à partir du budget annuel validé par le conseil d'administration de la Société. La PGI est calculée à l'issue de la clôture et de l'approbation des comptes sociaux.

Le calcul de la répartition de l'intéressement est effectué sur la base de deux sous masses : répartition en fonction des salaires et répartition en fonction du temps de présence dans l'entreprise.

L'intéressement est versé en une seule fois, dans toute la mesure du possible, avant le dernier jour du septième mois qui suit la clôture de l'exercice au titre duquel l'intéressement est attribué.

Les salariés bénéficiant de l'intéressement ont la possibilité de demander le versement ou le placement total ou partiel de leur prime. Les fonds proposés sont gérés par AMUNDI.

Les montants bruts versés dans le cadre des accords d'intéressement s'établissaient à la somme de 154 870 euros au titre de l'exercice 2014 contre un montant de 245 324 euros au titre de l'exercice 2013.

## 18. PRINCIPAUX ACTIONNAIRES

### 18.1. REPARTITION DU CAPITAL SOCIAL ET DES DROITS DE VOTE

A la date du présent Prospectus, les actions de la Société sont cotées sur le marché Alternext de NYSE Euronext Paris sous le code ISIN FR0004191674.

Au 1<sup>er</sup> octobre 2015, le capital social s'établit à 4 079 296,50 euros, divisé en 40 792 965 actions entièrement libérées de 0,10 euro de nominal chacune, dont 2 645 actions auto détenues au titre du contrat de liquidité de la Société.

#### 18.1.1. PRINCIPAUX ACTIONNAIRES

Les principaux actionnaires de la Société sont les suivants :

- **IMPALA SAS**, société par actions simplifiée au capital de 1 410 000 euros dont le siège est situé 4, rue Euler à Paris (75008) et immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 562 004 614, représenté par Jacques Veyrat en sa qualité de président.

La société IMPALA SAS est un véhicule d'investissement détenu par Jacques Veyrat, ancien président du groupe Louis Dreyfus.

- **LOV GROUP INVEST**, société par actions simplifiée au capital de 204 009 285,37 euros dont le siège est situé au 5, rue François Premier à Paris (75008) et immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 494 031 008, représenté Stéphane Courbit en sa qualité de président.

La société LOV GROUP INVEST est une holding dédiée au secteur de l'énergie majoritairement détenu par Stéphane Courbit. Elle contrôlait FRANCOIS PREMIER ENERGIE et LG INDUSTRIES.

- **EBM TRIRHENA AG**, société de droit suisse, dont le siège est situé Weidenstrasse 27, à Münchenstein 1 (CH-4142), immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Bâle sous le numéro CH – 280.3.004.878-4, représenté par Monsieur Cédric Christmann et Monsieur Conrad Ammann.

La société EBM TRIRHENA AG est une société contrôlée par le groupe industriel franco-suisse EBM TRIRHENA AG dont l'organe de tête est la coopérative Elektra Birseck. La société EBM TRIRHENA AG a pour activité la gestion centrale du groupe EBM TRIRHENA AG, présent dans la production, le négoce et les réseaux de distribution d'électricité. Elle fait notamment partie des actionnaires de référence du groupe suisse Alpiq.

- **AMS INDUSTRIES**, société par actions simplifiée au capital de 27 960 107,28 euros dont le siège est situé au 41, avenue George V à Paris (75008) et immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 447 948 076, représenté par Jean-Paul Bize en sa qualité de président.

La société AMS INDUSTRIES exerce une activité de société holding. Elle est détenue par Jean-Paul Bize.

- **LUXEMPART**, société anonyme de droit luxembourgeois, au capital de 59 887 710 euros dont le siège est établi au 12, rue Léon Laval à Leudelange (L-3372) et immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Luxembourg sous le numéro B 27.846, représenté par deux membres de son Conseil d'administration..

La société LUXEMPART est une société d'investissement cotée à la bourse de Luxembourg.

- **ECOFIN LIMITED**, société à responsabilité limitée de droit anglais au capital composé de 173.867 actions de 1 Livre Sterling, dont le siège est situé 15, Buckingham Street à Londres (WC2N 6DU) et immatriculée sur les registres anglais sous le numéro 2619861, représenté par Monsieur Jean-Hugues de Pradel de Lamaze.

La société ECOFIN LIMITED est une société de gestion indépendante fondée en 1992 et spécialisée dans le secteur de l'énergie, des services aux collectivités et des infrastructures.

IMPALA SAS, LOV GROUP INVEST, EBM TRIRHENA AG et AMS INDUSTRIES sont parties à un pacte d'actionnaires dont les stipulations sont décrites dans la Section 18.3.1 (*Information sur les pactes d'actionnaires*) du présent Prospectus.

A la date du Prospectus, la répartition du capital et des droits de vote de la Société est la suivante :

Actionnaires	Nombre de titres détenus	Pourcentage de capital et de droit de vote
IMPALA SAS	14 367 753	35,22%
LOV GROUP INVEST	4 474 547	10,97%
EBM TRIRHENA AG	4 167 872	10,22%
AMS INDUSTRIES	6 015 806	14,75%
<i>CONCERT MAJORITAIRE</i>	<i>29 025 978</i>	<i>71,15%</i>
LUXEMPART	4 091 741	10,03%
ECOFIN	1 866 318	4,58%
<i>CONCERT ECOFIN-LUXEMPART</i>	<i>5 958 059</i>	<i>14,61%</i>
Management et autres	2 108 019	5,17%
Flottant*	3 700 909	9,07%
<b>TOTAL</b>	<b>40 792 965</b>	<b>100%</b>

\* Calculé selon la définition des indices Euronext (i.e exclusion faite : des participations supérieures à 5% sauf mutual fund et fonds de retraite et des participations détenues par les dirigeants, administrateurs, employés, actionnaires liés par un pacte, état et auto-détention.)

#### 18.1.2. MODIFICATIONS DANS LA REPARTITION DU CAPITAL AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

La répartition du capital et des droits de vote au cours des trois derniers exercices était la suivante :

Actionnaires	31 décembre 2014		31 décembre 2013		31 décembre 2012		
	Nombre de titres détenus	% du capital et des droits de vote	Nombre de titres détenus	% du capital et des droits de vote	Nombre de titres détenus	% du capital	% des droits de vote
IMPALA SAS	12 406 717	30,41%	12 456 563	31,08%	12 106 496	25,99%	31,02%
FRANCOIS PREMIER ENERGIE*	12 106 496	29,68%	12 106 496	30,20%	12 106 496	25,99%	31,02%
EBM	4 167 872	10,22%	4 093 056	10,21%	4 093 056	8,79%	10,49%
AMS INDUSTRIES	334 586	0,82%	299 509	0,75%	0	-	-
LUXEMPART	4 091 746	10,03%	3 978 149	9,93%	1 653 355	3,55%	4,24%
ECOFIN	1 866 318	4,58%	1 866 318	4,66%	4 123 904	8,85%	10,57%
Auto détention	0	-	0	-	7 541 290	16,19%	-
Management et flottant	5 819 230	14,27%	5 281 874	13,18%	4 949 253	10,63%	12,68%
<b>TOTAL</b>	<b>40 792 965</b>	<b>100%</b>	<b>40 081 965</b>	<b>100%</b>	<b>46 573 850</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

\* En janvier 2015, AMS INDUSTRIES (ancien actionnaire de FRANCOIS PREMIER ENERGIE) et LOV GROUP INVEST (actionnaire majoritaire indirect, au travers de LG INDUSTRIE, de FRANCOIS PREMIER ENERGIE) se sont substituées à FRANCOIS PREMIER ENERGIE.

A la connaissance de la Société, les modifications substantielles de l'actionnariat intervenues depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012 résultent :

- De la réduction du capital de la Société (anciennement dénommée POWEO) motivée par des pertes par réduction du nominal des actions de 1€ à 0,10 € approuvée par l'Assemblée générale extraordinaire du 8 juin 2012, préalablement à la fusion absorption de la société DIRECT ENERGIE (RCS PARIS 448 572 057) par POWEO le 11 juillet 2012 ;
- De l'augmentation de capital de la Société d'un montant de 3 017 260,80 euros le portant ainsi de 1 639 188,80 euros à 4 656 449,60 euros, par création de 30 172 608 actions nouvelles entièrement libérées et portant jouissance à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012 en rémunération de l'actif net de DIRECT ENERGIE au titre de la fusion, à attribuer aux actionnaires de DIRECT ENERGIE selon un rapport d'échange de 1 216 actions POWEO pour 13 actions DIRECT ENERGIE ;
- Du transfert en date du 28 juin 2013 par la société ECOFIN LIMITED de 2 257 586 actions de la Société représentant 4,85% du capital et 5,79% des droits de vote, à la société LUXEMPART, portant ainsi sa participation de 3,55% du capital social et 4,24% des droits de vote à 8,40% du capital social et 10,03% des droits de vote de la Société. La participation du concert formé par ECOFIN LIMITED et LUXEMPART est restée inchangée.
- De l'annulation par la Société de 7 541 290 actions autorisée par l'assemblée générale extraordinaire de la Société le 9 janvier 2014, afin d'annuler la totalité des 7 541 290 actions propres de 0,10 € de valeur nominale détenues par la Société à la suite de la transmission à titre universel opérée par la fusion entre les sociétés Poweo et Direct Energie le 11 juillet 2012 ;
- Du transfert par le groupe LOV GROUP INVEST d'un total de 5 63 949 actions de la Société dans le cadre de restructuration intervenues dans le cadre du débouclage de la participation détenue par AMS INDUSTRIES dans FRANCOIS PREMIER ENERGIE (voir la décision AMF n°215C0125 du 25 janvier 2015) ;
- De la cession par la société LG INDUSTRIE de 2 000 000 actions de la Société au profit de la société IMPALA SAS.

Par ailleurs, la société AMS INDUSTRIES a franchi à la hausse le seuil de 50% du capital et des droits de vote de la Société résultant de la mise en concert entre AMS INDUSTRIES, LOV GROUP INVEST, IMPALA SAS et EBM TRIRHENA AG (voir la Section 18.3.1. *Information sur les pactes d'actionnaires.*).

A la connaissance de la Société, il n'y a pas eu de variation significative dans la répartition du capital et des droits de vote depuis janvier 2015.

---

## 18.2. DROITS DE VOTE DES ACTIONNAIRES

A la date du présent Prospectus et au terme de l'article 12.2 des statuts de la Société, chaque actionnaire dispose en assemblée d'autant de voix qu'il possède d'actions.

Au 1<sup>er</sup> octobre 2015, la Société comptait, après déduction des actions en auto détention au titre du contrat de liquidité, 40 790 320 actions ayant autant de droits de vote exerçables.

Toutefois, par anticipation à l'admission des titres de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris, l'assemblée générale extraordinaire tenue le 26 mai 2015 a décidé de rejeter la modification statutaire visée à l'article L. 225-123 alinéa 3 du Code de commerce visant à supprimer l'attribution automatique par la loi de droits de vote double et a confirmé par conséquent l'attribution d'un droit de vote double pour toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il est justifié d'une inscription nominative depuis deux ans au nom du même actionnaire dans les conditions de la loi n°2014-384 du 29 mars 2014.

En conséquence, un droit de vote double sera automatiquement acquis par toutes les actions de la Société entièrement libérées pour lesquelles il est justifié d'une inscription nominative depuis deux ans au nom du même actionnaire depuis la promulgation de ladite loi, soit le 2 avril 2016.

Dans ce cadre, Impala SAS, détenteur à la date du présent prospectus de 14 367 751 actions au nominatif et 14 367 751 droits de vote, représentant 35,22% du capital et des droits de vote de la Société a sollicité de l'AMF une dérogation à l'obligation de déposer une offre publique d'achat sur les titres de la Société dans l'hypothèse où sa détention en droits de vote augmenterait de plus de 1% en douze mois consécutifs compte-tenu de l'acquisition du droit de vote double attaché à ses actions. L'AMF a délivré cette dérogation dans un avis numéro 215C1570 en date du 2 novembre 2015.

---

## 18.3. CONTROLE DIRECT OU INDIRECT DE LA SOCIETE

### 18.3.1. INFORMATION SUR LES PACTES D'ACTIONNAIRES

- Pacte d'actionnaires liant le concert formé par IMPALA SAS, LOV GROUP INVEST, EBM TRIRHENA AG et AMS INDUSTRIES

Les sociétés IMPALA SAS, FRANCOIS PREMIER ENERGIE, EBM TRIRHENA AG ont conclu, le 1<sup>er</sup> juin 2012 un pacte d'actionnaires relatif à la société DIRECT ENERGIE préalablement à la réalisation de la fusion, aux termes duquel ils indiquaient agir de concert vis-à-vis de la Société. FRANCOIS PREMIER ENERGIE ayant souhaité se désengager partiellement de la Société au profit d'AMS INDUSTRIES et IMPALA SAS ayant souhaité à cette

occasion préempter une partie des titres devant être transférés dans ce cadre, IMPALA SAS, FRANCOIS PREMIER ENERGIE et EBM TRIRHENA AG ont décidé de conclure entre elles et avec AMS INDUSTRIES, un nouveau pacte le 8 janvier 2015, remplaçant le pacte conclu le 1<sup>er</sup> juin 2012, reflétant l'évolution de leur participation respective et notamment (i) l'entrée au capital d'AMS INDUSTRIES, (ii) la fin du principe d'équilibre des participations entre FPE et IMPALA SAS et (iii) la prédominance d'IMPALA SAS, actionnaire de référence de la Société, dans l'actionariat de la Société et au sein du concert formé par IMPALA SAS, FRANCOIS PREMIER ENERGIE, AMS INDUSTRIES et EBM TRIRHENA AG. La société LOV GROUP INVEST a adhéré à ce pacte le 20 janvier 2015

Aux termes de ce pacte, IMPALA SAS, les membres du groupe LOV GROUP INVEST (les sociétés LOV GROUP INVEST, FRANCOIS PREMIER ENERGIE, et LG INDUSTRIE), EBM TRIRHENA AG et AMS INDUSTRIES déclarent agir de concert vis-à-vis de la Société.

Les principales dispositions du pacte, conclu pour une durée initiale de dix ans, tacitement reconductible pour des périodes de deux ans, sont les suivantes :

**Gouvernance :**

Le conseil d'administration est composé de 11 membres dont :

- 3 administrateurs désignés sur proposition d'IMPALA SAS ;
- 1 administrateur désigné sur proposition de LOV GROUP INVEST ;
- 1 administrateur désigné sur proposition d'AMS INDUSTRIES ;
- 1 administrateur désigné sur proposition d'EBM TRIRHENA AG ;
- 1 administrateur désigné sur proposition du concert Ecofin- Luxempart ;
- 2 administrateurs indépendants au sens du code AFEP/MEDEF dont 1 désigné sur proposition d'IMPALA SAS et un désigné sur proposition d'AMS INDUSTRIES ;
- 1 administrateur désigné sur proposition d'EBM TRIRHENA AG si cette dernière détient plus de 8% du capital et des droits de vote de la Société ou, à défaut, un administrateur proposé par le conseil d'administration.
- 1 administrateur désigné sur proposition du concert Ecofin-Luxempart tant que ce dernier détient plus de 10% du capital de la Société ou, à défaut, 1 administrateur indépendant au sens du code AFEP/MEDEF.

Tant qu'IMPALA SAS détiendra au moins le tiers du capital de la Société, le président du Conseil d'administration sera désigné sur proposition d'IMPALA SAS parmi les administrateurs nommés sur proposition d'IMPALA SAS. Le président du Conseil d'administration ne disposera pas d'une voix prépondérante et ne pourra cumuler ses fonctions avec un mandat de directeur général de la Société. Par exception au principe de dissociation prévu au pacte, Monsieur Xavier Caïtucoli, pourra continuer de cumuler les fonctions de président et de directeur général.

Il est précisé que le pacte prévoit également la faculté d'un élargissement à 14 membres en cas d'accord du concert formé par Ecofin-Luxempart. A ce jour, ces dispositions n'ont pas été mises en œuvre.



La composition du Conseil d'administration sera revue de bonne foi entre les parties au pacte en cas d'évolution de leur participation respective au capital de la Société.

**Concertation** : Les parties se concerteront avant chaque assemblée générale et chaque conseil d'administration de la Société en vue d'arrêter, dans toute la mesure du possible, une position commune sur les résolutions ou délibérations soumises au vote des actionnaires.

**Plafonnement** : Chacune des parties s'engage à ce que sa participation en capital ou en droits de vote dans la Société n'augmente pas de telle manière que le concert soit dans l'obligation de déposer une offre publique de la société sauf obtention d'une dérogation auprès de l'AMF (voir notamment l'avis numéro 215C1570 du 2 novembre 2015). En cas de violation de cet engagement, chacune des parties s'engage à assumer seule l'obligation de dépôt d'une offre devenue obligatoire.

**Droit de cession conjointe proportionnelle au profit des membres du groupe LOV GROUP INVEST et d'AMS INDUSTRIES** : En cas de cession de titres par IMPALA SAS, les membres du groupe LOV GROUP INVEST et AMS INDUSTRIES disposeront d'un droit de cession conjointe proportionnelle (sauf pour les opérations de cession représentant moins de 5% du capital par période de 6 mois dans la limite de deux opérations). Ce droit de cession conjointe ne sera pas applicable en cas de dépôt d'une offre publique visant l'intégralité des titres de la Société.

**Droit de cession conjointe d'EBM TRIRHENA AG** : En cas de cession à un tiers par IMPALA SAS, les membres du groupe LOV GROUP INVEST et/ou AMS INDUSTRIES d'un bloc de titres représentant plus de 30% du capital ou des droits de vote de la Société, EBM TRIRHENA AG disposera d'un droit de cession conjointe proportionnelle, le tiers cessionnaire devant s'engager à acquérir les actions qu'EBM TRIRHENA AG souhaiterait céder dans le cadre de l'exercice de ce droit.

En cas de cession à un tiers par IMPALA SAS, les membres du groupe LOV GROUP INVEST et/ou AMS INDUSTRIES d'un bloc de titres représentant plus de 40% du capital ou des droits de vote de la Société, EBM TRIRHENA AG disposera d'un droit de cession conjointe totale, le tiers cessionnaire devant s'engager à acquérir l'intégralité des actions d'EBM TRIRHENA AG dans l'hypothèse où cette dernière souhaiterait exercer ce droit. Ces droits de cession conjointe ne seront pas applicables en cas de dépôt d'une offre publique visant l'intégralité des titres de la Société.

**Droit de première offre et droit de préemption** : IMPALA SAS disposera d'un droit de première offre en cas de cession par les membres du groupe LOV GROUP INVEST et/ou AMS INDUSTRIES de tout ou partie de sa participation. IMPALA SAS disposera d'un droit de préemption prioritaire en cas de cession par EBM TRIRHENA AG de tout ou partie de sa participation et les membres du groupe LOV GROUP INVEST et AMS INDUSTRIES d'un droit de préemption de second rang. Les opérations de cession représentant moins de 1,5% du capital par période de 6 mois ne seront toutefois pas soumises au droit de première offre et au droit de préemption susvisé.

**Droit prioritaire d'AMS INDUSTRIES** : La société AMS INDUSTRIES disposera d'un droit de première offre prioritaire sur celui d'IMPALA SAS tel qu'exposé ci-dessus dans la limite de 2 000 000 actions de la Société.

La mise en concert entre AMS INDUSTRIES, LOV GROUP INVEST, IMPALA SAS et EBM TRIRHENA AG entraînant le franchissement en hausse, par la société AMS INDUSTRIES des seuils de 50% du capital et des droits de vote de la Société et les conséquences de la modification du concert préexistant ont fait l'objet d'un constat<sup>15</sup> par

---

<sup>15</sup> Décision D&I 215C0125 du 26 janvier 2015.

l'Autorité des Marchés Financier, qu'il n'y avait pas lieu, sur le fondement de l'article 234-7 du règlement général, au dépôt obligatoire d'un projet d'offre publique.

- Pactes d'actionnaires avec Ecofin et Luxempart et avec les Managers de la Société

Les deux principaux actionnaires minoritaires de Poweo, les sociétés ECOFIN et LUXEMPART, qui avaient déclaré agir de concert par une lettre datée du 22 novembre 2011 préalablement à la fusion entre Poweo et Direct Energie, ont conclu, pour une durée de 7 ans à compter de la réalisation de la fusion, un pacte d'actionnaires, avec le concert formé par les actionnaires IMPALA SAS, FRANCOIS PREMIER ENERGIE et EBM TRIRHENA AG le 1<sup>er</sup> juin 2012 dont les principales dispositions sont les suivantes :

**Représentation du concert Ecofin-Luxempart au sein du Conseil d'administration de DIRECT ENERGIE :** Deux membres du conseil d'administration seront désignés sur proposition du concert Ecofin-Luxempart tant que ce dernier disposera de plus de 10% du capital et des droits de vote de la société. Ces membres pourront siéger au sein du comité d'audit et du comité de rémunération. En deçà de ce seuil de 10% et tant que le pacte du concert Ecofin-Luxempart sera en vigueur, le concert Ecofin-Luxempart pourra désigner un membre du conseil d'administration, qui pourra siéger au comité d'audit ou au comité de rémunération.

**Droit de cession conjointe (hors cas de dépôt d'une offre publique) :**

- en cas de cession à un tiers par FRANCOIS PREMIER ENERGIE, IMPALA SAS ou EBM TRIRHENA AG d'un bloc de titres représentant plus de 30% du capital et des droits de vote de la société, le concert Ecofin-Luxempart disposera d'un droit de cession conjointe proportionnelle ;
- en cas de cession à un tiers par FRANCOIS PREMIER ENERGIE, IMPALA SAS ou EBM TRIRHENA AG d'un bloc de titres représentant plus de 40% du capital et des droits de vote de la société, le concert Ecofin-Luxempart disposera d'un droit de cession totale.

**Droit de veto en cas d'augmentation de capital en numéraire réservée à FPE, Impala ou EBM :** Le concert Ecofin-Luxempart pourra s'opposer à tout projet d'augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription réservée à FRANCOIS PREMIER ENERGIE, IMPALA SAS ou EBM TRIRHENA AG ou l'une de leurs affiliées. Il est précisé qu'aucun autre droit de veto n'est accordé au concert Ecofin-Luxempart.

**Durée :** Le pacte entrera en vigueur à la date de réalisation de la fusion pour une durée de sept ans, renouvelable par tacite reconduction par période d'un an, sauf dénonciation par l'une des parties avec un préavis de six mois.

Dans les cas où (i) le concert Ecofin-Luxempart viendrait à détenir moins de 5% du capital et des droits de vote de la Société et aurait cédé ou transféré, directement ou indirectement et sous quelque forme que ce soit, plus de la moitié des actions qu'il détient à la date de réalisation de la fusion ou (ii) Ecofin et Luxempart cesseraient d'agir de concert, le pacte sera résilié automatiquement par anticipation. Toutefois, dans le cas où Ecofin ou Luxempart viendrait à cesser de détenir des titres de la Société, le pacte ne sera pas résilié par anticipation dès lors que l'autre membre du concert Ecofin Luxempart gardera une participation au moins égale à 5% du capital de la société.

Le pacte sera également résilié automatiquement par anticipation dès lors que l'ensemble des titres détenus par FRANCOIS PREMIER ENERGIE, IMPALA SAS, EBM TRIRHENA AG et les membres du concert Ecofin-Luxempart représenteront ensemble moins de 40% du capital de la Société.

Par ailleurs, un droit de cession conjointe a été accordé, dans les mêmes conditions à Messieurs Caïtucoli et Choné.

Ces pactes, qui ne sont pas constitutifs d'une action de concert, ont fait l'objet d'une publicité auprès de l'Autorité des Marchés Financiers<sup>16</sup>.

---

#### 18.3.2. CADRE DU CONTROLE EXERCE PAR LES PRINCIPAUX ACTIONNAIRES SUR LA SOCIETE

Le concert formé par IMPALA SAS, LOV GROUP INVEST, EBM TRIRHENA AG et AMS INDUSTRIES (voir la Section 18.1 *Répartition du capital et des droits de vote*), au sein duquel IMPALA SAS est l'actionnaire de référence, détermine l'issue du vote des actionnaires sur les questions requérant une majorité simple. Toutefois, aucune de ces sociétés ne bénéficie ni d'action de préférence, ni d'aucun autre avantage particulier. La Société considère qu'il n'y a pas de risque que le contrôle de ces sociétés puisse être exercé de manière abusive.

Hormis les sociétés IMPALA SAS, LOV GROUP INVEST, EBM TRIRHENA AG et AMS INDUSTRIES, aucune personne physique ou morale, directement ou indirectement, isolément, conjointement ou de concert, n'exerce ou ne peut exercer un contrôle sur la Société.

---

#### 18.4. ACCORDS SUSCEPTIBLES D'ENTRAINER UN CHANGEMENT DE CONTROLE

A la connaissance de la Société, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de son contrôle.

---

<sup>16</sup> Décision D&I 212C0809 du 21 juin 2012

## 19. OPERATIONS AVEC LES APPARENTES

Le présent chapitre décrit les conventions conclues, d'une part, entre la Société et ses Filiales et, d'autre part, entre la Société et des sociétés apparentées à la date de visa du présent Prospectus.

### 19.1. CONVENTIONS INTRA-GROUPE

#### 19.1.1. CONVENTIONS DE TRESORERIE

La Société a conclu en 2008 une convention de trésorerie avec ses filiales pour une durée indéterminée au titre de laquelle elle assure, en qualité de société centralisatrice, la coordination de l'ensemble des besoins et des excédents de trésorerie du Groupe. Cette convention est régulièrement révisée pour tenir compte de l'évolution de la moyenne annuelle des taux effectifs moyens pratiqués par les établissements de crédit pour des prêts à taux variable aux entreprises d'une durée supérieure à deux ans. Le dernier avenant à cette convention, conclu avec les sociétés Direct Energie Génération, Direct Energie Distribution, Direct Energie 2, Direct-Energie-EBM Entreprises et Direct Energie Belgium, a pris effet le 1er janvier 2013.

#### 19.1.2. CONVENTIONS D'INTEGRATION FISCALE

Des conventions d'intégration fiscale ont été conclues entre la Société et DEG et la Société et DED.

#### 19.1.3. CONVENTIONS DE PRESTATIONS DE SERVICES

La Société a conclu plusieurs contrats de prestations de services avec des sociétés du Groupe.

##### 1) Services relatifs au marché de l'énergie

La Société réalise des prestations de services en matière de back office, équilibrage, gestion de portefeuille, « pricing » et accès aux marchés de l'énergie auprès de ses filiales Direct Energie – EBM Entreprises et Direct Energie Belgium (à compter du 1er juillet 2014) qui ont, toutes deux, une activité de fourniture d'énergie qui nécessite un accès aux marchés de gros. Ces prestations font l'objet d'une rémunération fixe (forfait révisable en fonction des coûts réels) et d'une rémunération variable liée aux coûts de fonctionnement des marchés de gros.

Ces conventions, renouvelables pour des périodes successives d'une année chacune, ont donné lieu aux versements suivants au profit de la Société :

- Par Direct Energie – EBM Entreprises, 282.179 633 € au titre de l'exercice 2012, 225 499 € au titre de l'exercice 2013 et 167.502 € hors taxe au titre de l'exercice 2014
- Par Direct Energie Belgium, 22.126 € hors taxe au titre de l'exercice 2014

##### 2) Services techniques, administratifs et financiers

Au titre de conventions renouvelables pour des périodes successives d'une année chacune, la Société fournit à DEG, DED (jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 2015), Direct Energie – EBM Entreprises, Direct Energie Belgium, et EBM Réseau de Distribution (dans laquelle la Société détenait jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 2015 une participation indirecte via Direct Energie Distribution) ( une assistance dans des domaines tels que la gestion de la comptabilité, de la trésorerie et des financements, l'établissement de documents fiscaux, la gestion des opérations clients, l'assistance en matière juridique et de ressources humaines, la mise à disposition de moyens logistiques, etc.

Ces prestations ont fait l'objet d'une facturation forfaitaire révisable. Ces conventions ont donné lieu au versement global d'un montant de 770.824€ hors taxe au titre de l'exercice 2012, 1.231.098€ au titre de l'exercice 2013 et 2.239.936€ hors taxe au titre de l'exercice 2014.

---

## 19.2. CONVENTIONS CONCLUES AVEC DES SOCIETES APPARENTEES

---

### 19.2.1. CONVENTIONS D'AVANCES EN COMPTES COURANTS

Au titre de conventions conclues le 25 février 2011, les sociétés Impala SAS, François Premier Energie et EBM Trirhena AG, actionnaires de la Société préalablement à la fusion, ont chacune consenti des avances en compte courant pour un montant de 20 millions d'euros (soit 60 millions d'euros au total). Ces avances portaient intérêt au taux de 3% par an jusqu'au 31 décembre 2011 puis au taux de 4% à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Dans le cadre de la fusion entre Poweo et Direct Energie, elles ont fait l'objet d'un avenant le 1<sup>er</sup> juin 2012 afin d'aménager les termes de leur remboursement et ces dispositions ont été soumises à l'approbation des actionnaires de la Société dans le cadre de la procédure des conventions réglementées le 25 juin 2013. Elles ont été intégralement remboursées en octobre 2013 et ont donné lieu au paiement d'un montant global d'intérêts de 4.699.725,98 euros.

---

### 19.2.2. CONVENTIONS D'ASSISTANCE ADMINISTRATIVE ET STRATEGIQUE

La société Impala SAS, actionnaire de référence du concert formé avec François 1<sup>er</sup> Energie, EBM Trirhena AG et, depuis 2015, AMS Industries, contrôlant la Société, apporte un soutien administratif et participe activement à la stratégie et au développement de la Société sur une base forfaitaire. La convention conclue à cet effet a donné lieu au paiement par la Société des montants suivants : 270.000€ hors taxe au titre de l'exercice 2012, 270.000€ hors taxe au titre de l'exercice 2013 et 270.000€ hors taxe au titre de l'exercice 2014.

Afin de tenir compte de l'évolution des besoins de la Société, Impala SAS et la Société ont décidé, le 1<sup>er</sup> octobre 2015, de résilier cette convention d'assistance avec effet au 30 septembre 2015 et de conclure une nouvelle convention au titre de laquelle Impala SAS percevra, en contrepartie de ses prestations, une redevance forfaitaire annuelle de 100.000 € hors taxe.

Au titre d'une convention conclue le 1<sup>er</sup> octobre 2015, la société AMS INDUSTRIES apporte son assistance et ses services et participe activement à l'optimisation de l'activité et de la stratégie de la Société, moyennant paiement d'une redevance forfaitaire annuelle de 62.500 € hors taxe.

Au titre d'une convention conclue le 1<sup>er</sup> octobre 2015, la Société fournira à EBM des prestations d'approvisionnement en électricité sur sa zone de desserte en Alsace et de conseils dans la détermination du prix de ses offres commerciales de fourniture d'électricité à ses clients professionnels. La Société a perçu à la signature une somme de 50.000 € HT pour la mise en place des infrastructures nécessaires à la réalisation des prestations et percevra une rémunération forfaitaire annuelle, hors coûts d'approvisionnement, de 140.000 € hors taxe.

---

### 19.2.3. CONVENTIONS FINANCIERES

La société Impala SAS, la société François Premier Energie et la société EBM Trirhena AG, membres du concert contrôlant la Société, ont chacune conclu des contrats avec la Société au titre desquels elles contre-garantissent les engagements pris par la Société vis-à-vis des établissements financiers qui délivrent des

garanties à ses contreparties sur le marché de l'énergie. Ces prestations ont donné lieu aux versements suivants basés sur une commission forfaitaire fonction de l'encours garanti :

- 358.020 € hors taxe au titre de l'exercice 2012, 150.344 € au titre de l'exercice 2013 et 141.761 € au titre de l'exercice 2014 au profit de la société Impala SAS ;
- 144.600 € hors taxe au titre de l'exercice 2012, 110.174 € hors taxe au titre de l'exercice 2013 et 110.382 € hors taxe au titre de l'exercice 2014 au profit de la société François Premier Energie ; et
- 694.899 € hors taxe au titre de l'exercice 2012, 160.842,71 € hors taxe au titre de l'exercice 2013 et 55.190,90 € hors taxe au titre de l'exercice 2014 au profit d'EBM Trirhena AG.

La convention conclue historiquement avec Impala SAS a été complétée par la signature, le 1<sup>er</sup> octobre 2015, d'une nouvelle convention au titre de laquelle Impala SAS s'est engagée à mettre à disposition de la Société, dans la limite d'un montant global cumulé de 50.000.000 euros, les garanties et les avances en compte courant nécessaires à la croissance de l'activité commerciale courante de la Société et à la mise en œuvre de ses projets de développement. En contrepartie de cet engagement, elle percevra une commission de confirmation annuelle d'un montant de 200.000 euros. Suivant une convention de compte-courant d'associé conclue le même jour, les avances qui seraient ainsi consenties à première demande de la Société ne pourraient excéder un montant maximum de 20 millions d'euros.

### 19.3. RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS REGLEMENTEES AU TITRE DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2014

*Aux Actionnaires,*

*En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.*

*Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attache à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.*

*Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.*

*Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission.*

#### **CONVENTIONS SOUMISES A L'APPROBATION DE L'ASSEMBLEE GENERALE**

*Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du code de commerce.*

**CONVENTIONS DEJA APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE**

---

*Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention déjà approuvée par l'assemblée générale dont l'exécution se serait poursuivie au cours de l'exercice écoulé.*

*Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 31 mars 2015*

*Les Commissaires aux Comptes*

*ERNST & YOUNG et Autres*

*DELOITTE & ASSOCIES*

*Philippe DIU*

*François-Xavier AMEYE*

---

#### 19.4. RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS REGLEMENTEES AU TITRE DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2013

Aux Actionnaires,

*En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.*

*Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.*

*Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.*

*Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.*

##### **CONVENTIONS SOUMISES A L'APPROBATION DE L'ASSEMBLEE GENERALE**

---

*Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du code de commerce.*

##### **CONVENTIONS DEJA APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE**

---

**Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé**

*En application de l'article R. 225-30 du code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.*

- **Avec la société Ornicar**

*Un contrat d'assistance a été conclu le 21 décembre 2012 portant sur la stratégie et la négociation de contrats structurants (assurance et financement), moyennant une rémunération globale de 90 000 € HT au titre de la période du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2013.*

*Effet en 2013 : cette convention a entraîné le versement de 108 milliers d'euros TTC soit 90 milliers d'euros HT.*

*Personne concernée : M. Jean-Jacques Laurent en sa qualité d'associé de la SARL Ornicar et d'administrateur de Direct Energie.*



- **Avec la société François Premier Energie**

Un avenant a été conclu en date du 1<sup>er</sup> juin 2012 modifiant la convention de prêt d'actionnaire conclue le 25 février 2011 d'un montant total en principal de 20 000 milliers d'euros devant arriver à échéance le 30 juin 2012. Les modalités de remboursement ont été modifiées comme suit :

- au 31 décembre 2012, 50 % des sommes en principal et intérêts dus au titre de l'Avance, si la dette consolidée estimée de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blarininghem) ;
- au 31 décembre 2013, la totalité des sommes en principal et intérêts restant dues au titres de l'Avance si la dette consolidée estimée de Direct Energie au 31 décembre 2013 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Direct Energie au 31 décembre 2013 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blarininghem) ;
- au 31 décembre 2014, l'intégralité des sommes en principal et intérêts restant dues, le cas échéant au titre de l'Avance, sans condition.

Il était également envisagé que le remboursement puisse être effectué par compensation avec les sommes dues par le prêteur au titre d'une souscription à une augmentation du capital social de la Société qui lui serait réservée.

Effet en 2013 : cette convention a entraîné le remboursement du solde des sommes dues, en principal et intérêts, soit la somme de 10 116 milliers d'euros.

Personne concernée : M. Stéphane Courbit, en sa qualité de Président de Lov Group Invest, elle-même président de François Premier Energie et d'administrateur de la société Direct Energie.

- **Avec la société Impala**

Un avenant a été conclu en date du 1<sup>er</sup> juin 2012 modifiant la convention de prêt d'actionnaire conclue le 25 février 2011 d'un montant total en principal de 20 000 milliers d'euros devant arriver à échéance le 30 juin 2012. Les modalités de remboursement ont été modifiées comme suit :

- au 31 décembre 2012, 50 % des sommes en principal et intérêts dues au titre de l'Avance, si la dette consolidée estimée de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blarininghem) ;
- au 31 décembre 2013, la totalité des sommes en principal et intérêts restant dues au titres de l'Avance si la dette consolidée estimée de Direct Energie au 31 décembre 2013 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Direct Energie au 31 décembre 2013 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blarininghem) ;

- au 31 décembre 2014, l'intégralité des sommes en principal et intérêts restant dues, le cas échéant au titre de l'Avance, sans condition.

Il était également envisagé que le remboursement puisse être effectué par compensation avec les sommes dues par le prêteur au titre d'une souscription à une augmentation du capital social de la Société qui lui serait réservée.

Effet en 2013 : cette convention a entraîné le remboursement du solde des sommes dues, en principal et intérêts, soit la somme de 10 116 milliers d'euros.

Personne concernée : M. Jacques Veyrat, en sa qualité de Président d'Impala et d'administrateur de la société Direct Energie.

- **Avec la société EBM Trirhena AG**

Un avenant a été conclu en date du 1<sup>er</sup> juin 2012 modifiant la convention de prêt d'actionnaire conclue le 25 février 2011 d'un montant total en principal de 20 000 000 € devant arriver à échéance le 30 juin 2012. Les modalités de remboursement ont été modifiées comme suit :

- au 31 décembre 2012, 50 % des sommes en principal et intérêts dues au titre de l'Avance, si la dette consolidée estimée de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blaringhem) ;
- au 31 décembre 2013, la totalité des sommes en principal et intérêts restant dues au titres de l'Avance si la dette consolidée estimée de Direct Energie au 31 décembre 2013 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Direct Energie au 31 décembre 2013 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blaringhem) ;
- au 31 décembre 2014, l'intégralité des sommes en principal et intérêts restant dues, le cas échéant au titre de l'Avance, sans condition.

Il était également envisagé que le remboursement puisse être effectué par compensation avec les sommes dues par le prêteur au titre d'une souscription à une augmentation du capital social de la Société qui lui serait réservée.

Effet en 2013 : cette convention a entraîné le remboursement du solde des sommes dues, en principal et intérêts, soit la somme de 10 116 milliers d'euros.

Personne concernée : M. Cédric Christmann, en sa qualité d'administrateur d'EBM Trirhena AG et d'administrateur de la société Direct Energie.

Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 28 mars 2014

Les Commissaires aux Comptes

*ERNST & YOUNG et Autres*

*DELOITTE & ASSOCIES*

*Philippe DIU*

*François-Xavier AMEYE*

19.5. RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS  
REGLEMENTEES AU TITRE DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2012

Aux Actionnaires,

*En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.*

*Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attache à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.*

*Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.*

*Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à Poweo Direct Energie à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.*

**CONVENTIONS SOUMISES A L'APPROBATION DE L'ASSEMBLEE GENERALE**

*Conventions autorisées au cours de l'exercice écoulé*

*En application de l'article L. 225-40 du code de commerce, nous avons été avisés des conventions suivantes qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.*

**- Avec la société Birseck Hydro SAS**

*Votre conseil d'administration du 20 octobre 2012 a autorisé la cession en date du 31 octobre 2012, à la société Birseck Hydro SAS, de la totalité des 6 500 actions détenues par Direct Energie Génération (filiale de Poweo Direct Energie à 100 %) soit 5 % du capital social et des droits de vote de la société Pyrénées Hydro. Votre conseil a également autorisé la cession à Birseck Hydro SAS de la totalité du compte courant d'associé détenu par Direct Energie Génération.*

*Effet en 2012 : Cette convention a entraîné l'encaissement d'un produit de 954 milliers € au titre de la période.  
Personne concernée : M. Cédric Christmann en sa qualité d'administrateur de Birseck Hydro SAS et d'administrateur de Poweo Direct Energie.*

**- Avec la société Ornicar**

*Votre conseil d'administration du 20 décembre 2012 a autorisé la mise en place d'un contrat d'assistance conclu le 21 décembre 2012 portant sur la stratégie et la négociation de contrats structurants (assurance et financement), moyennant une rémunération globale de 90 000 € HT au titre de la période du janvier au 31 décembre 2013.*

*Effet en 2012 : Cette convention n'a pas entraîné de paiement en 2012.*

*Personne concernée : M. Jean-Jacques Laurent en sa qualité d'associé de la SARL Ornicar et d'administrateur de Poweo Direct Energie.*

**- Avec la société Prim & Proper**

Votre conseil d'administration du 16 décembre 2011 a autorisé la conclusion d'un contrat signé le 12 janvier 2012 qui prolonge pour une durée de 3 mois, du 1er janvier au 31 mars 2012, le contrat de conseil initial du 21 août 2009 passé entre la société Prim & Proper et Poweo SA, et qui correspondait à une mission transitoire d'accompagnement suite à la démission du Directeur Général.

Le contrat prévoit le versement d'honoraires mensuels de 110 000 € et d'une prime de résultat, pour un montant maximal de 240 000 €, basé sur différents critères de réalisation de plusieurs projets, dont notamment le rapprochement avec Direct Energie, l'obtention de licences hydro et CCGT. Ce contrat est arrivé à échéance le 31 décembre 2011. L'atteinte des critères d'attribution de la prime de succès a été évaluée à 61,35 % pour la période du 1er septembre au 31 décembre 2011 (soit un montant de 100 000 €). Le nouveau contrat signé avec Prim & Proper prévoit le versement d'honoraires mensuels d'un montant de 30 000 € HT par mois sans autre forme d'incitation.

Effet en 2012 : paiement des honoraires pour un montant de 70 000 € HT en 2012 (au titre des prestations effectuées au cours de la période du 1er décembre au 31 décembre 2011 et mises en paiement le 18 janvier 2012), d'une prime de succès de 100 000 € HT en 2012 (au titre du 3e semestre 2011) et des honoraires pour un montant de 90 000 € HT (au titre des prestations effectuées au 1<sup>er</sup> trimestre 2012).

Personne concernée : M. Loïc Capéran en sa qualité d'associé de Prim & Proper et de Directeur Général et administrateur de POWEO SA.

#### **- Avec la société François Premier Energie**

Votre conseil d'administration du 31 mai 2012 a autorisé l'avenant conclu en date du 1<sup>er</sup> juin 2012 modifiant la convention de prêt d'actionnaire conclu le 25 février 2011 d'un montant total en principal de 20 000 000 € arrivé à échéance le 30 juin 2012. Les modalités de remboursement ont été modifiées comme suit :

- au 31 décembre 2012, 50 % des sommes en principal et intérêts dues au titre de l'Avance, si la dette consolidée estimée de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blaringhem) ;
- au 31 décembre 2013, la totalité des sommes en principal et intérêts restant dues au titres de l'Avance si la dette consolidée estimée de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2013 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2013 (hors options d'achat) sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blaringhem) ;
- au 31 décembre 2014, l'intégralité des sommes en principal et intérêts restant dues, le cas échéant au titre de l'Avance, sans condition.

Il est également envisagé que le remboursement puisse être effectué par compensation avec les sommes dues par le prêteur au titre d'une souscription à une augmentation du capital social de la Société qui lui serait réservée.

Effet en 2012: remboursement à hauteur de 11 244 931,51 € (y compris 1 244 931,51 € d'intérêts financiers) en date du 24/12/2012.

Personne concernée : M. Stéphane Courbit, en sa qualité de Président de Lov Group Invest, elle-même président de François Premier Energie et d'administrateur de la Société Power Direct Energie.

#### **- Avec la société Impala**

Votre conseil d'administration du 31 mai 2012 a autorisé l'avenant conclu en date du juin 2012 modifiant la convention de prêt d'actionnaire conclu le 25 février 2011 d'un montant total en principal de 20 000 000 € arrivé à échéance le 30 juin 2012. Les modalités de remboursement ont été modifiées comme suit :

- au 31 décembre 2012, 50 % des sommes en principal et intérêts dues au titre de l'Avance, si la dette consolidée estimée de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (hors options d'achat sur Poweo

*Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blarininghem) ;*

- *au 31 décembre 2013, la totalité des sommes en principal et intérêts restant dues au titres de l'Avance si la dette consolidée estimée de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2013 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2013 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blarininghem) ;*
- *au 31 décembre 2014, l'intégralité des sommes en principal et intérêts restant dues, le cas échéant au titre de l'Avance, sans condition.*

*Il est également envisagé que le remboursement puisse être effectué par compensation avec les sommes dues par le prêteur au titre d'une souscription à une augmentation du capital social de la Société qui lui serait réservée.*

*Effet en 2012: remboursement à hauteur de 11 263 013,70 € (y compris 1 263 013,70 € d'intérêts financiers) en date du 24/12/2012.*

*Personne concernée M. Jacques Veyrat, en sa qualité de Président d'Impala et d'administrateur de la Société Power Direct Energie.*

#### **- Avec la société EBM Trirhena AG**

*Votre conseil d'administration du 31 mai 2012 a autorisé l'avenant conclu en date du 1er juin 2012 modifiant la convention de prêt d'actionnaire conclu le 25 février 2011 d'un montant total en principal de 20 000 000 € arrivé à échéance le 30 juin 2012. Les modalités de remboursement ont été modifiées comme suit :*

- *au 31 décembre 2012, 50 % des sommes en principal et intérêts dues au titre de l'Avance, si la dette consolidée estimée de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2012 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blarininghem) ;*
- *au 31 décembre 2013, la totalité des sommes en principal et intérêts restant dues au titres de l'Avance si la dette consolidée estimée de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2013 (en ce inclus les Prêts d'Actionnaires) est inférieure à 3 fois l'EBITDA consolidé estimé de Poweo Direct Energie au 31 décembre 2013 (hors options d'achat sur Poweo Production Pont-sur-Sambre, Toul et Blarininghem) ;*
- *au 31 décembre 2014, l'intégralité des sommes en principal et intérêts restant dues, le cas échéant au titre de l'Avance, sans condition.*

*Il est également envisagé que le remboursement puisse être effectué par compensation avec les sommes dues par le prêteur au titre d'une souscription à une augmentation du capital social de la Société qui lui serait réservée.*

*Effet en 2012: remboursement à hauteur de 11 248 219,18 € (y compris 1 248 219,18 € d'intérêts financiers) en date du 24/12/2012.*

*Personne concernée : M. Cédric Christmann, en sa qualité d'administrateur d'EBM Trirhena AG et d'administrateur de la Société Power Direct Energie.*

#### **CONVENTIONS DEJA APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE**

*Convention approuvée au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé*

*En application de l'article R. 225-30 du code de commerce, nous avons été informés que l'exécution de la convention suivante, déjà approuvée par l'assemblée générale au cours d'un exercice antérieur, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.*

**- Avec la société Prim & Proper**

*Une lettre de mission a été signée entre la société Prim & Proper et Poweo SA en date du 16 octobre 2011 dans le cadre de la préparation de la fusion envisagée avec Direct Energie. La mission a pour objectif d'assister la société Poweo SA dans la mise en œuvre de moyens opérationnels, organisationnels et humains. Le montant total des honoraires est de 200 000 €, payables à 50 % à la signature du contrat, et à 50 % à la fin du mois de décembre.*

*Effet en 2012: paiement des honoraires pour un montant de 100 000 € HT en 2012 (1 ère tranche de 100 000 € HT payée en 2011).*

*Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 5 avril 2013*

*Les Commissaires aux Comptes*

*ERNST & YOUNG et Autres*

*DELOITTE & ASSOCIES*

*Philippe DIU*

*François-Xavier AMEYE*

## 20. INFORMATIONS FINANCIERES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIERE ET LES RESULTATS DE LA SOCIETE

### 20.1. COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LE REFERENTIEL IFRS

Les comptes consolidés sont reproduits aux Annexes 1 et 2 du Prospectus.

### 20.2. INFORMATION PRO FORMA

Le Groupe a annoncé la signature en date du 1<sup>er</sup> octobre d'un « sale and purchase agreement » avec le groupe suisse Alpiq pour l'acquisition de 100% du capital de sa filiale française 3CB. Cette dernière, dédiée à la production d'électricité, détient et exploite une centrale thermique à cycle combiné gaz située à Bayet dans l'Allier. Dans le cadre d'un contrat de « tolling » conclu avec le groupe Alpiq, qui lui assure une rémunération assise sur ses coûts majorés d'une marge commerciale, celle-ci a dégagé depuis sa mise en service un résultat net positif. Elle compte une trentaine d'employés. Construite en juillet 2011 par Ansaldo (technologie Siemens), la centrale dispose d'une capacité installée de 408 MW, et a représenté un investissement total de près de 300 M€. Au 31 décembre 2014, date des derniers comptes individuels publiés par cette société, la valeur nette comptable de ses immobilisations s'élevait à près de 250 M€ pour un total bilan de près de 268 M€ et une situation nette de 107 M€

Le montant de la transaction, qui porte sur les titres de la société 3CB, et n'intègre pas la reprise par la Société en tant que « toller », du contrat de « tolling » existant actuellement entre 3CB et Alpiq, sera intégralement versé en numéraire, et s'élève à environ 45 M€, montant soumis aux ajustements de prix usuels, et représentant pour Direct Energie, et dans les conditions de marché actuelles, la juste valeur des actifs et passifs de la société 3CB en date d'acquisition. A l'issue de l'acquisition, la société Direct Energie a en effet pour intention de mettre la centrale face au marché. Ses revenus seront donc fonction des prix constatés sur les marchés spot et à terme de l'électricité, qui sont susceptibles de fluctuer au fil du temps, et ne seront donc plus assis sur ses seuls coûts. La rentabilité de la société sera ainsi exposée aux variations des prix relatifs du gaz et du CO2 d'une part, qui représentent ses principaux coûts variables, et de l'électricité d'autre part, qui représente sa principale source de revenu variable.

La Société projette de finaliser l'opération, qui demeure soumise à la levée de conditions suspensives, dont la principale tient à l'obtention des conclusions positives d'une expertise technique actuellement en cours, au plus tôt en fin d'année 2015, et prévoit de financer ou de refinancer l'acquisition par une émission obligataire par placement privé d'un montant compris entre 50 et 60 millions d'euros. Compte tenu de ce calendrier, le Groupe n'anticipe aucun impact significatif sur l'Ebitda et le résultat opérationnel courant 2015. Dans le cadre des modalités d'exploitation envisagées par la société Direct Energie, et au regard des conditions de marché actuelles, le groupe s'attend pour 2016 à un effet dilutif de l'ordre de (-4,5 M€) sur l'Ebitda consolidé.

Compte tenu de l'impact anticipé de cette acquisition en 2015 sur les principaux agrégats financiers du Groupe (bilan, chiffre d'affaires et résultat), au regard notamment du prix d'acquisition versé, représentatif de la juste valeur des actifs et passifs de la société 3CB (qui ne détient qu'un seul actif associé à un seul contrat de tolling), et des nouvelles modalités d'exploitation de la centrale envisagées par la Société à l'issue de l'acquisition, le Groupe n'a pas établi d'information pro-forma au titre du présent Prospectus.



---

## 20.3. VERIFICATIONS DES INFORMATIONS FINANCIERES HISTORIQUES

### 20.3.1. RAPPORT D'AUDIT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS TELLES QU'ADOPTÉES DANS L'UNION EUROPEENNE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2014

Ce rapport est reproduit en Annexe 1 du Prospectus.

---

### 20.3.2. RAPPORT D'AUDIT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS TELLES QU'ADOPTÉES DANS L'UNION EUROPEENNE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2013

Ce rapport est reproduit en Annexe 1 du Prospectus.

---

### 20.3.3. RAPPORT D'AUDIT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS TELLES QU'ADOPTÉES DANS L'UNION EUROPEENNE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2012

Ce rapport est reproduit en Annexe 1 du Prospectus.

---

### 20.3.4. RAPPORT D'EXAMEN LIMITE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS TELLES QU'ADOPTÉES DANS L'UNION EUROPEENNE POUR LA PERIODE DU 1ER JANVIER AU 30 JUIN 2015

Ce rapport est reproduit en Annexe 2 du Prospectus.

---

## 20.4. DATE DES DERNIERES INFORMATIONS FINANCIERES

30 juin 2015.

---

## 20.5. POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES

### 20.5.1. DIVIDENDES VERSES AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

La Société a décidé, à l'occasion de son conseil d'administration d'arrêté des comptes annuels 2014, le versement d'un dividende d'un montant nominal de 0,15€ par action, mis en paiement le 9 juin 2015 sur la base du nombre d'actions composant le capital à la clôture du 4 juin 2015. La part du bénéfice distribuable correspondant aux actions auto détenues a été affectée au report à nouveau, si bien que le montant net de la distribution s'est élevé à 6 117 759,45 €.

---

## 20.5.2. POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES

Au titre des trois derniers exercices, la Société n'a distribué des dividendes qu'à l'issue de la clôture des comptes 2014 (voir 20.5.1 ci-dessus) approuvés par l'assemblée générale mixte du 26 mai 2015.

Compte tenu de la stratégie de développement envisagée par le Groupe, il n'est pas prévu d'arrêter dans les 12 prochains mois une politique de versement de dividendes.

Cependant, le Conseil d'administration de la Société étudiera annuellement l'opportunité de verser un dividende en considérant les conditions générales de l'environnement économique, les conditions spécifiques à son secteur d'activité, les résultats du Groupe, sa situation financière, les intérêts de ses actionnaires ainsi que tout autre facteur qu'il jugera pertinent.

---

## 20.6. PROCEDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE

Le Groupe peut être impliqué dans des procédures judiciaires, administratives ou arbitrages dans le cours normal de ses activités. Les Sociétés du Groupe constituent une provision lorsqu'il existe une probabilité suffisante que de telles procédures soient susceptibles d'entraîner des coûts à la charge d'une des Sociétés du Groupe et que ces coûts peuvent être estimés de manière fiable.

Sous réserve de ce qui est mentionné dans la présente Section, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autres procédures judiciaires, gouvernementales, administratives ou arbitrales, qui soient en suspens ou dont la Société ou sa Filiale serait menacée, susceptibles d'avoir, ou ayant eu au cours des douze derniers mois, des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société ou de ses Filiales.

### **Contentieux réglementaire**

- Comme indiqué à la Section 4.1.1 (*Risques liés au secteur d'activité*), le CoRDiS (Comité de règlement des différends et des sanctions) a confirmé dans sa décision du 19 septembre 2014, qui a depuis fait l'objet d'un appel non suspensif, que le fournisseur de gaz naturel ne devait pas assumer les impayés de part acheminement distribution du gestionnaire de réseaux de distribution (GrDF), cette décision étant applicable tant pour l'avenir que pour le passé. A la clôture 2014, le Groupe a tiré les conséquences de cette décision et cessé de provisionner la part acheminement des créances gaz impayées mais non encore irrécouvrables. Le Groupe compte par ailleurs obtenir, en application de cette décision, le remboursement de la part acheminement des créances gaz irrécouvrables historiques. La Cour d'appel, qui devrait rendre une décision courant 2016, sera également amenée à trancher la problématique de la rémunération de la Société pour les prestations fournies au client final, pour ce qui concerne son accès aux réseaux de distribution, pour le compte de GrDF.
- Comme indiqué à la Section 4.1.2 (*Risques réglementaires et juridiques*), la Société et l'ANODE ont formé à plusieurs reprises des pourvois devant le Conseil d'Etat pour que le principe de couverture des coûts complets de l'opérateur historique EDF soit respecté. A cet égard, le Conseil d'Etat a déjà rendu une décision en la matière le 11 avril 2014. Il a donné droit aux demandes de l'ANODE s'agissant de l'arrêté du 20 juillet 2012, qui s'appliquait sur la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013. Cette décision a permis à la Société de réaliser un rattrapage de facturation représentant 16,4 millions d'euros de marge brute au cours de l'année 2014, et 2,5 millions d'euros complémentaires au 30 juin 2015.

Plusieurs actions sont encore pendantes devant le Conseil d'Etat relatives :

- à l'arrêté du 26 juillet 2013, qui s'appliquait sur la période du 1<sup>er</sup> août 2013 au 31 octobre 2014.
- à l'arrêté du 28 juillet 2014, qui a annulé l'augmentation de 5% des tarifs réglementés qui devait intervenir au 1<sup>er</sup> août 2014.
- à l'arrêté du 30 octobre 2014, qui s'est appliqué du 1<sup>er</sup> novembre 2014 jusqu'au 31 juillet de cette année.
- à l'arrêté du 30 juillet 2015 qui s'applique depuis le 1<sup>er</sup> août de cette année.
- A noter également que la Société a attaqué de manière individuelle le décret du 28 octobre 2014 qui modifie la méthode de fixation des tarifs réglementés, exonérant le gouvernement de couvrir les coûts complets de l'opérateur historique.

### ***Contentieux commerciaux et prud'homaux***

La Société est engagée dans plusieurs contentieux commerciaux et prud'homaux. Le montant global de provisions constituées au 30 juin 2015 est de 3,2 M€, comme indiqué en note 21.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés au 30 juin 2015, qui figurent en Annexe 2 au présent Prospectus. Il se compose de provisions pour risques prud'homaux à hauteur de 1,4 M€, constituées notamment dans le cadre de litiges opposant la société à des anciens salariés, et de provisions pour risques commerciaux à hauteur de 1,7 M€, constituées notamment dans le cadre d'un différend commercial opposant la société à l'un de ses fournisseurs quant aux modalités d'application pratique du contrat les unissant.

---

### **20.7. CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIERE OU COMMERCIALE**

Il n'y a pas eu à la connaissance de la Société, de changement significatif de la situation financière ou commerciale du Groupe depuis le 30 juin 2015, date des derniers états financiers semestriels publiés.

## 21. INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES

### 21.1. CAPITAL SOCIAL

#### 21.1.1. MONTANT DU CAPITAL SOCIAL

A la date d'établissement du présent Prospectus, le capital social est fixé à la somme de quatre millions soixante-dix-neuf mille deux cent quatre-vingt-dix euros et cinquante centimes (4 079 296,50 €) divisé en 40 792 965 actions ordinaires de 0,10 € de valeur nominale chacune, entièrement souscrites et libérées.

Au 31 décembre 2014, le nombre d'actions en circulation était de 40 792 965 contre 47 623 255 au 1er janvier 2014. Cette variation fait notamment suite à l'annulation réalisée par la Société le 9 janvier 2014 de 7 541 290 actions auto-détenues (voir la Section 18.1.2. *Modifications dans la répartition du capital au cours des trois derniers exercices*). Le nombre d'actions en circulation reste inchangé au 30 juin 2015.

#### 21.1.2. ACTIONS NON REPRESENTATIVES DU CAPITAL

Néant

#### 21.1.3. ACTIONS DETENUEES PAR L'EMETTEUR OU SES FILIALES

Au 31 décembre 2014, la Société détenait 11 481 actions Direct Energie, de 0,10 € de valeur nominale chacune, représentant 271 383,41 € en espèces, dans le cadre de son contrat de liquidité. Au 30 juin 2015, le nombre d'actions Direct Energie auto-détenues est de 5 593, et représente 314 968 € en espèces.

L'assemblée générale mixte des actionnaires de la Société du 26 mai 2015 a autorisé le Conseil d'administration à mettre en œuvre, pour une durée de dix-huit mois à compter de l'assemblée, un programme de rachat des actions de la Société dans le cadre des dispositions des articles L.225-209 et suivants du Code de commerce et des pratiques de marché admise par l'Autorité des Marchés Financiers.

Les principaux termes de cette autorisation sont les suivants :

- Les achats d'actions de la Société qui seront réalisés par le Conseil d'administration ne pourront en aucun cas amener la Société à détenir plus de 10% des actions composant le capital social à quelque moment que ce soit, ce pourcentage s'appliquant à un capital ajusté en fonction des opérations l'affectant postérieurement à la date de l'assemblée, étant précisé que le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de cette limite correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de l'autorisation lorsque les actions sont achetées pour favoriser la liquidité dans les conditions définies par la réglementation applicable.
- Le nombre d'actions acquises par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne peut excéder 5 % de son capital social.
- L'acquisition des actions ne pourra être effectuée à un prix unitaire supérieur à 30 euros, soit un montant théorique maximum consacré au programme de rachat sur la base du pourcentage maximum de 10% de 122 378 895 euros, hors frais de négociation. Ce prix d'achat maximum global sera, le cas

échéant, ajusté par le Conseil d'administration conformément au nombre d'actions de la Société existantes après d'éventuelles opérations financières de la Société ou de décisions touchant le capital social postérieurement à la date de l'assemblée.

- L'acquisition, la cession ou le transfert des actions pourront être réalisés par tous moyens et de toutes manières, y compris de gré à gré, par mécanismes optionnels ou par blocs de titres, en une ou plusieurs fois, dans les proportions et aux époques qu'il plaira au Conseil administration (notamment en période d'offre publique sur le capital de la Société), dans le respect de la réglementation en vigueur applicable.

Les objectifs des rachats d'actions autorisés par l'assemblée sont les suivants :

- (i) favoriser la liquidité des titres de la Société dans les conditions et limites prévues par la réglementation applicable, et notamment dans le respect des conditions posées par l'article L.225-209 du Code de commerce, dans le cadre d'un contrat de liquidité,
- (ii) attribuer ou céder des actions aux salariés (ou à certains d'entre eux) et/ou aux mandataires sociaux de la Société (ou certains d'entre eux) et/ou de son Groupe dans les conditions et selon les modalités prévues par la réglementation applicable, notamment dans le cadre d'un régime d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions ou d'un plan d'épargne d'entreprise,
- (iii) mettre en œuvre toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché,
- (iv) conservation et remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe,
- (v) remise d'actions lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière,
- (vi) annulation éventuelle des actions.

#### 21.1.4. VALEURS MOBILIERES CONVERTIBLES, ECHANGEABLES OU ASSORTIES DE BONS DE SOUSCRIPTION

L'historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions ainsi que des attributions gratuites d'actions en vigueur à la date du Prospectus sont rappelés au Chapitre 15 (*Rémunérations et avantages*) ci-dessus.

Afin d'accroître la motivation et l'implication de ses bénéficiaires dans le Groupe, la Société a mis en place les plans d'options de souscription ou d'achat d'actions et d'attributions gratuites d'actions suivants :

##### **Options de souscription ou d'achat d'actions :**

###### **(i) Plans d'attribution d'options de souscription d'actions Poweo (pré-fusion) :**

- **Plan OSA du 20 juillet 2007** : suivant autorisation faite par l'Assemblée Générale du 24 mai 2007, le Conseil d'administration de la société Poweo en date du 14 septembre 2007 a décidé la mise en place d'un règlement de plan d'options de souscriptions d'actions dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
  - Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le conseil d'administration parmi les membres du personnel salarié ou les mandataires sociaux de la Société ou les salariés d'une

société affiliée et ne détenant pas plus de 10% du capital de la société à la date d'attribution, ou ne pouvant être amené à détenir plus de 10% du capital de la Société en raison de l'attribution.

- Conditions de « vesting » : attribution définitive des options, sous réserve de satisfaction des critères de présence définis par le conseil, suivant la périodicité suivante :
    - attribution définitive de la moitié des options à l'expiration d'une période de deux ans suivant l'attribution.
    - attribution définitive de la seconde moitié des options à l'expiration d'une période de trois ans suivant l'attribution.
  - Période d'exercice des options : entre le 15 septembre 2011 et le 19 juillet 2017
  - Prix de souscription des actions : 37,87€ par action
- **Plan OSA du 18 juillet 2008** : suivant autorisation faite par l'Assemblée Générale en date du 25 juin 2008, le Conseil d'administration de la société Poweo en date du 18 juillet 2008 a décidé la mise en place d'un règlement de plan d'options de souscriptions d'actions dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
- Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le conseil d'administration parmi les membres du personnel salarié ou les mandataires sociaux de la Société ou les salariés d'une société affiliée et ne détenant pas plus de 10% du capital de la société à la date d'attribution, ou ne pouvant être amené à détenir plus de 10% du capital de la Société en raison de l'attribution.
  - Conditions de « vesting » : attribution définitive des options, sous réserve de satisfaction des critères de présence définis par le conseil, suivant la périodicité suivante :
    - attribution définitive de la moitié des options à l'expiration d'une période de deux ans suivant l'attribution.
    - attribution définitive de la seconde moitié des options à l'expiration d'une période de trois ans suivant l'attribution.
  - Période d'exercice des options : entre le 19 juillet 2012 et le 17 juillet 2018
  - Prix de souscription des actions : 26,76€ par action
- **Plan OSA du 5 novembre 2009** : suivant autorisation faite par l'Assemblée Générale en date du 9 juin 2009, le Conseil d'administration de la société Poweo en date du 5 novembre 2009 a décidé la mise en place d'un règlement de plan d'options de souscriptions d'actions dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
- Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le conseil d'administration parmi les membres du personnel salarié ou les mandataires sociaux de la Société ou les salariés d'une société affiliée et ne détenant pas plus de 10% du capital de la société à la date d'attribution, ou ne pouvant être amené à détenir plus de 10% du capital de la Société en raison de l'attribution.
  - Conditions de « vesting » : attribution définitive des options, sous réserve de satisfaction des critères de présence définis par le conseil, suivant la périodicité suivante :

- attribution définitive de la moitié des options à l'expiration d'une période de deux ans suivant l'attribution.
- attribution définitive de la seconde moitié des options à l'expiration d'une période de trois ans suivant l'attribution.
- Période d'exercice des options : entre le 6 novembre 2013 et le 5 novembre 2016
- Prix de souscription des actions : 23€ par action

**(ii) Plans d'attribution d'options de souscription d'actions Direct Energie (pré-fusion) :**

- **Plan OSA 5 du 6 avril 2012** : suivant autorisation faite par l'Assemblée Générale en date du 6 avril 2012, le Conseil d'administration de la société Direct Energie (pré-fusion) a décidé le même jour la mise en place d'un règlement de plan d'options de souscription d'actions dont les principales caractéristiques, modifiées par l'Assemblée Générale et le Conseil d'administration du 20 décembre 2012, sont les suivantes :
  - Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le conseil d'administration sur recommandation du président, ayant la qualité de mandataires sociaux et/ou de personnel salarié de la société ou d'une société affiliée, conformément aux dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-177 du Code de commerce.
  - Conditions de « vesting » : attribution définitive des options, sous réserve de satisfaction des critères de présence définis par le conseil, suivant la périodicité suivante :
    - attribution définitive d'un premier tiers des options à l'expiration d'une période de huit mois suivant l'attribution.
    - attribution définitive du deuxième tiers des options à l'expiration d'une période de vingt mois suivant l'attribution.
    - attribution définitive du troisième tiers des options à l'expiration d'une période de trente-deux mois suivant l'attribution.
  - Période d'exercice des options : entre la date du 4ème anniversaire de l'attribution des options et la date du 7ème anniversaire de l'attribution
  - Prix de souscription : 700€ par action

Les droits des bénéficiaires des options de souscription d'actions Direct Energie (pré-fusion) ont, du fait de la fusion entre les sociétés Direct Energie et Poweo, été automatiquement ajustés afin de refléter la parité de fusion retenue dans le cadre de la fusion (à savoir 1.216 actions Poweo Direct Energie pour 13 actions Direct Energie). En conséquence, par application de ladite parité, chaque OSA 5 donnera droit à son bénéficiaire à la souscription de 1.216/13 actions, soit environ 93,54 actions de la Société.

**(iii) Plans d'attribution d'options de souscription d'actions de la Société :**

- **Plan PDE OSA 1 du 20 décembre 2012** : suivant autorisation faite par l'Assemblée Générale du 20 décembre 2012, le Conseil d'administration de la Société en date du même jour a décidé la mise en place du premier plan d'options de souscription d'actions post fusion dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
  - Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le conseil d'administration sur recommandation du comité des rémunérations, ayant la qualité de mandataires sociaux

et/ou de personnel salarié de la Société ou d'une société affiliée, conformément aux dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-177 du Code de commerce.

- Conditions de « vesting » : attribution définitive des options, sous réserve de satisfaction des critères de présence définis par le conseil, suivant la périodicité suivante :
    - attribution définitive d'un premier tiers des options à l'expiration d'une période d'un an suivant l'attribution.
    - attribution définitive du deuxième tiers des options à l'expiration d'une période de deux ans suivant l'attribution.
    - l'attribution définitive du troisième tiers des options à l'expiration d'une période de trois ans suivant l'attribution.
  - Période d'exercice des options : entre la date du 4<sup>ème</sup> anniversaire de l'attribution des options et la date du 7<sup>ème</sup> anniversaire de l'attribution
  - Prix de souscription des actions : 4,77€ par action
- **Plan DE OSA 2 du 16 juillet 2014** : suivant autorisation faite par l'Assemblée Générale du 20 décembre 2012, le Conseil d'administration de la Société en date du 16 juillet 2014 a décidé la mise en place d'un plan d'options de souscription d'actions dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
- Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le conseil d'administration sur recommandation du comité des rémunérations, ayant la qualité de mandataires sociaux et/ou de personnel salarié de la Société ou d'une société affiliée, conformément aux dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-177 du Code de commerce.
  - Conditions de « vesting » : attribution définitive des options, sous réserve de satisfaction des critères de présence définis par le conseil, suivant la périodicité suivante :
    - attribution définitive d'un premier tiers des options à l'expiration d'une période d'un an suivant l'attribution.
    - attribution définitive du deuxième tiers des options à l'expiration d'une période de deux ans suivant l'attribution.
    - l'attribution définitive du troisième tiers des options à l'expiration d'une période de trois ans suivant l'attribution.
  - Période d'exercice des options : entre la date du 4<sup>ème</sup> anniversaire de l'attribution des options et la date du 7<sup>ème</sup> anniversaire de l'attribution
  - Prix de souscription des actions : 9€ par action
- **Plan DE OSA 3 du 15 décembre 2014** : sur délégation de l'Assemblée Générale du 20 décembre 2012, le Conseil d'administration en date du 10 décembre 2014 a décidé la mise en place d'un plan d'options de souscription d'actions dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
- Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le Conseil d'administration sur recommandation du comité des rémunérations, ayant la qualité de mandataires sociaux et/ou de personnel salarié de la Société ou d'une société affiliée, conformément aux dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-177 du Code de commerce.
  - Conditions de « vesting » : attribution définitive des options, sous réserve de satisfaction des critères de présence définis par le conseil, suivant la périodicité suivante :



- attribution définitive d'un premier tiers des options à l'expiration d'une période d'un an suivant l'attribution.
    - attribution définitive du deuxième tiers des options à l'expiration d'une période de deux ans suivant l'attribution.
    - l'attribution définitive du troisième tiers des options à l'expiration d'une période de trois ans suivant l'attribution.
  - Période d'exercice des options : entre la date du 4ème anniversaire de l'attribution des options et la date du 7ème anniversaire de l'attribution
  - Prix de souscription des actions : 9€ par action
  
- **Plan DE OSA 4 du 10 décembre 2014** : sur délégation de l'Assemblée Générale du 20 décembre 2012, le Conseil d'administration du 10 décembre 2014 a décidé la mise en place d'un plan d'options de souscription d'actions dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
  - Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le Conseil d'administration sur recommandation du comité des rémunérations, ayant la qualité de mandataires sociaux et/ou de personnel salarié de la Société ou d'une société affiliée, conformément aux dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-177 du Code de commerce.
  - Conditions de « vesting » : attribution définitive des options, sous réserve de satisfaction des critères de présence définis par le conseil, suivant la périodicité suivante :
    - attribution définitive d'un premier tiers des options à l'expiration d'une période d'un an suivant l'attribution.
    - attribution définitive du deuxième tiers des options à l'expiration d'une période de deux ans suivant l'attribution.
    - l'attribution définitive du troisième tiers des options à l'expiration d'une période de trois ans suivant l'attribution.
  - Période d'exercice des options : entre la date du 4ème anniversaire de l'attribution des options et la date du 7ème anniversaire de l'attribution
  - Prix de souscription des actions : 12€ par action
  
- **Plan DE OSA 5 du 2 juin 2015** : sur délégation de l'Assemblée Générale du 26 mai 2015, le Conseil d'administration du 2 juin 2015 a décidé la mise en place d'un plan d'options de souscription d'actions dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
  - Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le Conseil d'administration sur recommandation du comité des rémunérations, ayant la qualité de mandataires sociaux et/ou de personnel salarié de la Société ou d'une société affiliée, conformément aux dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-177 du Code de commerce.
  - Conditions de « vesting » : attribution définitive des options, sous réserve de satisfaction des critères de présence définis par le conseil, suivant la périodicité suivante :
    - attribution définitive d'un premier tiers des options à l'expiration d'une période d'un an suivant l'attribution.
    - attribution définitive du deuxième tiers des options à l'expiration d'une période de deux ans suivant l'attribution.

- l'attribution définitive du troisième tiers des options à l'expiration d'une période de trois ans suivant l'attribution.
- Période d'exercice des options : entre la date du 4ème anniversaire de l'attribution des options et la date du 7ème anniversaire de l'attribution
- Prix de souscription des actions : 13,40 € par action

**Attribution gratuite d'actions :**

Le 20 décembre 2012, sur délégation de l'Assemblée Générale mixte du même jour, le Conseil d'administration de la Société a décidé la mise en place du premier plan d'attribution gratuite d'actions de la Société post fusion dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- Bénéficiaires : personnes physiques désignées par le conseil d'administration sur recommandation du comité des rémunérations, ayant la qualité de mandataires sociaux et/ou de personnel salarié de la Société ou d'une société affiliée, conformément aux dispositions de l'article L. 225-19-2 du Code de commerce
- Acquisition définitive des actions gratuites au terme d'une période d'acquisition de deux années
- Obligation de conservation des actions gratuites pendant une durée de deux années à compter du terme de la période d'acquisition

En dehors de ces options de souscription ou d'achat d'actions et de ces attributions gratuites d'actions, la Société n'a pas attribué d'autres instruments financiers donnant accès à son capital.

**Dilution maximale :**

Le nombre total d'actions ordinaires susceptibles d'être créées par exercice intégral des options de souscription d'actions existantes à la date de visa du Prospectus, s'élève à 2 105 640 actions, soit une dilution maximale de 4,9% du capital, c'est-à-dire en prenant comme hypothèse l'exercice de l'intégralité des options de souscription d'actions ainsi attribuées. La dilution en droit de vote est identique et s'établit à 4,9%.

Si l'intégralité des enveloppes d'options de souscription d'actions et d'attribution gratuite d'actions votées par l'assemblée générale extraordinaire du 26 mai 2015 est utilisée, lors de cette seconde attribution ou ultérieurement, la dilution maximale totale sera de 9,2% du capital et des droits de vote.

---

**21.1.5. CAPITAL SOCIAL AUTORISE NON EMIS**

Les résolutions financières (délégations au Conseil d'administration) approuvées par l'assemblée générale du 26 mai 2015 statuant à titre extraordinaire sont synthétisées ci-dessous :

<b>Autorisation</b>	<b>Durée de validité (1)</b>	<b>Montant nominal maximum (en euros)</b>
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société, de toute	26 mois	100 millions (2)

filiale et/ou de toute autre société, avec maintien du droit préférentiel de souscription (10 <sup>ème</sup> résolution)		
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société, de toute filiale et/ou de toute autre société, avec suppression du droit préférentiel de souscription, dans le cadre d'une offre au public (11 <sup>ème</sup> résolution)	26 mois	100 millions (2)
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société, de toute filiale et/ou de toute autre société, avec suppression du droit préférentiel de souscription, par placement privé visé au II de l'article L.411-2 du Code monétaire et financier (12 <sup>ème</sup> résolution)	26 mois	100 millions (2)
Autorisation au Conseil d'administration en vue d'augmenter le montant de l'émission initiale, en cas d'émissions de titres avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription, décidées en application des dixième, onzième et douzième résolutions (13 <sup>ème</sup> résolution)	26 mois	Limite prévue par la réglementation applicable (à ce jour, 15% de l'émission initiale) (2)
Autorisation au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par émission d'actions ordinaires réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne d'entreprise ou d'un plan d'épargne de groupe avec suppression du droit préférentiel de souscription au profit de ces salariés (15 <sup>ème</sup> résolution)	26 mois	3% du capital social
Autorisation au Conseil d'administration à l'effet de réduire le capital social par voie d'annulation d'actions propres (16 <sup>ème</sup> résolution)	24 mois	10% du capital social
Autorisation à conférer au Conseil d'administration à l'effet de consentir des options de souscription d'actions avec suppression du droit préférentiel de souscription en faveur des membres du personnel salarié et des mandataires sociaux de la Société ou de ses filiales (17 <sup>ème</sup> résolution)	38 mois	3% du capital social
Autorisation à conférer au Conseil d'administration à l'effet d'attribuer gratuitement des actions existantes ou à émettre, sans droit préférentiel de souscription, en faveur des salariés et/ou mandataires sociaux de la Société ou de ses filiales (18 <sup>ème</sup> résolution)	38 mois	3% du capital social
Délégation de compétence au Conseil d'administration en vue d'augmenter le capital social par incorporation de réserves, bénéfiques,	26 mois	100 millions

primes ou autres (19 <sup>ème</sup> résolution)		
---	--	--

(1) La période de validité des délégations commence à la date de l'assemblée générale du 26 mai 2015.

(2) Ces montants ne sont pas cumulatifs. Le plafond cumulé maximum des augmentations de capital susceptibles de résulter des dixième, onzième, douzième et treizième résolutions qui a été autorisé par l'assemblée générale du 26 mai 2015 en valeur nominale est fixé à 100 millions d'euros (cf. 14<sup>ème</sup> résolution de l'assemblée générale en date du 26 mai 2015).

---

#### 21.1.6. OPTIONS SUR LE CAPITAL DE MEMBRES DU GROUPE

A la connaissance de la Société, en dehors des engagements décrits à la Section 18.3 (*Contrôle direct ou indirect de la Société*) ci-dessus, il n'existe pas d'option d'achat ou de vente ou d'autres engagements au profit des actionnaires d'une société du Groupe ou consentis par ces derniers portant sur des actions d'une société du Groupe.

---

#### 21.1.7. HISTORIQUE DU CAPITAL SOCIAL

L'évolution du capital de la Société au cours des trois derniers exercices est présentée dans le tableau ci-dessous :

Année et nature de l'opération	Montant nominal de l'augmentation/réduction de capital (en euros)	Montants successifs du capital social (en euros)	Nombre d'actions cumulées
<b>8 juin 2012</b> Réduction de capital pour un montant de 14 752 699,20 euros, par réduction d'un montant unitaire de 0,90 euro de la valeur nominale des 16 391 888 actions, ainsi réduites de 1 à 0,10 euro (1)	14 752 699,20	1 639 188,80	16 391 888
<b>11 juillet 2012</b> Augmentation de capital pour un montant de 3 017 260,80 euros, par émission de 30 172 608 actions nouvelles	3 017 260,80	4 656 449,60	46 564 496
<b>20 décembre 2012</b> Augmentation de capital pour un montant de 935,40 euros, par émission de 9 354 actions nouvelles	935,40	4 657 385,00	46 573 850
<b>18 septembre 2013</b> Augmentation de capital pour un montant de 907,40 euros, par émission de 9 074 actions nouvelles	907,40	4 658 292,40	46 582 924
<b>11 décembre 2013</b> Augmentation de capital pour un montant de 104 033,10 euros, par émission de 1 040 331 actions nouvelles	104 033,10	4 762 325,50	47 623 255
<b>9 janvier 2014</b> Réduction de capital pour un montant de 754 129 euros, par annulation de 7 541 290 actions auto-détenues (2)	754 129,00	4 008 196,50	40 081 965
<b>20 décembre 2014</b> Augmentation de capital pour un montant de 71 100 euros, par émission de 711 000 actions nouvelles	71 100,00	4 079 296,50	40 792 965

(1) Le Conseil d'administration a proposé à l'assemblée générale du 8 juin 2012 dans la 14<sup>ème</sup> et 15<sup>ème</sup> résolution de procéder à la réduction de la valeur nominale des actions composant le capital social et d'apurer l'intégralité des pertes antérieures de la société en les imputant sur le compte de "prime d'émission". Ces opérations ont permis de nettoyer le bilan de la société sans modifier ses capitaux propres. Elles ont été un préalable nécessaire à toute opération future, visant à accroître les marges de manœuvre financières de la société, en réduisant la valeur nominale des actions et en apurant le report à nouveau déficitaire important.

Il a donc été décidé de réduire le capital social de 16.391.888 euros à 1.639.188,80 euros (soit pour un montant de 14.752.699,20 euros par affectation partielle du compte "report à nouveau") par voie de réduction d'un montant unitaire de 0,90 euro de la valeur nominale des 16.391.888 actions composant le capital de la société, ainsi réduite de 1 euro à 0,1 euro par action. Afin d'apurer l'intégralité du report à nouveau négatif, il a été décidé d'imputer le solde négatif du compte "report à nouveau", soit 281.438.442,80 euros, sur le compte de "prime d'émission" qui sera ainsi ramené de 307.062.137 euros à 25.623.694,20 euros.

(2) Préalablement à la fusion, la société Direct Energie était le principal actionnaire de la société Poweo, avec 7.541.290 actions représentant alors 46% de son capital social. En conséquence de la fusion entre les sociétés Poweo et Direct Energie le 11 juillet 2012, la Société détenait 7.541.290 actions auto-détenues, représentant 16,2% du capital de la Société.

Motivé par la volonté de la Société de ne plus détenir plus de 10% de son capital social, comme cela était temporairement autorisé, jusqu'au 11 juillet 2014, par l'article L. 225-213 alinéa 2 du Code de commerce, le président, sur délégation du Conseil d'administration en date du 11 décembre 2013 agissant lui-même sur autorisation de l'assemblée générale mixte du 9 décembre 2013, a décidé de réduire le capital d'une somme de 754.129 euros, pour le ramener de 4.762.325,50 euros à 4.008.196,50 euros, par voie d'annulation de la totalité des 7.541.290 actions auto-détenues par la Société d'une valeur nominale de 0,1 euros chacune. La différence

entre la valeur comptable de 26 243 689 euros des actions annulées et leur valeur nominale a été imputée sur le compte de primes d'émission à hauteur de 24 647 546,40 euros.

La répartition du capital et des droits de vote de la Société à la date d'établissement du présent Prospectus est présentée à la Section 18.1. (*Répartition du capital social et des droits de vote*) ci-dessus.

#### 21.1.8. ETAT DES NANTISSEMENTS PESANT SUR LES ACTIONS DE LA SOCIETE

Nom de l'actionnaire inscrit au nominatif pur	Bénéficiaire	Nombre d'actions nanties de l'émetteur	Pourcentage de capital nanti de l'émetteur
IMPALA SAS	BNP PARIBAS	7 628 435	18,70%
IMPALA SAS	CIC	6 400 000	15,69%
SUCHET GESTION	BNP PARIBAS	299 509	0,73%
Fabien Choné	LCL	255 000	0,63%
<b>Total</b>		<b>8 182 944</b>	<b>20,06%</b>

#### 21.2. ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS

##### 21.2.1. OBJET SOCIAL

Conformément à l'article 2 des statuts, la Société a pour objet, dans le respect des législations et réglementations applicables, tant en France qu'à l'étranger, directement ou indirectement :

- l'exercice, à destination d'une clientèle privée, professionnelle et publique, de toutes activités se rapportant à l'énergie et à l'environnement, notamment aux secteurs de l'électricité, du gaz et de l'eau. Ces activités incluent, de façon non limitative, le négoce, le courtage, l'intermédiation, le transport, la distribution, la commercialisation, la production et le stockage de tous produits d'énergie et matières premières.

Elles incluent également toutes prestations d'arbitrage, de développement et commercialisation de produits complexes dérivés et de couverture, d'agrégation, de gestion d'équilibre, et de conseil, notamment mais non exclusivement en matière d'optimisation de consommation d'énergie, relatives aux secteurs de l'énergie et de l'environnement, et toutes prestations de « facility management » qui désignent les divers services généraux ou collectifs fournis aux grands ensembles immobiliers, industriels, tertiaires et aux particuliers.

- l'acquisition, la cession, l'exploitation, la licence de tous droits de propriété intellectuelle et industrielle se rapportant directement ou indirectement, à l'objet social ;
- la participation, directe ou indirecte, à toutes opérations industrielles, financières, commerciales, mobilières et immobilières pouvant se rattacher à son objet social, par voie de création de sociétés nouvelles, d'apports, commandite, fusion, alliance, joint-venture, société en participation ou autrement ;

Et, plus généralement, toutes opérations financières, commerciales, industrielles, mobilières et immobilières, pouvant se rattacher directement ou indirectement à l'objet social ci-dessus ou susceptibles d'en favoriser l'extension ou le développement, en particulier, s'intéresser par voie de souscription, apport, prise de participation ou par tout autre moyen, à toute société ou entreprise ayant une activité analogue, connexe ou complémentaire à la sienne.

---

## 21.2.2. ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Concernant la composition et le fonctionnement des organes d'administration et de direction de la Société, se référer aux chapitres 14 (*Organes d'administration et de direction*) et 16 (*Fonctionnement des organes d'administration et direction*).

---

### 21.2.2.1. CONSEIL D'ADMINISTRATION (ARTICLES 13, 14, 16, 17, 18, 20 ET 21 DES STATUTS)

L'administration de la Société est assurée par un Conseil d'administration.

Le Conseil s'est doté d'un règlement intérieur adressé à chaque membre du Conseil d'administration qu'il soit administrateur, représentant permanent d'une personne morale administrateur ou censeur, et précisant les modalités de son fonctionnement.

Les principales dispositions ci-dessous sont issues des statuts de la Société et du règlement intérieur.

#### ***Nomination des administrateurs et censeurs***

Conformément aux statuts de la Société, celle-ci est administrée par un Conseil d'administration composé de trois (3) membres au moins et de dix-huit (18) au plus. Le règlement intérieur du Conseil prévoit en outre que le nombre de administrateurs qui sont liés à la Société par un contrat de travail ne peut excéder le tiers des administrateurs en fonction et que le conseil d'administration doit être composé d'au moins deux administrateurs jugés indépendants. Sur ce dernier point, se référer à la Section 14.1.4. (*Administrateurs indépendants*) du Prospectus.

Une personne morale peut être nommée administrateur. Elle est dans ce cas tenue de désigner un représentant permanent soumis aux mêmes conditions et obligations et qui encourt les mêmes responsabilités civile et pénale que s'il était administrateur en son nom propre, sans préjudice de la responsabilité de la personne morale qu'il représente. Le mandat du représentant permanent doit être confirmé lors de chaque renouvellement du mandat de la personne morale administrateur.

Toute personne majeure qui n'est pas sous tutelle ou curatelle peut être nommée administrateur indépendamment de sa nationalité.

Conformément aux statuts de la Société, chaque administrateur doit être propriétaire d'au moins une (1) action dans le capital de la Société. A défaut, il est réputé démissionnaire d'office s'il n'a pas régularisé sa situation dans un délai de trois (3) mois.

La durée des fonctions des administrateurs est de six (6) années expirant à l'issue de la réunion de l'Assemblée Générale Ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat. Ils sont rééligibles.

Le règlement intérieur du Conseil préconise en outre que l'échelonnement des mandats soit organisé de façon à éviter un renouvellement en bloc et à favoriser un renouvellement harmonieux des administrateurs.

L'âge limite pour l'exercice des fonctions d'administrateur personne physique, ou de représentant permanent d'administrateur personne morale, est fixé statutairement à soixante-seize (76) ans.

Les administrateurs sont nommés ou renouvelés dans leurs fonctions par l'Assemblée Générale des actionnaires dans les conditions fixées par la loi. Cependant, selon les termes du règlement intérieur, les fonctionnaires, avocats, Commissaires aux comptes qui seraient nommés par la Société, comptables agréés ou notaires ne peuvent être nommés administrateur.

En cas de vacance par décès ou par démission d'un ou plusieurs sièges d'administrateur, le Conseil d'Administration peut, entre deux assemblées générales, procéder à des nominations à titre provisoire. Ces nominations sont soumises à ratification de la plus proche assemblée générale ordinaire.

Conformément aux statuts de la Société, il peut être créé des postes de censeurs, personnes physiques ou morales, auprès de la Société. Ils sont nommés pour trois (3) ans. Les nominations peuvent être faites à titre provisoire par le Conseil d'administration sous réserve de ratification par la plus prochaine des assemblées générales.

Le rôle des censeurs est de conseiller les administrateurs dans leurs décisions en leur apportant leur expérience dans certains domaines. Ils sont convoqués et peuvent participer aux réunions du Conseil d'administration mais ils ne disposent que d'une voix consultative et non délibérative.

Les attributions des censeurs ainsi que les droits et les devoirs des administrateurs sont détaillés dans le règlement intérieur de la Société disponible sur le site Internet de la Société ([www.direct-energie.com](http://www.direct-energie.com))

#### ***Président du Conseil d'administration***

Le Président du Conseil d'administration représente le Conseil d'administration. Il organise et dirige les travaux de celui-ci, dont il rend compte à l'assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure, en particulier, que les administrateurs sont en mesure d'accomplir leur mission.

Le Président est nommé pour une durée qui ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur. Il est rééligible. Le Conseil d'administration peut le révoquer à tout moment.

La limite d'âge pour l'exercice des fonctions de Président est fixée à soixante-dix (70) ans. Lorsque le Président dépasse cette limite d'âge, il est réputé démissionnaire d'office.

#### ***Convocations et délibérations du Conseil d'administration***

Le Conseil se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige au lieu indiqué dans la convocation. Les convocations sont faites par le Président par tous moyens, même verbalement. Le Conseil peut toujours valablement délibérer, même en l'absence de convocation, si tous les administrateurs sont présents ou représentés.

Le Conseil d'administration a la faculté de permettre aux administrateurs de participer aux délibérations du Conseil par visioconférence dans les conditions et selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.



Le Conseil d'administration ne délibère valablement que si la moitié de ses membres sont présents. Les décisions sont prises à la majorité des voix des membres présents et représentés.

#### ***Pouvoirs du Conseil d'administration***

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Le Conseil d'administration fixe la limitation des pouvoirs du directeur général aux termes de son règlement intérieur, en visant les opérations pour lesquelles l'autorisation du Conseil est requise. Il contrôle l'exécution par les dirigeants mandataires sociaux de leurs missions respectives, la gestion quotidienne de la Société leur restant dévolue.

#### ***Rémunération des administrateurs et des censeurs***

L'assemblée générale détermine le montant global de la rémunération annuelle des membres du Conseil d'administration.

Cette rémunération prend la forme de jetons de présence, lesquels sont accordés en prenant en compte la présence effective aux réunions du Conseil d'administration.

Le Conseil répartit librement parmi ses membres le montant annuel des jetons de présence votés par l'assemblée générale. La décision est prise à la majorité simple.

La rémunération des membres du Conseil figure dans le tableau n°3 de la Section 15.1. (*Rémunérations des mandataires sociaux*).

#### ***Comités du conseil d'administration***

Le Conseil peut instituer des comités spécialisés dont il fixe la composition et les attributions et qui ont pour vocation de l'assister dans ses missions. Les comités spécialisés, dans leur domaine de compétence, émettent des propositions, recommandations et avis sur les sujets pour lesquels ils sont saisis (voir la Section 16.4 *Comité du Conseil d'administration* du présent Prospectus).

---

#### **21.2.2.2. DIRECTEUR GENERAL ET DIRECTEUR GENERAL DELEGUE (ARTICLE 19 DES STATUTS)**

En fonction du choix effectué par le Conseil d'administration, la direction générale de la Société est assumée, sous sa responsabilité, soit par le président du Conseil d'administration, soit par une autre personne physique nommée par le Conseil d'administration et portant le titre de directeur général.

Le directeur général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société. Il exerce ses pouvoirs dans la limite de l'objet social sous réserve de ceux que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'administration. Le directeur général représente la Société dans ses rapports avec les tiers.

La durée des fonctions du directeur général est librement fixée par le Conseil d'administration et ne peut excéder la durée du mandat d'administrateur telle que fixée à l'article 14 des statuts de la Société, si le directeur général est également administrateur.

Sur proposition du directeur général, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le directeur général avec le titre de directeur général délégué. Le nombre maximum des directeurs généraux délégués est statutairement fixé à cinq.

En accord avec le directeur général, le Conseil d'administration détermine l'étendue et la durée des pouvoirs conférés aux directeurs généraux délégués. Les directeurs généraux délégués disposent, à l'égard des tiers, des mêmes pouvoirs que le directeur général.

Le directeur général et les directeurs généraux délégués ne peuvent pas être âgés de plus de soixante-dix (70) ans.

Le Conseil d'administration détermine les rémunérations fixes et/ou variables à attribuer au directeur général et aux directeurs généraux délégués.

---

### 21.2.3. DROITS, PRIVILEGES ET RESTRICTIONS ATTACHES AUX ACTIONS (ARTICLES 10, 12 ET 30 DES STATUTS)

#### ***Forme des actions***

Les actions peuvent revêtir la forme nominative ou au porteur au choix de l'actionnaire. Elles donnent lieu à une inscription en compte dans les conditions et selon les modalités prévues par la loi et les règlements en vigueur.

La Société est autorisée à faire usage, à tout moment, des dispositions légales et réglementaires permettant l'identification des détenteurs de titres conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses assemblées d'actionnaires ainsi que le nombre de titres détenus par chacun d'eux.

#### ***Droit de vote***

Chaque action donne droit au vote et à la représentation dans les assemblées générales, ainsi que le droit d'être informé sur la marche de la Société et d'obtenir communication de certains documents sociaux aux époques et dans les conditions prévues par la loi et les statuts.

A la date du présent Prospectus, chaque actionnaire dispose en assemblée d'autant de voix qu'il possède d'actions. Toutefois, par anticipation à l'admission des titres de la Société aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext, l'assemblée générale extraordinaire tenue le 26 mai 2015 a décidé de rejeter la modification statutaire visée à l'article L. 225-123 alinéa 3 du Code de commerce et a confirmé par conséquent l'attribution d'un droit de vote double pour toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il est justifié d'une inscription nominative depuis deux ans au nom du même actionnaire dans les conditions de la loi n°2014-384 du 29 mars 2014. En conséquence, un droit de vote double sera automatiquement acquis par toutes les actions de la Société entièrement libérées pour lesquelles il est justifié d'une inscription nominative depuis deux ans au nom du même actionnaire depuis la promulgation de ladite loi, soit le 2 avril 2016. Voir également à ce sujet la Section 18.2 du Prospectus.

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Les copropriétaires indivis d'actions sont représentés aux Assemblées Générales des actionnaires par l'un d'eux ou par un mandataire commun de leur choix. A défaut d'accord entre eux sur le choix d'un mandataire, celui-ci est désigné par ordonnance du président du Tribunal de Commerce statuant en référé à la demande du copropriétaire le plus diligent.

En cas de démembrement de la propriété d'une action, le droit de vote attaché à l'action appartient à l'usufruitier dans les assemblées générales ordinaires et dans les assemblées générales extraordinaires. Toutefois, le nu-proprétaire sera en droit de participer à toutes les assemblées générales.

#### ***Droits aux dividendes et profits***

Chaque action donne droit dans les bénéfices, l'actif social et le boni de liquidation à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente.

Les dividendes non réclamés dans les cinq (5) ans de leur mise en paiement sont prescrits.

Les actionnaires ne sont responsables du passif social qu'à concurrence de leurs apports.

Les droits et obligations suivent l'action quel qu'en soit le titulaire. La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts de la Société et aux décisions de l'assemblée générale.

Chaque fois qu'il sera nécessaire de posséder un certain nombre d'actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires qui ne possèdent pas ce nombre auront à faire leur affaire personnelle du groupement, et éventuellement de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

#### ***Droit préférentiel de souscription***

Les actions de la Société bénéficient d'un droit préférentiel de souscription aux augmentations de capital dans les conditions prévues par le Code de commerce.

#### ***Limitation des droits de vote***

Aucune clause statutaire ne restreint le droit de vote attaché aux actions.

#### ***Rachat par la Société de ses propres actions***

Se référer à la Section 21.1.3 ci-dessus.

---

### **21.1.1. MODIFICATION DES DROITS DES ACTIONNAIRES**

Les droits des actionnaires tels que figurant dans les statuts de la Société ne peuvent être modifiés que par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la Société.

---

### **21.1.2. ASSEMBLEES GENERALES (ARTICLES 24 ET 25 DES STATUTS)**

#### ***Convocation des assemblées générales***

Les assemblées générales sont convoquées dans les conditions, formes et délais prévus par la loi. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu précisé dans l'avis de convocation.

#### ***Accès et vote aux assemblées générales***

Tout actionnaire a le droit de participer aux assemblées générales ou de s'y faire représenter dans les conditions prévues par la loi.

Il peut exprimer son vote par correspondance conformément à l'article L 225-107 du Code de Commerce. Le formulaire de vote par correspondance et de procuration peut être adressé à la Société ou à l'établissement

financier mandaté pour la gestion de ses titres, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de convocation, par télétransmission, dans les conditions fixées par la loi et les règlements en vigueur.

En outre, et si le Conseil d'administration le décide au moment de la convocation de l'assemblée, sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité les actionnaires qui participent à l'assemblée par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant leur identification et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par la loi et les règlements en vigueur.

En cas de signature électronique par l'actionnaire ou son représentant légal ou judiciaire du formulaire de vote par correspondance ou en cas de signature électronique par l'actionnaire de la procuration donnée pour se faire représenter à une Assemblée, cette signature devra prendre la forme :

- soit d'une signature électronique sécurisée dans les conditions définies par les lois et les règlements en vigueur,

- soit d'un enregistrement de l'actionnaire par le biais d'un code identifiant et d'un mot de passe unique sur le site électronique dédié de la Société, si celui-ci existe, conformément aux lois et règlements en vigueur ; ce procédé de signature électronique sera considéré comme un procédé fiable d'identification garantissant son lien avec l'acte auquel la signature électronique se rattache au sens de la première phrase du second alinéa de l'article 1316-4 du Code civil.

### ***Tenue des assemblées générales***

Les assemblées générales ordinaires et extraordinaires statuant dans les conditions de quorum et de majorité prescrites par les dispositions légales qui les régissent respectivement, exercent les pouvoirs qui leur sont attribués par la loi.

Les assemblées sont présidées par le président du Conseil d'administration, ou en son absence, par un membre du Conseil spécialement délégué à cet effet par le Conseil d'administration. A défaut, l'assemblée élit elle-même le président de séance.

Une feuille de présence, dûment émarginée par les actionnaires présents et les mandataires et à laquelle sont annexés les pouvoirs donnés à chaque mandataire, et le cas échéant les formulaires de vote par correspondance, est certifiée exacte par le bureau de l'assemblée.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux actionnaires, présents et acceptants, qui disposent, tant par eux-mêmes que comme mandataires, du plus grand nombre de voix.

Le bureau composé du président et des scrutateurs désigne un secrétaire qui peut ne pas être actionnaire.

Les procès-verbaux sont dressés et les copies ou extraits des délibérations sont délivrés et certifiés conformément à la loi.

### **21.1.3. DISPOSITIONS POUVANT RETARDER, DIFFERER OU EMPECHER UN CHANGEMENT DE CONTROLE**

Aucune stipulation des statuts ou du règlement intérieur de la Société ne pourrait, à la connaissance de la Société, avoir pour effet de retarder, de différer ou d'empêcher un changement de contrôle de la Société.

---

#### 21.1.4. DIVULGATION DES FRANCHISSEMENTS DE SEUIL

Outre les déclarations de franchissement de seuils expressément prévues par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur, aucun dispositif de déclaration de franchissement de seuil statutaire n'est en vigueur au sein de la Société.

---

#### 21.1.5. MODIFICATION DU CAPITAL

Il n'existe aucune stipulation particulière dans les statuts de la Société plus stricte que la loi régissant les modifications de son capital.

## 22. CONTRATS IMPORTANTS

En dehors des contrats conclus dans le cadre normal des affaires (contrats d’approvisionnement en électricité et en gaz et les contrats régulés (ARENH, contrats d’accès aux réseaux, etc.) et des conventions conclues avec des sociétés apparentées présentées au chapitre 19 du présent Prospectus, les contrats importants auxquels la Société était partie au cours des deux dernières années sont présentés ci-après.

### **Contrat ERDF**

Suite à une décision du CoRDiS du 22 octobre 2012, la Société a conclu le 2 octobre 2012 avec ERDF un contrat transitoire de services, d’une durée de quatre années (du 01/01/2012 au 30/09/2015), au titre duquel ERDF rémunère les prestations d’accès aux réseaux pour le client final fournies par la Société pour le compte d’ERDF. Les revenus tirés de ces prestations se sont élevés à 26,1 M€ en 2012, 25,0 M€ en 2013, 25,5 M€ en 2014 et 13,2 M€ sur le premier semestre 2015.

### **Réservation de capacités de transport de gaz**

Dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie d’approvisionnement en gaz, la Société a conclu, en 2009, auprès des gestionnaires de réseaux de transport de gaz français (GRTgaz), belge (Fluxys) et hollandais (GTS) des contrats portant sur la réservation de capacités de transport de gaz pour des durées s’étendant au maximum jusqu’en 2027.

A fin 2014, les engagements résiduels au titre de ces capacités de transit se décomposaient comme suit :

<i>En milliers d’euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>&lt; 1 an</b>	<b>&gt; 1 an et &lt; 5 ans</b>	<b>&gt; 5 ans</b>
Engagements sur les capacités de transit	<b>98 971</b>	8 352	33 949	56 670
<b>Total</b>	<b>98 971</b>	<b>8 352</b>	<b>33 949</b>	<b>56 670</b>

Au 30 juin 2015, les engagements résiduels au titre de ces capacités s’élevaient à 94,8 M€.

## 23. INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DECLARATIONS D'EXPERTS ET DECLARATIONS D'INTERETS

### 23.1. DESIGNATION DES EXPERTS

Néant.

### 23.2. DESIGNATION DES TIERS

Certaines données de marché contenues dans le Prospectus proviennent de sources tierces. Le Groupe certifie que lorsque des informations proviennent de sources tierces, elles ont été reproduites fidèlement, et que pour autant que la Société le sache et soit en mesure de l'assurer à la lumière des données publiées ou fournies par ces sources, aucun fait n'a été omis qui rendrait les informations reproduites inexactes ou trompeuses.

## 24. DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Le présent Prospectus est disponible sans frais au siège social de la Société : 2 bis rue Louis Armand, 75015 Paris, ainsi qu'en version électronique sur le site Internet de la Société ([www.direct-energie.com](http://www.direct-energie.com)) et sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers ([www.amf-france.org](http://www.amf-france.org)).

Pendant la durée de validité du présent Prospectus, les documents suivants (ou une copie de ces documents) peuvent être consultés :

- L'acte constitutif ainsi que les derniers statuts de la Société ;
- tous rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques, évaluations et déclarations établis par un expert à la demande de la Société, dont une partie est incluse ou visée dans le présent Prospectus ; et
- les informations financières historiques de la Société et de ses Filiales pour chacun des deux exercices précédant la publication du présent Prospectus.

L'ensemble de ces documents juridiques et financiers relatifs à la Société et devant être mis à la disposition des actionnaires conformément à la réglementation en vigueur peuvent être consultés au siège social de la Société.

A compter de l'admission des actions de la Société aux négociations sur le marché Euronext Paris, l'information réglementée au sens des dispositions du règlement général de l'AMF sera également disponible sur le site Internet de la Société.



## 25. INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS

Les informations concernant les sociétés dans lesquelles la Société détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de sa situation financière ou de ses résultats figurent au Chapitre 7 (*Organigramme*) du présent Prospectus.

## 26. DEFINITIONS

Les termes ci-dessous ont, dans le présent Prospectus la signification suivante :

**Annexe** désigne une annexe au présent Prospectus ;

**ANODE** désigne l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie ;

**ARENH** désigne l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique qui consiste, pour les fournisseurs alternatifs à accéder à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF. L'ARENH a été mis en place par la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) promulguée le 8 décembre 2010 ;

**ATRD** désigne le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel ;

**ATRT** désigne le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel ;

**CARD** désigne le contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité souscrit auprès d'ERDF ;

**CART** désigne le contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité souscrit auprès de RTE ;

**CCGN** désigne une centrale à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel ;

**CEE** désigne un certificat d'économie d'énergie ;

**Chapitre** désigne un chapitre du présent document ;

**CoRDIS** désigne le Comité de règlement des différends et des sanctions ;

**CRE** désigne la Commission de régulation de l'énergie ;

**ERDF** désigne la société ERDF ;

**Filiales** désigne collectivement toutes les sociétés contrôlées, directement ou indirectement, par la Société au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce et **Filiale** désigne l'une quelconque d'entre elles ;

**GrDF** désigne la société GrDF ;

**Groupe** désigne ensemble la Société et les Filiales ;

**IAS** désigne les normes comptables internationales *International Accounting Standards* ;

**IFRS** désigne les normes comptables internationales *International Financial Reporting Standards* ;

**Prospectus** désigne le présent document ;

**RTE** désigne la société Réseau de Transport d'Electricité ;

**Smart Grids** désigne les réseaux intelligents ;

**Section** désigne une section du présent document ;

**Société** désigne Direct Energie ;

**TRV** désigne les tarifs réglementés de vente ;

**TURPE** désigne le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

**1. PERSONNES RESPONSABLES**

**1.1. RESPONSABLE DU PROSPECTUS**

Cf. paragraphe 1.1 de la première partie du présent Prospectus.

**1.2. ATTESTATION DU RESPONSABLE DU PROSPECTUS**

Cf. paragraphe 1.2 de la première partie du présent Prospectus.

**1.3. RESPONSABLE DE L'INFORMATION FINANCIÈRE**

Cf. paragraphe 1.3 de la première partie du présent Prospectus.

**1.4. CONTRÔLEURS LÉGAUX DES COMPTES**

**1.4.1. COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES**

Cf. paragraphe 2.1 de la première partie du présent Prospectus.

**1.4.2. COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS**

Cf. paragraphe 2.2 de la première partie du présent Prospectus.

## 2. FACTEURS DE RISQUES LIÉS AU TRANSFERT DE COTATION SUR LE COMPARTIMENT EURONEXT D'EURONEXT À PARIS

*Les facteurs de risque relatifs à la Société et à son activité sont décrits au Chapitre 4 de la première partie du présent Prospectus.*

*En complément de ces facteurs de risque, les investisseurs sont invités, avant de prendre leur décision d'investissement, à se référer aux facteurs de risque suivants relatifs aux actions de la Société.*

### 2.1. VOLATILITÉ DU PRIX DE MARCHÉ DES ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ

Le prix de marché des actions de la Société pourrait être affecté de manière significative par de nombreux facteurs ayant un impact sur la Société, ses concurrents, ou les conditions économiques générales et le secteur de l'énergie. Le prix de marché des actions de la Société pourrait notamment fluctuer de manière sensible en réaction à des événements tels que :

- des variations des résultats financiers, des prévisions ou des perspectives du Groupe ou de ceux de ses concurrents d'une période à l'autre ;
- des annonces de concurrents ou d'autres sociétés ayant des activités similaires, y compris celles portant sur la performance financière et opérationnelle de ces sociétés ;
- des évolutions défavorables de l'environnement réglementaire applicable dans les pays ou les marchés propres au secteur d'activité du Groupe ou au Groupe lui-même ;
- des modifications de l'actionnariat de la Société ou de son équipe dirigeante ; et
- des annonces portant sur le périmètre des actifs de la Société (acquisitions, cessions, etc.).

Par ailleurs, les marchés boursiers connaissent d'importantes fluctuations qui ne sont pas toujours en rapport avec les résultats et les perspectives des sociétés dont les actions y sont négociées. De telles fluctuations de marché ainsi que la conjoncture économique pourraient donc également affecter de manière significative le prix de marché des actions de la Société.

### 2.2. RISQUES LIÉS À L'ABSENCE DE COTATION ANTÉRIEURE SUR UN MARCHÉ RÉGLEMENTÉ

Les actions de la Société font l'objet d'une cotation sur le marché Alternext de Euronext à Paris depuis le 27 mai 2005. Bien que la liquidité de l'action sur ce marché soit déjà significative, elle ne peut garantir que, à la suite de l'admission des actions sur le marché Euronext d'Euronext à Paris, cette liquidité du marché de ses actions se développera ou perdurera. Le cours qui s'établira postérieurement à l'admission des actions sur le marché réglementé Euronext est susceptible de varier significativement. Si un marché liquide pour les actions ne se développe pas, la liquidité et le cours des actions pourraient en être affectés.

### 3. INFORMATIONS DE BASE

#### 3.1. DÉCLARATION SUR LE FONDS DE ROULEMENT NET

La Société atteste que, de son point de vue, le fonds de roulement net consolidé du Groupe est suffisant, au regard de ses obligations actuelles, au cours des 12 prochains mois à compter de la date du visa sur le Prospectus.

#### 3.2. CAPITAUX PROPRES ET ENDETTEMENT CONSOLIDÉS

Conformément aux recommandations de l'ESMA (*European Securities and Markets Authority*) (ESMA/2013/319/paragraphe 127), le tableau ci-dessous présente la situation non auditée des capitaux propres consolidés de la Société au 31 août 2015 et de l'endettement financier net consolidé au 31 août 2015.

<i>En milliers d'euros (normes IFRS)</i>	<b>Au 31/08/2015</b>
	<b>Actuel</b>
<b>1. Capitaux propres et endettement</b>	
<b>Dettes courantes</b>	
Cautionnées	-
Garanties	-
Non garanties et non cautionnées*	3 361
<b>Total</b>	<b>3 361</b>
<b>Dettes non courantes (hors partie courantes des dettes à long terme)</b>	
Cautionnées	-
Garanties	-
Non garanties et non cautionnées	55 173
<b>Total</b>	<b>55 173</b>
<b>Capitaux propres consolidés part du Groupe**</b>	
Capital Social	4 079
Réserve légale	500
Autres réserves	69 502
<b>Total</b>	<b>74 082</b>
<b>2. Endettement financier net</b>	
A - Trésorerie	58 540
B - Equivalents de trésorerie	-
C - Titres de placement	-
<b>D - Liquidités (A+B+C)</b>	<b>58 540</b>
<b>E - Créances financières à court terme</b>	
F - Dettes bancaires à court terme	224
G - Part à moins d'un an des dettes à moyen et long terme	1 940
H - Autres dettes financières à court terme*	1 197
<b>I - Dettes financières courantes à court terme (F + G +H)</b>	<b>3 361</b>
<b>J - Endettement financier net à court terme (I - E - D)</b>	<b>(55 179)</b>
K - Emprunts bancaires à plus d'un an	-
L - Obligations émises	54 486
M - Autres dettes financières à plus d'un an	687
<b>N - Endettement financier à moyen et long terme (K+L+M)</b>	<b>55 173</b>
<b>O - Endettement financier net (J+N)</b>	<b>(6)</b>

\* Ce montant exclut les appels de marge reçus qui s'élèvent à 1 300 K€

\*\*La ligne "Autres réserves" n'inclut pas les éléments de résultat et/ou résultat global pour la période du 1er juillet 2015 au 31 août 2015

### 3.3. INTÉRÊTS DES PERSONNES PHYSIQUES OU MORALES PARTICIPANT À L'OFFRE

Non applicable.

### 3.4. RAISONS DU TRANSFERT DES ACTIONS DIRECT ENERGIE DU MARCHÉ ALTERNEXT AU MARCHÉ RÉGLEMENTÉ EURONEXT

Le transfert des actions de la Société du marché Alternext au marché réglementé Euronext à Paris a pour but :

- d'accéder à un marché réglementé et ainsi à une base d'investisseurs potentiels plus large en France et à l'étranger ;

- d’accroître la notoriété de la Société ;
- de favoriser la liquidité du titre Direct Energie ;
- de pouvoir ultérieurement faire appel au marché dans de meilleures conditions pour contribuer au financement de son développement.

Dans le cadre du transfert des actions de la Société du marché Alternext au marché réglementé Euronext d’Euronext à Paris, il est précisé que la Société ne procède à aucune émission de titres nouveaux ni placement de titres existants.

## 4. INFORMATIONS RELATIVES AUX VALEURS MOBILIÈRES DEVANT ÊTRE TRANSFERÉES DU MARCHÉ ALTERNEXT À EURONEXT

### 4.1. NATURE ET CATÉGORIE DES ACTIONS

Les 40.792.965 actions existantes composant le capital émis de la Société à la date du présent Prospectus sont des actions ordinaires de la Société, toutes de même catégorie.

Les actions de la Société sont négociées sous le code ISIN : FR0004191674.

Le mnémonique des actions de la Société est : ALDIR.

### 4.2. DROIT APPLICABLE ET TRIBUNAUX COMPÉTENTS

Les actions de la Société ont été émises dans le cadre de la législation française et les tribunaux compétents en cas de litige sont ceux du siège social de la Société lorsque la Société est défenderesse et sont désignés en fonction de la nature des litiges, sauf disposition contraire du Code de Procédure Civile.

### 4.3. FORME ET MODE D'INSCRIPTION DES ACTIONS

Les actions nouvelles pourront revêtir la forme nominative ou au porteur, au choix des souscripteurs.

Conformément à l'article L. 211-3 du Code monétaire et financier, elles seront, obligatoirement inscrites en compte-titres tenu, selon le cas, par la Société ou un intermédiaire habilité.

En conséquence, les droits des titulaires seront représentés par une inscription sur un compte-titres ouvert à leur nom dans les livres :

- de CACEIS CORPORATE TRUST, mandaté par la Société, pour les actions conservées sous la forme nominative pure ;
- d'un intermédiaire habilité de leur choix et de CACEIS CORPORATE TRUST, mandaté par la Société, pour les actions conservées sous la forme nominative administrée ;
- d'un intermédiaire habilité de leur choix pour les actions conservées sous la forme au porteur.

Conformément aux articles L. 211-15 et L. 211-17 du Code monétaire et financier, les actions se transmettent par virement de compte à compte.

### 4.4. DEVISE DES ACTIONS

Les actions sont libellées en euros.



---

#### 4.5. DROITS ATTACHÉS AUX ACTIONS

Les principaux droits attachés aux actions de la Société sont décrits à la Section 21.2.3 de la première partie du présent Prospectus et aux articles 12 et 30 des statuts de la Société.

---

#### 4.6. AUTORISATIONS

Non applicable.

---

#### 4.7. DATE PRÉVUE DE TRANSFERT SUR EURONEXT

La date prévue pour le transfert des actions de la Société sur Euronext est le 19 novembre 2015.

---

#### 4.8. RESTRICTION À LA LIBRE NÉGOCIABILITÉ DES TITRES

Aucune clause statutaire ne restreint la libre négociation des actions composant le capital de la Société.

---

#### 4.9. RÉGLEMENTATION FRANÇAISE EN MATIÈRE D'OFFRES PUBLIQUES

La Société est soumise aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur en France relatives aux offres publiques obligatoires, aux offres publiques de retrait et au retrait obligatoire.

---

##### 4.9.1. OFFRE PUBLIQUE OBLIGATOIRE

L'article L. 433-3 du Code monétaire et financier et les articles 234-1 et suivants du Règlement général de l'AMF fixent les conditions de dépôt obligatoire d'un projet d'offre publique, libellé à des conditions telles qu'il puisse être déclaré conforme par l'AMF, visant la totalité des titres de capital et des titres donnant accès au capital ou aux droits de vote d'une société dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé.

---

##### 4.9.2. OFFRE PUBLIQUE DE RETRAIT ET RETRAIT OBLIGATOIRE

L'article L. 433-4 du Code monétaire et financier et les articles 236-1 et suivants (offre publique de retrait), 237-1 et suivants (retrait obligatoire à l'issue d'une offre publique de retrait) et 237-14 et suivants (retrait obligatoire à l'issue de toute offre publique) du Règlement général de l'AMF prévoient les conditions de dépôt d'une offre publique de retrait et de mise en œuvre d'une procédure de retrait obligatoire des actionnaires minoritaires d'une société dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé.

#### 4.9.3. OFFRE PUBLIQUE D'ACHAT LANCÉE PAR DES TIERS SUR LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ DURANT LE DERNIER EXERCICE ET L'EXERCICE EN COURS

A la date du présent Prospectus, aucune offre publique d'achat émanant de tiers n'a été lancée sur le capital de la Société durant le dernier exercice et l'exercice en cours.

#### 4.10. RETENUE À LA SOURCE SUR LES DIVIDENDES VERSÉS

Les informations contenues dans le présent Prospectus ne constituent qu'un résumé des conséquences fiscales françaises susceptibles de s'appliquer, en l'état actuel de la législation fiscale française et sous réserve de l'application éventuelle des conventions fiscales internationales, aux actionnaires qui ne sont pas résidents fiscaux de France, qui détiendront des actions de la Société autrement que par l'intermédiaire d'une base fixe en France ou d'un établissement stable en France et qui recevront des dividendes à raison de ces actions. Les règles dont il est fait mention ci-après sont susceptibles d'être affectées par d'éventuelles modifications législatives ou réglementaires (assorties le cas échéant d'un effet rétroactif), ou par un changement de leur interprétation par l'administration fiscale française. En tout état de cause, ces informations n'ont pas vocation à constituer une analyse complète de l'ensemble des effets fiscaux susceptibles de s'appliquer aux actionnaires qui ne sont pas résidents fiscaux de France. Ceux-ci doivent s'assurer, auprès de leur conseiller fiscal habituel, de la fiscalité s'appliquant à leur cas particulier.

Les dividendes distribués par la Société font, en principe, l'objet d'une retenue à la source, prélevée par l'établissement payeur des dividendes, lorsque le domicile fiscal ou le siège du bénéficiaire est situé hors de France. Sous réserve de ce qui est dit ci-après, le taux de cette retenue à la source est fixé à (i) 21 % lorsque les dividendes sont éligibles à l'abattement de 40% prévu au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts et que le bénéficiaire est une personne physique dont le domicile fiscal est situé dans un Etat membre de l'Union européenne ou dans un autre Etat partie à l'accord sur l'Espace économique européen ayant conclu avec la France une convention d'assistance administrative en vue de lutter contre la fraude et l'évasion fiscales, (ii) 15 % lorsque le bénéficiaire est un organisme qui a son siège dans un Etat membre de l'Union européenne ou dans un autre Etat partie à l'accord sur l'Espace économique européen ayant conclu avec la France une convention d'assistance administrative en vue de lutter contre la fraude et l'évasion fiscales et qui serait imposé dans les conditions prévues au 5 de l'article 206 du Code général des impôts (lequel vise les organismes génériquement désignés comme « organismes sans but lucratif ») s'il avait son siège en France et à (iii) 30 % dans les autres cas.

Toutefois, indépendamment de la localisation du domicile fiscal ou du siège social du bénéficiaire, s'ils sont payés hors de France dans un Etat ou territoire non coopératif au sens de l'article 238-0 A du Code général des impôts, les dividendes distribués par la Société font l'objet d'une retenue à la source au taux de 75 %. La liste des Etats et territoires non coopératifs est fixée et publiée par arrêté interministériel et est mise à jour annuellement.

La retenue à la source peut être réduite, voire supprimée, notamment (i) en vertu de l'article 119 ter du Code général des impôts applicable sous certaines conditions aux actionnaires personnes morales ayant leur siège de direction effective dans un Etat de l'Union européenne et détenant au moins 10% du capital de la société française distributrice, (ii) dans les cas et sous les conditions prévues par le Bulletin officiel des Finances Publiques-Impôts BOI-RPPM-RCM-30-30-20-40 du 1<sup>er</sup> avril 2015 qui concerne les sociétés ou autres organismes qui remplissent les conditions auxquelles est subordonnée l'application du régime des sociétés mères et filiales prévu aux articles 145 et 216 du Code général des impôts (i.e. il s'agit d'entités qui détiennent au moins 5% du capital de la société française distributrice) qui ont leur siège de direction effective dans un autre Etat de l'Union Européenne ou dans un autre Etat partie à l'accord sur l'Espace économique européen ayant conclu

avec la France une convention d'élimination des doubles impositions comportant une clause d'assistance administrative en vue de lutter contre la fraude ou l'évasion fiscale et qui ne peuvent pas imputer la retenue à la source française dans leur Etat de résidence, (iii) en vertu des conventions fiscales internationales applicables le cas échéant ou (iv) en vertu du 2 de l'article 119 bis du Code général des impôts applicable sous certaines conditions aux organismes de placement collectif constitués sur le fondement d'un droit étranger situés dans un Etat membre de l'Union européenne ou dans un autre Etat ou territoire ayant conclu avec la France une convention d'assistance administrative en vue de lutter contre la fraude et l'évasion fiscales.

Il appartient aux actionnaires de la Société concernés de se rapprocher de leur conseiller fiscal habituel afin de déterminer notamment s'ils sont susceptibles (i) de se voir appliquer la législation relative aux Etats ou territoires non coopératifs au sens de l'article 238-0 A du Code général des impôts ou (ii) de pouvoir bénéficier d'une réduction ou d'une exonération de la retenue à la source, et afin de vérifier les modalités pratiques d'application des conventions fiscales internationales applicables le cas échéant telles que notamment prévues le Bulletin officiel des Finances Publiques-Impôts BOI-INT-DG-20-20-20-20 du 12 septembre 2012 relatif à la procédure dite « normale » ou dite « simplifiée » de réduction ou d'exonération de la retenue à la source s'agissant des conventions fiscales internationales.

Les actionnaires qui ne sont pas résidents fiscaux de France doivent également se conformer à la législation fiscale en vigueur dans leur Etat de résidence au titre des dividendes distribués par la Société, telle qu'éventuellement modifiée par la convention fiscale internationale signée entre la France et cet Etat.

## 5. CONDITIONS DE L'OFFRE

### 5.1. CONDITIONS DE L'OFFRE, STATISTIQUES DE L'OFFRE, CALENDRIER PRÉVISIONNEL ET MODALITÉS D'UNE DEMANDE DE SOUSCRIPTION

#### 5.1.1. CONDITIONS DE L'OFFRE

Non applicable.

#### 5.1.2. MONTANT DE L'OFFRE

Non applicable.

#### 5.1.3. PROCÉDURE ET PÉRIODE DE SOUSCRIPTION

Non applicable.

#### 5.1.4. RÉVOCATION/SUSPENSION DE L'OFFRE

Non applicable.

#### 5.1.5. RÉDUCTION DES ORDRES

Non applicable.

#### 5.1.6. MONTANT MINIMUM ET MONTANT MAXIMUM DES ORDRES

Non applicable.

#### 5.1.7. RÉVOCATION DES ORDRES

Non applicable.

#### 5.1.8. RÉGLEMENT-LIVRAISON DES ACTIONS

Non applicable.

---

5.1.9. PUBLICATION DES RÉSULTATS DE L'OFFRE

Non applicable.

---

5.1.10. DROITS PRÉFÉRENTIELS DE SOUSCRIPTION

Non applicable.

---

5.2. PLAN DE DISTRIBUTION ET ALLOCATION DES VALEURS MOBILIÈRES

5.2.1. CATÉGORIES D'INVESTISSEURS POTENTIELS

Non applicable.

5.2.2. INTENTION DE SOUSCRIPTION DES PRINCIPAUX ACTIONNAIRES DE LA SOCIÉTÉ OU DES MEMBRES DE SES PRINCIPAUX ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION OU DE SURVEILLANCE OU DE QUICONQUE ENTENDRAIT PRENDRE UNE SOUSCRIPTION DE PLUS DE 5%

Non applicable.

---

5.2.3. INFORMATIONS SUR D'ÉVENTUELLES TRANCHES DE PRÉ-ALLOCATION

Non applicable.

---

5.2.4. NOTIFICATION AUX SOUSCRIPTEURS

Non applicable.

---

5.2.5. CLAUSE D'EXTENSION

Non applicable.

---

5.3. FIXATION DU PRIX

5.3.1. MÉTHODE DE FIXATION DU PRIX

Non applicable.

---

5.3.2. PUBLICITÉ DU PRIX DE L'OFFRE ET DES MODIFICATIONS DES PARAMÈTRES DE L'OFFRE

Non applicable.

---

5.3.3. ÉLÉMENTS DE VALORISATION

Non applicable.

---

5.3.4. DISPARITÉ DE PRIX

Non applicable.

---

5.4. PLACEMENT ET PRISE FERME

5.4.1. COORDONNÉES DU CHEF DE FILE ET TENEUR DE LIVRE

Non applicable.

---

5.4.2. SERVICE FINANCIER ET DÉPOSITAIRE

Le service des titres et le service financier des actions de la Société sont assurés par :

CACEIS CORPORATE TRUST

1-3, place Valhubert 75013 PARIS

PCS PARIS 439 430 976

---

5.4.3. GARANTIE

Non applicable.

## 6. ADMISSION À LA NÉGOCIATION ET MODALITÉS DE NÉGOCIATION

### 6.1. INSCRIPTION AUX NEGOCIATIONS

Les actions existantes composant le capital de la Société à la date du présent Prospectus ont fait l'objet d'une demande d'admission sur le marché Euronext d'Euronext à Paris. Elles seront admises aux négociations sur ce marché à compter du 19 novembre 2015 et seront négociées sous le code ISIN existant FR0004191674.

### 6.2. PLACE DE COTATION

A la date du visa de l'AMF sur le Prospectus, les actions de la Société sont inscrites sur le marché Alternext de Euronext à Paris.

### 6.3. OFFRES CONCOMITANTES D' ACTIONS

Néant.

### 6.4. CONTRAT DE LIQUIDITÉ SUR LES ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ

La Société a conclu un contrat de liquidité avec CM-CIC Securities qui est entré en vigueur à compter du 27 juin 2012, pour une durée de 12 mois, renouvelable par tacite reconduction pour des périodes d'un an. Ce contrat est conforme à la charte de déontologie de l'Association française des marchés financiers (AMAFI).

Il a pour objet de favoriser la liquidité de transactions et la régularité des cotations des titres de la Société ainsi que d'éviter des décalages de cours non justifiés par la tendance du marché. Ce contrat est mis en œuvre en vertu de la 6<sup>e</sup> résolution de l'assemblée générale mixte du 26 mai 2015. La Société envisage de maintenir en vigueur ce contrat de liquidité à compter de la cotation des titres de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

### 6.5. STABILISATION

Non applicable.

## 7. DÉTENTEURS DE VALEURS MOBILIÈRES SOUHAITANT LES VENDRE

### 7.1. IDENTIFICATION DES PERSONNES OU ENTITÉS AYANT L'INTENTION DE VENDRE

La Société n'a pas connaissance d'intention de cession de titres de la part de ses actionnaires historiques.

### 7.2. NOMBRE ET CATEGORIE DES VALEURS MOBILIÈRES OFFERTES PAR LES DÉTENTEURS DE VALEURS MOBILIÈRES SOUHAITANT LES VENDRE

Non applicable.

### 7.3. CONVENTION DE BLOCAGE

Non applicable.



## 8. DÉPENSES LIÉES À L'OFFRE

Non applicable.

## 9. DILUTION

### 9.1. INCIDENCE DE L'ÉMISSION SUR LES CAPITAUX PROPRES

Non applicable.

### 9.2. INCIDENCE DE L'ÉMISSION SUR LA SITUATION DE L'ACTIONNAIRE

Non applicable.

## 10. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

### 10.1. CONSEILLERS AYANT UN LIEN AVEC L'OPÉRATION

Non applicable.

### 10.2. AUTRES INFORMATIONS VÉRIFIÉES PAR LES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Non applicable.

### 10.3. RAPPORT D'EXPERT

Non applicable.

### 10.4. INFORMATIONS CONTENUES DANS LE PROSPECTUS PROVENANT D'UNE TIERCE PARTIE

Non applicable.

### 10.5. MISE À JOUR DE L'INFORMATION CONCERNANT LA SOCIÉTÉ

Néant.

ANNEXE 1 : COMPTES ETABLIS SELON LES NORMES IFRS POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DECEMBRE 2014, 2013 ET 2012

1. COMPTES CONSOLIDES DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2014

COMPTE DE RESULTAT

<i>En milliers d'euros</i>	Note	31/12/2014	31/12/2013 retraité
Chiffre d'affaires hors Energy Management		809 554	752 647
Marge sur l'activité d'Energy Management		363	(3 737)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>5</b>	<b>809 917</b>	<b>748 910</b>
Coûts des ventes	6	(689 653)	(642 710)
<b>Marge brute</b>		<b>120 263</b>	<b>106 200</b>
Charges de personnel	7	(23 873)	(24 469)
Autres produits et charges opérationnels	8	(51 345)	(49 366)
Amortissements		(20 999)	(26 551)
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>		<b>24 047</b>	<b>5 814</b>
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés		(5 163)	6 818
Energie à caractère opérationnel		(3 696)	(4 517)
Cessions d'actifs non courants		-	(267)
Pertes de valeur sur actifs non courants		-	-
Produits et charges liés aux variations de périmètre		-	-
<b>Résultat Opérationnel</b>		<b>15 188</b>	<b>7 849</b>
Coût de l'endettement financier net		(1 541)	(1 414)
Autres produits et charges financiers		40	104
<b>Résultat financier</b>	<b>9</b>	<b>(1 501)</b>	<b>(1 311)</b>
Impôt sur les sociétés	10	1 610	36
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	14	(99)	(133)
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>		<b>15 198</b>	<b>6 441</b>
Résultat net des activités abandonnées		-	-
<b>Résultat Net</b>		<b>15 198</b>	<b>6 441</b>
dont Résultat net part du Groupe		15 198	6 441
dont Résultat net part des minoritaires		-	-
<b>Résultat par action</b>	<b>11</b>	<b>0,38</b>	<b>0,16</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>11</b>	<b>0,36</b>	<b>0,16</b>
Résultat par action des activités poursuivies	11	0,38	0,16
Résultat dilué par action des activités poursuivies	11	0,36	0,16
Résultat par action des activités abandonnées	11	-	-
Résultat dilué par action des activités abandonnées	11	-	-

*Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*

## ETAT DU RESULTAT GLOBAL

	31/12/2014			31/12/2013 retraité		
	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle
<i>En milliers d'euros</i>						
<b>Résultat net</b>	<b>15 198</b>	<b>15 198</b>	-	<b>6 441</b>	<b>6 441</b>	-
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(16 036)	(16 036)	-	3 074	3 074	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	(74)	(74)	-	(29)	(29)	-
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>(16 109)</b>	<b>(16 109)</b>	-	<b>3 044</b>	<b>3 044</b>	-
Pertes et gains actuariels	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	-	<b>-</b>	<b>-</b>	-
<b>Résultat Global</b>	<b>(911)</b>	<b>(911)</b>	-	<b>9 485</b>	<b>9 485</b>	-

Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## ETAT DE SITUATION FINANCIERE

<i>En milliers d'euros</i>	Note	31/12/2014	31/12/2013 retraité
Immobilisations incorporelles	12	40 728	41 279
Immobilisations corporelles	13	4 943	8 118
Participations dans les entreprises associées	14	5 733	5 202
Instruments financiers dérivés non courants	25	8 768	9 620
Autres actifs financiers non courants	25	1 994	5 764
Autres actifs non courants	17	1 542	1 565
Impôts différés actifs	10	11 086	5 971
<b>Actifs non courants</b>		<b>74 793</b>	<b>77 520</b>
Stocks	15	26 894	11 206
Clients et comptes rattachés	16	130 673	124 524
Instruments financiers dérivés courants	25	30 486	6 596
Autres actifs financiers courants	25	48 799	9 496
Autres actifs courants	17	23 701	9 044
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18	31 629	29 340
<b>Actifs courants</b>		<b>292 182</b>	<b>190 205</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>		<b>366 975</b>	<b>267 725</b>
Capitaux propres - part du groupe		35 319	34 589
Participations ne donnant pas le contrôle		-	-
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>19</b>	<b>35 319</b>	<b>34 589</b>
Provisions non courantes	21	1 865	562
Instruments financiers dérivés non courants	25	19 311	7 836
Autres passifs financiers non courants	25	55 679	324
Autres passifs non courants		837	1 028
Impôts différés passifs	10	8 071	4 566
<b>Passifs non courants</b>		<b>85 763</b>	<b>14 315</b>
Provisions courantes	21	3 341	5 077
Fournisseurs et comptes rattachés	23	115 755	103 331
Instruments financiers dérivés courants	25	43 761	15 878
Autres passifs financiers courants	25	8 163	577
Autres passifs courants	24	74 873	93 957
<b>Passifs courants</b>		<b>245 894</b>	<b>218 820</b>
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		<b>366 975</b>	<b>267 725</b>

Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## ETAT DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

<i>En milliers d'euros</i>	Capital	Primes	Réserves consolidées et résultat	Variations de juste valeur	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total Capitaux propres
<b>Capitaux propres au 31/12/2012 historiques</b>	4 657	26 465	16 181	(9 052)	(18 740)	19 510	928	20 438
<b>Impacts IFRS 10-11</b>	-	-	(19)	-	-	(19)	(928)	(947)
<b>Capitaux propres au 01/01/2013 retraités</b>	4 657	26 465	16 162	(9 052)	(18 740)	19 491	-	19 491
Résultat net	-	-	6 441	-	-	6 441	-	6 441
Autres éléments du résultat global	-	-	-	3 045	-	3 045	-	3 045
<b>Résultat global</b>	-	-	<b>6 441</b>	<b>3 045</b>	-	<b>9 485</b>	-	<b>9 485</b>
Exercice d'options	105	4 019	1 486	-	-	5 610	-	5 610
Achats/ventes d'actions propres	-	-	-	-	3	3	-	3
Annulation d'actions propres	(754)	(25 490)	7 596	-	18 648	(0)	-	(0)
<b>Capitaux propres au 31/12/2013 retraités</b>	4 008	4 994	31 685	(6 008)	(90)	34 589	-	34 589
<b>Impacts IFRS 10-11</b>	(0)	(0)	684	0	0	684	(787)	(102)
<b>Capitaux propres au 31/12/2013 historiques</b>	4 008	4 994	31 001	(6 008)	(90)	33 905	787	34 692
Résultat net	-	-	15 198	-	-	15 198	-	15 198
Autres éléments du résultat global	-	-	-	(16 109)	-	(16 109)	-	(16 109)
<b>Résultat global</b>	-	-	<b>15 198</b>	<b>(16 109)</b>	-	<b>(911)</b>	-	<b>(911)</b>
Augmentation de capital	71	(71)	-	-	-	-	-	-
Options	-	-	1 651	-	-	1 651	-	1 651
Achats/ventes d'actions propres	-	-	-	-	(11)	(11)	-	(11)
Dividendes versés	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitaux propres au 31/12/2014</b>	4 079	4 923	48 534	(22 117)	(101)	35 319	-	35 319

Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »



## TABLEAUX DES FLUX DE TRESORERIE

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 retraité</b>
Résultat Net Consolidé	15 198	6 441
Charges / Produits d'impôts différés	(1 610)	(1 062)
Résultat financier	1 501	1 311
<b>Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers</b>	<b>15 089</b>	<b>6 689</b>
Amortissements	20 999	25 178
Pertes de valeurs	-	271
Provisions	(341)	(3 299)
Effets de périmètre et autres résultats de cession	-	-
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	1 593	1 491
Variation des impôts différés sans impact résultat	(0)	-
Variation de juste valeur des instruments financiers	284	1 043
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	5 368	7 660
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	99	105
<b>Eléments sans effets sur la trésorerie</b>	<b>28 001</b>	<b>32 449</b>
Variation du besoin en fonds de roulement	(44 136)	(4 062)
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>(1 046)</b>	<b>35 076</b>
Acquisitions d'immobilisations	(21 627)	(12 849)
Cessions d'immobilisations	12	83
Variation des dépôts et cautionnements	28	(2 214)
Acquisition de parts de sociétés non intégrées globalement	(760)	-
Cessions de parts de sociétés non intégrées globalement	-	-
Acquisition de titres disponibles à la vente	-	0
Cession de titres disponibles à la vente	-	-
Acquisition de filiale et fusion, sous déduction de la trésorerie acquise	-	-
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie acquise	-	-
Variation d'actifs financiers	(27 871)	-
Variation nette des prêts émis par l'entreprise	(1 157)	(3 312)
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(51 374)</b>	<b>(18 292)</b>
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	-	4 124
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	-	-
Changement de part d'intérêts dans des entités contrôlées	-	-
Actions propres	(11)	3
Produits de l'émission d'emprunts	56 849	775
Remboursement d'emprunts	(1 344)	(48 771)
Intérêts financiers versés	(1 804)	(2 077)
Intérêts financiers reçus	698	803
Dividendes versés	-	-
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>54 388</b>	<b>(45 143)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>1 968</b>	<b>(28 359)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>29 340</b>	<b>57 699</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>31 308</b>	<b>29 340</b>

Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Direct Energie (la Société) est une société anonyme de droit français, enregistrée en France. Le siège du Groupe est domicilié au 2bis rue Louis Armand à Paris 75015, France et ses titres sont cotés sur la bourse de Paris (compartiment Alternext).

Direct Energie couvre tous les métiers de la chaîne de valeur de l'énergie, intervenant sur la production d'électricité, la fourniture et la distribution d'électricité et de gaz naturel, garantissant ainsi un développement équilibré et pérenne du Groupe. Direct Energie est le premier fournisseur alternatif multi-énergie en France.

Les comptes consolidés de Direct Energie et de ses filiales (le Groupe) sont présentés en euros arrondis au millier le plus proche, sauf indication contraire.

Le Conseil d'Administration a arrêté et autorisé la publication des comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014 en date du 30 mars 2015.

### **Note 1.** PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

---

#### **1.1 Déclaration de conformité**

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers du groupe Direct Energie au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et adoptées par l'Union Européenne au 31 décembre 2014. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les normes et interprétations du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'union Européenne sont disponibles sur le site : [http://ec.europa.eu/finance/accounting/ias/index\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/finance/accounting/ias/index_fr.htm)

A l'exception des changements mentionnés ci-après, les règles et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées dans les comptes consolidés arrêtés au 31 décembre 2013.

Les informations comparatives 2013 ont été établies selon le même référentiel.

#### **1.2 Evolution du référentiel comptable**

Les méthodes et principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2014 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes consolidés au 31 décembre 2013, à l'exception :

- Des normes, amendements et interprétations IFRS d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2014 et qui n'avaient pas été appliqués par anticipation par le Groupe.
- Du changement volontaire de présentation du compte de résultat mis en œuvre par le Groupe en 2014.

##### **1.2.1 Normes et interprétations d'application obligatoire à partir du 1er janvier 2014**

Les normes suivantes, adoptées par l'Union Européenne, sont devenues d'application obligatoire à compter du 1er Janvier 2014

#### **1.2.1.1 Normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12 et autres normes relatives aux méthodes de consolidation**

- Etats Financiers Consolidés (IFRS 10) : cette norme, qui amende IAS 27 et remplace l'interprétation SIC 12, établit les principes de présentation et de préparation des états financiers consolidés quand une entité contrôle une ou plusieurs entités. Elle définit notamment un nouveau modèle de contrôle reposant sur le principe suivant : « un investisseur contrôle une entité lorsqu'il est exposé ou qu'il a le droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci »
- Partenariats (IFRS 11) : cette norme, qui remplace IAS 31 et l'interprétation SIC 13 définit la comptabilisation des partenariats dans lesquels au moins deux parties exercent un contrôle conjoint, en distinguant les activités conjointes et les co-entreprises. A ce titre, la méthode de consolidation par intégration proportionnelle est supprimée. La classification est assise sur les droits et obligations de chacune des parties dans le partenariat, en prenant en compte la forme juridique du partenariat, les termes des accords, ainsi que les faits et circonstances le cas échéant.
  - La qualification d'un partenariat en activité conjointe implique que les parties ont des droits directs sur les actifs, et des obligations au titre des passifs de celui-ci. Chacune des parties à une activité conjointe doit comptabiliser les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts
  - La qualification d'un partenariat en co-entreprise implique que les parties ont un droit sur l'actif net de celui-ci. Un partenariat qualifié de co-entreprise, doit être comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence

Le Groupe a dans ce cadre conduit une revue de l'ensemble de ses participations non détenues à 100% afin d'en tirer les conséquences sur leur mode de consolidation. Il en a conclu que les entités suivantes, consolidées en intégration globale préalablement à l'entrée en vigueur des normes IFRS 10 et IFRS 11 devaient désormais, au regard des principes fixés par celles-ci, être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans les comptes consolidés du Groupe :

- Compagnie Electrique de Bretagne, détenue à 60%
- OSSAU, détenue à 50%
- SOPHYE LACMORT, détenue à 50%
- Direct Energie EBM Entreprises, détenue à 50%

Ces changements sont appliqués dans les états financiers publiés à compter de 2014 ;

- Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités (IFRS 12) : cette norme précise les informations à fournir pour les participations dans des filiales, des accords conjoints, des entreprises associées et des entités structurées non consolidées.
- Les amendements à IFRS 10 « Etats financiers consolidés », IFRS 12 « Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités » et IAS 27 « Etats financiers consolidés et individuels » ;
- Les amendements à IAS 27 concernant les « Entités d'investissement »
- IAS 28 révisée « Participation dans des entreprises associées et des coentreprises » ;

Les impacts résultant de l'application des normes et amendements ci-dessus sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2 « Comparabilité des exercices »

La liste des entités consolidées est présentée en note 32 « Périmètre de consolidation »

#### **1.2.1.2 Autres normes et Interprétations**

- Les amendements « Compensation des actifs financiers et des passifs financiers » à IAS 32 « Instruments financiers : présentation » ;
- Les amendements à IAS 39 « Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture » ;
- Les amendements à IAS 36 « Dépréciation des actifs – Informations sur la valeur recouvrable des actifs non financiers »

Le Groupe n'a pas constaté d'impact significatif sur ses comptes consolidés du fait de la mise en œuvre de ces amendements.

#### **1.2.2 Amendement et interprétation adoptés par l'Union Européenne dont l'application n'est pas obligatoire à partir du 1er janvier 2014 et non appliquée par anticipation par le Groupe**

- Les amendements à IAS 19 « Régime à prestations définies – Cotisations des membres du personnel » ;
- L'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes », applicable en 2015

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés du fait de la mise en œuvre de ces amendements et interprétations.

### **1.2.3 Textes non adoptés par l'Union Européenne et non appliqués par anticipation par le Groupe**

- La norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- La norme IFRS 15 « Produits provenant des contrats avec les clients »
- Les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans une entreprise commune »
- Les amendements à IAS 16 et IAS 38 « Clarification sur les modes d'amortissement acceptables »
- Les amendements à IFRS 10 et IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise »

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes et amendements sur les comptes du Groupe reste en cours d'évaluation.

### **1.3 Changement de présentation du compte de résultat**

Historiquement, la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés d'énergie, principalement gaz et électricité, non qualifiés de couverture, était enregistrée dans son intégralité au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management ».

Parmi ces instruments financiers dérivés d'énergie, certains sont néanmoins conclus dans le cadre de couvertures économiques de flux opérationnels et non à des fins de trading, sans pour autant remplir l'ensemble des critères les rendant éligibles à la comptabilité de couverture ou sans pouvoir prétendre à l'exception prévue par IAS 39 « Instruments financiers » au titre des activités dites « normales ».

Compte tenu de la volatilité observée sur les marchés de l'énergie, et afin d'améliorer la lisibilité de ses comptes, le Groupe a décidé d'isoler sur une ligne spécifique du compte de résultat, «Variations nettes de Juste valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel », située sous le résultat opérationnel courant, la variation de juste valeur associée à ces instruments, qui n'est par nature pas prévisible, et dont les impacts peuvent s'avérer substantiels.

La variation de juste valeur des instruments financiers dérivés Energie n'ayant pas un caractère opérationnel demeure quant à elle enregistrée dans la « Marge sur l'activité d'Energy Management » des produits des activités ordinaires.

Ce changement de présentation permet d'améliorer la comparabilité du résultat opérationnel courant entre deux exercices, en excluant de celui-ci des éléments par nature imprévisibles et potentiellement fortement volatiles.

S'agissant d'un changement de méthode comptable volontaire, au sens d'IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs », celui-ci a été appliqué de manière rétrospective dans les états financiers du Groupe.

Les impacts résultant de ce changement de présentation sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2 « Comparabilité des exercices »

### **1.4 Utilisation d'estimations et de jugements**

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes à la date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les hypothèses au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont principalement les suivantes :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation et les pertes de valeur associées aux écarts d'acquisition et aux autres actifs immobilisés ;
- l'évaluation des provisions ;
- le chiffre d'affaires correspondant à l'énergie en compteur ;
- la valorisation des instruments financiers ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

#### **1.4.1 Juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises**

Les principales hypothèses et estimations retenues pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation appliqués.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations de la direction du Groupe.

#### **1.4.2 Ecarts d'acquisition et autres actifs immobilisés**

Des hypothèses et estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des écarts d'acquisition et des autres actifs immobilisés, en particulier concernant les perspectives de marché nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs et les taux d'actualisation appliqués. Compte tenu de la sensibilité des tests de dépréciations effectués sur les écarts d'acquisition et les autres actifs immobilisés aux hypothèses macro-économiques et sectorielles, notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, la modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur éventuellement comptabilisées.

Le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

#### **1.4.3 Provisions**

Les paramètres utilisés pour la détermination des montants des provisions sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées. Toutefois, il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

#### **1.4.4 Chiffre d'affaires relatif à l'énergie livrée non relevée non facturée**

Le Groupe reconnaît à la clôture une quote-part de chiffre d'affaires relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, tel qu'indiqué en note 1.5.7 « Clients et comptes rattachés ». Pour la détermination des quantités d'énergie livrée, le Groupe est amené à estimer, pour les clients dits profilés, ces quantités dans la mesure où les relèves réelles des compteurs de ces clients n'interviennent que 2 fois par an. A la réception des relèves, le Groupe ajuste la facturation de chaque client soit une fois par an pour les clients annualisés (1 seule facture par an), soit à chaque relève pour les clients en facturation périodique. L'estimation de la consommation des clients entre chaque relève est effectuée à l'aide de systèmes d'information spécifiques développés par le Groupe. Ces systèmes d'information s'appuient notamment sur les estimations reçues des réseaux de transport et de distribution, les profils de consommation des clients du Groupe et les informations exogènes comme les températures réalisées.

#### **1.4.5 Instruments financiers**

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrat d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

#### **1.4.6 Déficit fiscal reportable activé**

Des actifs d'impôt différés sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

### **1.5 Résumé des principales méthodes comptables**

#### **1.5.1 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés**

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique, à l'exception des actifs et passifs dont les normes IFRS requièrent la comptabilisation à la juste valeur.

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges opérationnelles » peut comprendre des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant et sont détaillées le cas échéant.

#### **1.5.2 Regroupements d'entreprises**

Les regroupements d'entreprises intervenus depuis le 1er janvier 2010 sont évalués et comptabilisés conformément aux dispositions de la méthode d'acquisition de la norme IFRS 3 révisée.

A la date d'acquisition, les actifs et passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise sont comptabilisés séparément de l'écart d'acquisition. Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle.

Selon l'option offerte par la norme IFRS 3 révisée, les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à leur juste valeur, soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

Concernant le traitement comptable des opérations d'acquisition ou de cession de participations ne donnant pas le contrôle dans des entités déjà contrôlées, le Groupe les comptabilise, conformément à IAS 27 amendée comme des transactions entre actionnaires directement en capitaux propres.

En cas de prise de contrôle par étape, le prix d'acquisition inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par le Groupe.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charge des périodes au cours desquelles ils sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui sont comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

### **1.5.3 Actifs immobilisés**

#### **1.5.3.1 Ecarts d'acquisition**

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs repris identifiables de l'entité acquise. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat. Les justes valeurs des actifs et passifs repris identifiables et la détermination de l'écart d'acquisition sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de filiales sont présentés dans les actifs non courants au bilan. Ces écarts d'acquisition ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.5.3.4. Les pertes relatives aux écarts d'acquisition sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les écarts d'acquisitions sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

Lors de la cession de tout ou partie d'une entité du Groupe, la quote-part de l'écart d'acquisition attribuable à la cession est incluse dans le calcul du résultat de cession.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de coentreprise ou d'entreprise associée sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Ces écarts d'acquisition ne sont pas amortis et ne font pas l'objet de test de dépréciation distinct. Les pertes relatives aux écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de coentreprise ou d'entreprise associée sont comptabilisées dans la quote-part de résultat net des sociétés mise en équivalence.

#### **1.5.3.2 Autres actifs incorporels**



#### **1.5.3.2.1 Frais de recherche et développement**

Les frais de recherche et développement sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les dépenses de développement engagées sur la base d'un projet individuel sont comptabilisées en actif lorsque le Groupe peut démontrer :

- La faisabilité technique de l'immobilisation en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- Son intention d'achever cet actif et sa capacité à l'utiliser ou à la vendre ;
- Le fait que cet actif générera des avantages économiques futurs ;
- L'existence de ressources disponibles pour achever le développement de l'actif ; et
- Sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses engagées au titre du projet de développement.

Après leur comptabilisation initiale en qualité d'actif, les dépenses de développement sont évaluées en utilisant le modèle du coût, c'est-à-dire au coût diminué du cumul des amortissements et pertes de valeur. L'amortissement de l'actif commence lorsque le développement est achevé et que l'actif est prêt à être mis en service. Il est amorti linéairement sur la période au cours de laquelle sont attendus les avantages économiques liés au projet.

#### **1.5.3.2.2 Autres immobilisations incorporelles**

Les immobilisations incorporelles sont principalement composées des coûts d'acquisition clients, de logiciels, de concessions et brevets et de droits similaires.

Concernant les coûts d'acquisition des clients, ils correspondent aux dépenses encourues par le Groupe et directement affectables à des contrats signés avec des clients. Ces dépenses sont principalement constituées des commissions versées aux prestataires de vente et des frais de traitement de dossier lors de l'activation. Dès lors que le Groupe estime que ces contrats clients généreront des avantages économiques futurs pour la société, ces dépenses sont enregistrées en immobilisations incorporelles et amorties à partir du moment où ces contrats sont actifs (date de bascule).

Les immobilisations incorporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition et sont amorties linéairement sur leur durée d'utilisation estimée. Cette durée s'établit à 4 ans pour les coûts d'acquisitions clients et entre 3 et 5 ans pour les autres immobilisations incorporelles à durée de vie finie.

### 1.5.3.3 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement constituées des biens de productions d'énergie et des installations techniques liées ainsi que des aménagements des locaux, du matériel informatique et du mobilier de bureau.

En application de la norme IAS 16 « Immobilisations corporelles », elles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition, de production ou d'entrée dans le Groupe, sous déduction des amortissements cumulés et des pertes de valeur constatées. Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les immobilisations corporelles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique. Les durées d'utilité sont en général les suivantes pour les principales catégories :

- Constructions	Linéaire 15 à 40 ans
- Installations techniques	Linéaire 5 à 20 ans
- Installations générales, aménagements divers	Linéaire 3 à 10 ans
- Matériel informatique	Linéaire 3 ans
- Mobilier de bureau	Linéaire 4 ans

### 1.5.3.4 Perte de valeur des actifs immobilisés

Conformément à la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs », à chaque clôture, le Groupe apprécie s'il existe des indices de perte de valeur des actifs immobilisés. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des unités génératrices de trésorerie (UGT) ou groupe d'UGT intégrant un écart d'acquisition ou des immobilisations incorporelles non amortissables.

Dans le cas où le montant recouvrable des éléments testés est inférieur à leur valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. Dans le cas d'UGT testées comprenant un écart d'acquisition, les pertes de valeurs reconnues sont imputées prioritairement sur les écarts d'acquisitions. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne la modification de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeurs des immobilisations incorporelles et corporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Les pertes de valeurs relatives à des écarts d'acquisition sont irréversibles.

La valeur recouvrable utilisée pour effectuer les tests de dépréciation correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie si celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale.

Les taux d'actualisation utilisés sont déterminés en fonction des spécificités des UGT faisant l'objet du test et les valeurs terminales sont cohérentes avec les données de marché disponibles.

#### **1.5.4 Contrats de location**

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location.

Chaque contrat de location fait l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit d'un contrat de location-financement ou bien d'un contrat de location simple.

##### **1.5.4.1 Contrats de location-financement**

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur. Tous les contrats de location qui ne répondent pas à la définition de contrat de location-financement sont classés en tant que contrat de location simple.

Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- Le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- Le total des paiements futurs actualisés rapportés à la juste valeur de l'actif financé ;
- L'existence d'une option de transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- L'existence d'une option d'achat favorable ;
- La nature spécifique de l'actif loué.

Lors de la comptabilisation initiale, au début de la période de location, les actifs utilisés dans le cadre de contrat de location-financement sont comptabilisés dans la catégorie d'immobilisation adéquate avec pour contrepartie une dette financière. L'immobilisation est inscrite pour la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements futurs au titre du contrat. Les immobilisations ainsi comptabilisées sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée des contrats de location correspondants.

##### **1.5.4.2 Contrats de location simple**

Les paiements réalisés au titre des contrats de location simples sont comptabilisés en charges sur une base linéaire jusqu'à l'échéance du contrat.

#### **1.5.5 Stocks**

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour la réalisation de la vente.

Une perte de valeur est comptabilisée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût du stock.

#### **1.5.6 Actifs et passifs financiers**

Les actifs et passifs financiers sont comptabilisés et évalués conformément aux normes IAS 32 et IAS 39.

##### **1.5.6.1 Actifs financiers**

Les actifs financiers du Groupe comprennent les catégories suivantes :

- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les prêts et créances au coût amorti y compris les clients et comptes rattachés ;
- les actifs financiers à la juste valeur par résultat ;
- la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les actifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre actifs non courants et actifs courants.

#### **1.5.6.1.1 Actifs financiers disponibles à la vente**

Cette catégorie comprend principalement des titres de participation du Groupe dans des sociétés non consolidées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement à leur coût d'acquisition majoré des coûts de transaction. Après leur comptabilisation initiale, la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente est évaluée soit sur la base du cours de bourse pour les titres de sociétés cotés soit à partir de modèle d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché. Les variations de juste valeur sont comptabilisées en autre éléments du résultat global sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût historique est jugée suffisamment significative et prolongée pour impliquer une éventuelle perte de valeur. Dans ce cas, une perte de valeur est comptabilisée dans le compte de résultat sur la ligne « pertes de valeur sur actifs non courants ».

#### **1.5.6.1.2 Prêts et créances au coût amorti**

La catégorie des prêts et créances au coût amorti comprend principalement des dépôts de garantie effectués par le Groupe dans le cadre de ses activités de marché, des prêts accordés à des sociétés non consolidées et les créances clients et comptes rattachés.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. Concernant les créances clients et comptes rattachés, leur juste valeur correspond dans la plupart des cas à leur valeur nominale. A chaque clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif. Le cas échéant, une perte de valeur est comptabilisée en fonction du risque de non recouvrement.

#### **1.5.6.1.3 Actifs financiers à la juste valeur par résultat**

Les actifs financiers à la juste valeur par le biais du compte de résultat correspondent à des actifs détenus à des fins de transaction et des placements courts termes qui ne satisfont pas aux critères de classification en trésorerie et équivalent de trésorerie tel que décrit dans la note 1.5.8 « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Ces actifs financiers répondent aux critères de qualification ou de désignation de la norme IAS 39.

Ces éléments sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. A chaque arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée sur la base de prix du marché pour les éléments négociés activement sur des marchés financiers. Concernant les autres éléments pour lesquels il n'existe pas de marché actif, la juste valeur est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation (utilisation de transactions récentes dans des conditions de concurrence normale, référence à la valeur de marché actuelle d'autres instruments quasiment identiques, analyse des flux de trésorerie actualisés).

Les variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Coût de l'endettement financier net ».

#### **1.5.6.2 Passifs financiers**

Les passifs financiers du Groupe comprennent les catégories suivantes :

- les passifs financiers évalués au coût amorti comprenant les dettes financières et assimilées ainsi que les fournisseurs et comptes rattachés ;
- la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et passifs courants en fonction des échéances de chaque passif. En particulier, Les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois, les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés, les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture dont le sous-jacent est classé en courant et les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont classés dans les passifs financiers courants.

##### **1.5.6.2.1 Passifs financiers évalués au coût amorti**

Les dettes financières et les dettes d'exploitation sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti.

Elles sont initialement enregistrées à la juste valeur, diminuée des coûts de transaction directement imputables. Postérieurement à la comptabilisation initiale, les emprunts portant intérêts sont évalués au coût amorti, en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les intérêts ainsi calculés sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier net ».

##### **1.5.6.3 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture**

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés principalement pour gérer et réduire son exposition au risque de marché provenant des variations des prix des matières premières sur les marchés du gaz et de l'électricité.

##### **1.5.6.3.1 Instruments exclus du champ d'application de la norme IAS 39**

Les contrats d'achats ou de vente à terme et les options d'achats à terme d'électricité et de gaz utilisés par la Groupe entrent normalement dans le champ d'application de la norme IAS 39 et doivent suivre les règles de comptabilisation des instruments financiers dérivés.

Cependant, le Groupe conduit des analyses pour chaque contrat visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites « normales ». Cette analyse consiste notamment à démontrer que le contrat est mis en place et continue à être détenu afin de donner lieu à un achat ou une vente avec livraison physique, pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe dans le cadre de son exploitation.

Il convient aussi de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrat de même nature, que le contrat n'a pas été négocié dans le cadre d'arbitrage de nature financière et qu'il ne soit pas assimilable à une vente d'options.

Seuls les contrats respectant l'intégralité des conditions édictées par la norme IAS 39 sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39.

#### **1.5.6.3.2 Instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture**

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture comprennent des instruments financiers détenus à des fins de transaction, qui en tant que tels, sont comptabilisés en actifs ou passifs courants au sein de l'état de situation financière, et des contrats d'achat et de vente de matières premières qui à la date de clôture n'entrent pas dans le cadre de l'activité normale du groupe.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'est pas (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management ».

#### **1.5.6.3.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture**

Certains instruments financiers dérivés sont qualifiés de couverture intégrée liés à des transactions futures hautement probables (All in One Hedge). Il s'agit des contrats d'achat et de vente à terme qui permettent d'optimiser le coût d'approvisionnement des clients finaux.

Les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture sont comptabilisés dans l'état de situation financière en courant ou en non courant en fonction du classement des sous-jacent des contrats.

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture sont comptabilisées nettes d'impôts en autre éléments du résultat global pour la part efficace de la couverture et en résultat de la période pour la part inefficace. Lorsque les flux de trésorerie couverts se réalisent, les gains ou pertes accumulées en capitaux propres sont reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert.

Une documentation adéquate est mise en place dès l'origine de la couverture, incluant l'identification de l'instrument de couverture, l'élément couvert, la nature du risque couvert ainsi que la manière dont le Groupe évaluera l'efficacité de la couverture. Afin d'évaluer l'efficacité des couvertures, des tests prospectifs et rétrospectifs sont réalisés à chaque clôture.

#### **1.5.6.3.4 Evaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés**

Les instruments financiers dérivés sont systématiquement comptabilisés dans l'état de situation financière à leur juste valeur.

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation. Les contrats dérivés de matière première sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés et de modèle de valorisation d'options pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède l'horizon des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes. Ces instruments sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur sauf dans les cas où les paramètres non observables ne sont pas significatifs, auquel cas ils sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques en fonction de la notation de crédit des contreparties.

#### **1.5.7 Clients et comptes rattachés**

Les créances clients et comptes rattachés comprennent les créances exigibles et les factures à établir relatives à l'énergie livrée non facturée à la clôture. Lors de leur comptabilisation initiale, les créances sont enregistrées à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. Une dépréciation est constatée pour faire face au risque de non recouvrement lorsqu'il existe des éléments objectifs indiquant que le Groupe ne sera pas en mesure de recouvrer ces créances.

Les créances irrécouvrables sont constatées en perte en fin de procédure de recouvrement ou à réception d'un certificat d'irrécouvrabilité.

#### **1.5.8 Trésorerie et équivalents de trésorerie**

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à court terme convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par la norme IAS 7.

#### **1.5.9 Capitaux propres**

Les primes liées au capital correspondent aux primes d'émission diminuées des frais d'émission de titres. Seuls les coûts externes directement attribuables aux augmentations de capital constituent des frais d'émission de titres.

Les variations de juste valeur correspondent aux variations, nettes d'impôts, de juste valeur des actifs disponibles à la vente et de certains instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture, pour la part efficace de la couverture.

### **1.5.10 Actions propres**

Les actions propres détenues par la société mère ou par les autres membres du groupe consolidé sont comptabilisées à l'acquisition en diminution des capitaux propres et les variations de valeur ne sont pas enregistrées jusqu'à leur date de cession. Lors de leur cession, les résultats nets de cession, déterminés par différence entre le coût d'acquisition et la juste valeur au jour de la cession, sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

### **1.5.11 Avantages du personnel**

#### **1.5.11.1 Paiements fondés sur des actions**

Certains employés du Groupe, y compris les dirigeants, reçoivent une rémunération prenant la forme de transactions dont le paiement est indexé sur des actions. Conformément à la norme IFRS 2, ces rémunérations constituent des charges de personnel pour le Groupe, assimilables à des compléments de rémunération, et sont distinguées entre les transactions réglées en instruments de capitaux propres et celles assimilables à des transactions réglées en trésorerie.

La juste valeur de chacune de ces transactions est comptabilisée en charge sur la durée d'acquisition des droits avec en contrepartie les capitaux propres pour les transactions réglées en instruments de capitaux propres et la constitution d'une dette vis-à-vis du personnel pour les transactions assimilables à des transactions réglées en trésorerie. Concernant les transactions assimilables à des transactions réglées en trésorerie, la dette vis-à-vis du personnel est réévaluée à chaque date de clôture jusqu'à la date de règlement, toute variation de juste valeur étant comptabilisée en résultat.

Les options de souscription d'actions et les bons de souscription de parts de créateurs d'entreprises octroyés sont évalués à leur juste valeur en utilisant un modèle de Black & Scholes. Ce modèle prend en compte les caractéristiques des plans, notamment le prix d'exercice, la durée prévue des options, la volatilité historique de l'action et le taux d'intérêt sans risque.

La juste valeur des plans d'attribution d'actions gratuites est déterminée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution.

#### **1.5.11.2 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi**

En termes d'avantages du personnel postérieurs à l'emploi, le Groupe n'est soumis qu'au versement d'indemnité de fin de carrière déterminée sur la base de la convention collective en vigueur au sein du Groupe. Ces indemnités de fin de carrière relèvent d'un régime à prestation définie. Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les avantages postérieurs à l'emploi sont celles édictées par la norme IAS 19.

La valorisation du montant de ces indemnités est effectuée sur la base d'évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel, de projection de salaires qui tiennent compte des facteurs propres au Groupe ainsi que de facteurs macro-économiques (taux d'inflation, taux d'actualisation, etc.).

En l'absence d'actif de couverture visant à financer ces régimes, les montants ainsi déterminés sont comptabilisés au passif en provisions. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions constituées sont comptabilisées en résultat financier.



Le Groupe comptabilise les écarts actuariels résultant de changements d'hypothèses et les ajustements liés à l'expérience directement en autres éléments du résultat global.

#### **1.5.12 Provisions hors avantages au personnel**

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressource sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Ces provisions sont estimées en application de la norme IAS 37 en prenant en considération les hypothèses les plus probables à la date d'arrêté des comptes.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long termes sont comptabilisées en résultat financier.

Dans le cas où aucune estimation fiable ne peut être faite de la sortie de ressource qui sera nécessaire, il existe un passif qui ne peut être comptabilisé (passif éventuel). Ce passif éventuel est alors indiqué en annexe.

#### **1.5.13 Produits des activités ordinaires**

Le chiffre d'affaires hors Energy Management est constitué essentiellement des produits issus de la vente d'électricité et de gaz, des redevances de transport et de distribution liées, des frais de collecte de certaines taxes et de prestations de services.

Le Groupe reconnaît un produit lorsque :

- l'existence du contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu ou la prestation de service est achevée ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir d'estimation de prix de vente et de données statistiques propres au Groupe se basant notamment sur les profils de consommation des clients du Groupe, d'informations extérieures telles que les températures réalisées et des données relatives au volume d'énergie affecté au Groupe par le gestionnaire de réseau.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie sont présentés en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne Marge sur l'activité d'Energy Management. Cette marge correspond au résultat réalisé et latent sur les achats et ventes d'énergie, non qualifiés d'« activité normale » ou de couverture au sens de la norme IAS 39, qui sont réalisées lors d'opérations sur un marché organisé ou de gré à gré avec d'autres opérateurs de marché.

#### **1.5.14 Impôts**

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

Conformément à la norme IAS 12, l'impôt exigible de l'exercice et des exercices précédents est comptabilisé en tant que passif dans la mesure où il n'est pas payé. Si le montant déjà payé au titre de l'exercice et des exercices précédents excède le montant dû pour ces exercices, l'excédent est comptabilisé en tant qu'actif. Le montant de l'impôt dû au titre de l'exercice est déterminé en utilisant le taux adopté à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des instruments de couverture.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfiques futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

#### **1.5.15 Résultat opérationnel courant**

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe permettant de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, sont inhabituels ou non récurrents. Pour le Groupe, ces éléments correspondent aux variations de Juste Valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel, aux cessions d'actifs non courants, aux pertes de valeurs sur les actifs non courants et aux produits et charges liés aux variations de périmètre.

#### **1.5.16 Résultat par action**

Le résultat net par action de base est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période multiplié par un facteur de pondération en fonction du temps.

Pour le calcul du résultat dilué par action, ce nombre est modifié le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscription d'actions, etc.). Les actions potentielles antidilutives, c'est-à-dire dont la conversion en actions ordinaires aurait pour effet d'augmenter le résultat par action ou de diminuer la perte par action, ne sont pas prises en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

## **Note 2. COMPARABILITE DES EXERCICES**

Les états financiers sont présentés selon le même modèle que celui utilisé lors de la clôture 2013 à l'exception des incidences liées :

- au changement de méthode associé à l'application des normes IFRS 10 et 11
- au changement volontaire de présentation du compte de résultat mis en œuvre en 2014 présenté en note 1.3.

Les tableaux ci-dessous présentent l'incidence de ces changements de méthode sur les états financiers présentés au titre des exercices comparatifs.

## 2.1 Compte de résultat au 31 décembre 2013

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013 historique	Changement de présentation du compte de résultat	Impacts IFRS 10-11	31/12/2013 retraité
Chiffre d'affaires hors Energy Management	760 228	-	(7 580)	752 647
Marge sur l'activité d'Energy Management	3 081	(6 818)	0	(3 737)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>763 309</b>	<b>(6 818)</b>	<b>(7 580)</b>	<b>748 910</b>
Coûts des ventes	(650 791)	-	8 080	(642 710)
<b>Marge brute</b>	<b>112 519</b>	<b>(6 818)</b>	<b>500</b>	<b>106 200</b>
Charges de personnel	(24 712)	-	243	(24 469)
Autres produits et charges opérationnels	(49 472)	-	107	(49 366)
Amortissements	(26 552)	-	1	(26 551)
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>	<b>11 783</b>	<b>(6 818)</b>	<b>850</b>	<b>5 814</b>
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés	-	6 818	-	6 818
Energie à caractère opérationnel	-	-	-	-
Cessions d'actifs non courants	(4 517)	-	-	(4 517)
Pertes de valeur sur actifs non courants	(267)	-	-	(267)
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	-	-	-
<b>Résultat Opérationnel</b>	<b>6 999</b>	<b>-</b>	<b>850</b>	<b>7 849</b>
Coût de l'endettement financier net	(1 528)	-	114	(1 414)
Autres produits et charges financiers	(36)	-	140	104
<b>Résultat financier</b>	<b>(1 564)</b>	<b>-</b>	<b>254</b>	<b>(1 311)</b>
Impôt sur les sociétés	189	-	(154)	36
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(27)	-	(107)	(133)
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>	<b>5 597</b>	<b>-</b>	<b>843</b>	<b>6 441</b>
Résultat net des activités abandonnées	-	-	-	-
<b>Résultat Net</b>	<b>5 597</b>	<b>-</b>	<b>843</b>	<b>6 441</b>
dont Résultat net part du Groupe	5 738	-	702	6 441
dont Résultat net part des minoritaires	(141)	-	141	-
<b>Résultat par action</b>	<b>0,15</b>	<b>-</b>	<b>0,02</b>	<b>0,16</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>0,14</b>	<b>-</b>	<b>0,02</b>	<b>0,16</b>
Résultat par action des activités poursuivies	0,15	-	0,02	0,16
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,14	-	0,02	0,16
Résultat par action des activités abandonnées	-	-	-	-
Résultat dilué par action des activités abandonnées	-	-	-	-

Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## 2.2 Etat du résultat global au 31 décembre 2013

	31/12/2013 historique			Impacts IFRS 10-11			31/12/2013 retraité		
	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle
<i>En milliers d'euros</i>									
<b>Résultat net</b>	<b>5 597</b>	<b>5 738</b>	<b>(141)</b>	<b>843</b>	<b>702</b>	<b>141</b>	<b>6 441</b>	<b>6 441</b>	<b>-</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impact impôts différés	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	3 074	3 074	-	-	-	-	3 074	3 074	-
Impact impôts différés	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	(29)	(29)	-	-	-	-	(29)	(29)	-
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>3 044</b>	<b>3 044</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 044</b>	<b>3 044</b>	<b>-</b>
Pertes et gains actuariels	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impact impôts différés	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Résultat Global</b>	<b>8 642</b>	<b>8 783</b>	<b>(141)</b>	<b>843</b>	<b>702</b>	<b>141</b>	<b>9 485</b>	<b>9 485</b>	<b>-</b>

Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## 2.3 Etat de situation financière au 1<sup>er</sup> janvier 2013

<i>En milliers d'euros</i>	<b>01/01/2013 historique</b>	<b>Impacts IFRS 10-11</b>	<b>01/01/2013 retraité</b>
Autres immobilisations incorporelles	57 559	(2 444)	55 114
Immobilisations corporelles	13 411	(1)	13 411
Participations dans les entreprises associées	4 998	1 346	6 344
Instruments financiers dérivés non courants	33	-	33
Autres actifs financiers non courants	5 017	-	5 017
Impôts différés actifs	1 815	(368)	1 447
<b>Actifs non courants</b>	<b>82 834</b>	<b>(1 467)</b>	<b>81 367</b>
Stocks	14 746	-	14 746
Clients et comptes rattachés	124 868	(698)	124 170
Instruments financiers dérivés courants	3 288	-	3 288
Autres actifs financiers courants	4 463	785	5 247
Autres actifs courants	13 427	(357)	13 069
Trésorerie et équivalents de trésorerie	58 271	(572)	57 699
<b>Actifs courants</b>	<b>219 061</b>	<b>(842)</b>	<b>218 219</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>301 895</b>	<b>(2 309)</b>	<b>299 586</b>
Capitaux propres - part du groupe	19 510	(19)	19 491
Participations ne donnant pas le contrôle	928	(928)	-
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>20 438</b>	<b>(947)</b>	<b>19 491</b>
Provisions non courantes	425	(1)	424
Instruments financiers dérivés non courants	2 008	-	2 008
Autres passifs financiers non courants	127	-	127
Autres passifs non courants	143	-	143
Impôts différés passifs	1 104	-	1 104
<b>Passifs non courants</b>	<b>3 807</b>	<b>(1)</b>	<b>3 806</b>
Provisions courantes	8 760	-	8 760
Fournisseurs et comptes rattachés	103 560	(816)	102 744
Instruments financiers dérivés courants	10 848	-	10 848
Autres passifs financiers courants	49 163	(87)	49 076
Autres passifs courants	105 320	(459)	104 861
<b>Passifs courants</b>	<b>277 651</b>	<b>(1 362)</b>	<b>276 289</b>
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>	<b>301 895</b>	<b>(2 309)</b>	<b>299 586</b>

Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## 2.4 Etat de situation financière au 31 décembre 2013

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2013 historique</b>	<b>Impacts IFRS 10-11</b>	<b>31/12/2013 retraité</b>
Autres immobilisations incorporelles	45 937	(4 658)	41 279
Immobilisations corporelles	8 118	-	8 118
Participations dans les entreprises associées	4 942	260	5 202
Instruments financiers dérivés non courants	9 620	-	9 620
Autres actifs financiers non courants	5 764	-	5 764
Autres actifs non courants	1 565	-	1 565
Impôts différés actifs	6 493	(522)	5 971
<b>Actifs non courants</b>	<b>82 440</b>	<b>(4 920)</b>	<b>77 520</b>
Stocks	11 206	-	11 206
Clients et comptes rattachés	126 254	(1 731)	124 524
Instruments financiers dérivés courants	6 596	-	6 596
Autres actifs financiers courants	5 404	4 092	9 496
Autres actifs courants	9 258	(214)	9 044
Trésorerie et équivalents de trésorerie	30 428	(1 088)	29 340
<b>Actifs courants</b>	<b>189 145</b>	<b>1 060</b>	<b>190 205</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>271 585</b>	<b>(3 860)</b>	<b>267 725</b>
Capitaux propres - part du groupe	33 906	684	34 589
Participations ne donnant pas le contrôle	787	(787)	-
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>34 692</b>	<b>(103)</b>	<b>34 589</b>
Provisions non courantes	564	(2)	562
Instruments financiers dérivés non courants	7 836	-	7 836
Autres passifs financiers non courants	324	-	324
Autres passifs non courants	1 028	-	1 028
Impôts différés passifs	4 566	-	4 566
<b>Passifs non courants</b>	<b>14 317</b>	<b>(2)</b>	<b>14 315</b>
Provisions courantes	5 077	-	5 077
Fournisseurs et comptes rattachés	104 169	(838)	103 331
Instruments financiers dérivés courants	15 878	-	15 878
Autres passifs financiers courants	2 679	(2 101)	577
Autres passifs courants	94 773	(816)	93 957
<b>Passifs courants</b>	<b>222 576</b>	<b>(3 756)</b>	<b>218 820</b>
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>	<b>271 585</b>	<b>(3 860)</b>	<b>267 725</b>

Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## 2.5 Tableau des flux de trésorerie au 31 décembre 2013

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2013 historique</b>	<b>Impacts IFRS 10-11</b>	<b>31/12/2013 retraité</b>
Résultat Net Consolidé	5 597	844	6 441
Charges / Produits d'impôts différés	(1 216)	154	(1 062)
Résultat financier	1 564	(254)	1 311
<b>Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers</b>	<b>5 945</b>	<b>744</b>	<b>6 689</b>
Amortissements	25 178	1	25 178
Pertes de valeurs	271	-	271
Provisions	(3 299)	-	(3 299)
Effets de périmètre et autres résultats de cession	-	-	-
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	1 491	-	1 491
Variation des impôts différés sans impact résultat	-	-	-
Variation de juste valeur des instruments financiers	1 043	-	1 043
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	6 681	979	7 660
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	(2)	107	105
<b>Eléments sans effets sur la trésorerie</b>	<b>31 363</b>	<b>1 087</b>	<b>32 449</b>
Variation du besoin en fonds de roulement	(4 574)	512	(4 062)
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>32 734</b>	<b>2 342</b>	<b>35 076</b>
Acquisitions d'immobilisations	(15 063)	2 214	(12 849)
Cessions d'immobilisations	83	-	83
Variation des dépôts et cautionnements	(1 997)	(217)	(2 214)
Acquisition de parts de sociétés non intégrées globalement	-	-	-
Cessions de parts de sociétés non intégrées globalement	-	-	-
Acquisition de titres disponibles à la vente	0	-	0
Cession de titres disponibles à la vente	-	-	-
Acquisition de filiale, sous déduction de la trésorerie acquise	-	-	-
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie acquise	-	-	-
Variation nette des prêts émis par l'entreprise	-	(3 312)	(3 312)
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(16 977)</b>	<b>(1 315)</b>	<b>(18 292)</b>
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	4 124	-	4 124
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-
Changement de part d'intérêts dans des entités contrôlées	-	-	-
Actions propres	3	-	3
Produits de l'émission d'emprunts	2 572	(1 797)	775
Remboursement d'emprunts	(48 771)	-	(48 771)
Intérêts financiers versés	(2 107)	30	(2 077)
Intérêts financiers reçus	579	224	803
Dividendes versés	-	-	-
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>(43 600)</b>	<b>(1 543)</b>	<b>(45 143)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(27 843)</b>	<b>(516)</b>	<b>(28 359)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>58 271</b>	<b>(572)</b>	<b>57 699</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>30 428</b>	<b>(1 088)</b>	<b>29 340</b>

Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## Note 3. FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE



### **3.1 Annulation des TRV Electricité**

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'Etat a partiellement annulé l'arrêté du 20 juillet 2012 qui augmentait de 2% les TRV électricité pour toutes les catégories tarifaires, pour la période courant du 1er août 2012 au 31 juillet 2013. Cette annulation était notamment motivée par le fait que les tarifs « bleus » et « jaunes » étaient manifestement inférieurs au niveau auquel ils auraient dû être fixés en application du principe de couverture des coûts de l'opérateur historique. Un arrêté tarifaire venant modifier ces tarifs sur la période a été publié au journal officiel fin juillet 2014, entraînant une hausse rétroactive des tarifs réglementés de l'électricité de près de 5%.

Les conséquences de cet arrêté modificatif se sont traduites dans les comptes 2014 par un impact net de 16,4 M€ sur le résultat opérationnel courant. L'émission des factures rétroactives correspondantes a débuté au cours du troisième trimestre 2014 et devrait s'achever au cours du deuxième trimestre 2015.

### **3.2 Construction des TRV électricité**

Le 31 juillet 2014, les autorités publiques ont publié un arrêté annulant l'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013, prévoyant une hausse des TRV Electricité de 5% en moyenne pour les tarifs bleus au 1er août 2014, et annoncé une modification de la méthode de construction des TRV Electricité.

Le 28 octobre 2014, un décret a été publié mettant en place cette nouvelle méthode de construction des TRV Electricité dite par empilement des coûts (Arenh, coût du complément à la fourniture d'électricité, coûts d'acheminement, coûts de commercialisation et rémunération dite « normale » du fournisseur), qui s'est traduite dans un nouvel arrêté tarifaire, publié le 31 octobre 2014, et prévoyant notamment, à compter du 1er novembre 2014, une hausse de 2,5% des TRV Electricité sur le segment des clients bleus résidentiels et une baisse de 0,7% pour les clients bleus non résidentiels

Cette méthode, qui abandonne le principe de couverture des coûts de l'opérateur historique, également supprimé dans la loi sur la transition énergétique, fait l'objet actuellement de contentieux initiés par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie) et le Groupe Direct Energie devant le Conseil d'Etat

### **3.3 Décision du CoRDIS gaz**

Le CoRDIS (Comité de règlement des différends et des sanctions) a confirmé dans sa décision du 19 septembre 2014, qui a depuis fait l'objet d'un appel non suspensif, que le fournisseur de gaz naturel ne devait pas assumer les impayés de part acheminement du gestionnaire de réseaux de distribution (GrDF), cette décision étant applicable tant pour l'avenir que pour le passé. A la clôture 2014, le groupe a tiré les conséquences de cette décision et cessé de provisionner la part acheminement des créances gaz impayées mais non encore irrécouvrables. Il compte par ailleurs demander le remboursement de la part acheminement des créances gaz irrécouvrables historiques.

### **3.4 Emission d'emprunts obligataires**

Direct Energie a procédé en juillet 2014 au placement privé de son premier emprunt obligataire pour un montant de 40 millions d'euros en deux tranches, la première de 28,5 millions d'euros à échéance décembre 2019 assortie d'un coupon de 4,70%, et la seconde de 11,5 millions d'euros à échéance juillet 2021 assortie

d'un coupon de 5%. Une troisième tranche est venue compléter cette émission en novembre 2014 pour un montant de 15 M€ à échéance novembre 2022, assortie d'un coupon de 5%.

Ces émissions contribuent à la sécurisation de la structure de financement du Groupe, qui comptait par ailleurs au 31 décembre 2014 plus de 30 M€ de lignes de crédit auprès d'établissements bancaires.

### **3.5** Implantation en Belgique

Direct Energie Belgique, filiale à 100% de Direct Energie SA, a obtenu le 4 juin 2014 ses licences de fourniture pour l'électricité et le Gaz en Wallonie. La commercialisation des premières offres a débuté le 1er juillet 2014.

## Note 4. PRINCIPALES VARIATIONS DE PERIMETRE

Aucune variation de périmètre significative n'est intervenue au cours de l'exercice 2014.

Le Groupe a par ailleurs procédé à une réorganisation interne en réalisant une transmission universelle de patrimoine de la société Poweo Entreprises en faveur de la société mère Direct Energie. Cette opération n'a eu aucun impact sur les comptes consolidés du Groupe.

## Note 5. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
Ventes d'électricité	344 057	308 682
Ventes de gaz	107 761	115 154
Ventes de services	339 169	309 167
Autres produits	18 566	19 644
<b>Chiffre d'affaires hors Energy Management</b>	<b>809 554</b>	<b>752 647</b>
Marge sur l'activité d'Energy Management - Electricité	226	(1 443)
Marge sur l'activité d'Energy Management - Gaz	137	(2 294)
Marge sur l'activité d'Energy Management - Autres	-	-
<b>Marge sur l'activité d'Energy Management</b>	<b>363</b>	<b>(3 737)</b>
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>809 917</b>	<b>748 910</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## Note 6. COUTS DES VENTES

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
Achats d'énergie	(357 965)	(336 079)
Acheminement et prestation GRD	(347 107)	(298 045)
Autres coûts	(269)	(5 046)
Variation de stocks	15 688	(3 540)
<b>Coûts des ventes</b>	<b>(689 653)</b>	<b>(642 710)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## Note 7. CHARGES DE PERSONNEL

## 7.1 Charges de personnel

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2014	31/12/2013 *
Salaires et charges sociales	(22 661)	(23 116)
Charges liées aux indemnités de fin de contrat	381	138
Paiements fondés sur des actions	(1 593)	(1 491)
<b>Charges de personnel</b>	<b>(23 873)</b>	<b>(24 469)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les paiements fondés sur des actions et les charges liées aux indemnités de fin de contrat sont détaillés respectivement en note 20 « Paiements fondés sur des actions » et en note 21.2 « Provisions pour avantages au personnel ».

## 7.2 Effectif moyen

	2014	2013*
Cadres	200	199
Non cadres	91	88
<b>Effectif moyen</b>	<b>291</b>	<b>287</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## Note 8. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
Production immobilisée	1 619	1 382
Subvention d'exploitation	411	69
Autres produits	3 163	1 630
<b>Autres produits opérationnels</b>	<b>5 193</b>	<b>3 082</b>
Charges externes	(37 502)	(36 148)
Impôts et taxes	(2 818)	(2 575)
Créances irrécouvrables	(14 978)	(16 370)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(1 020)	(217)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	1 736	3 682
Autres charges	(1 956)	(820)
<b>Autres charges opérationnelles</b>	<b>(56 539)</b>	<b>(52 448)</b>
<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>(51 345)</b>	<b>(49 366)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Ils se composent principalement :

- De charges externes associées notamment à la gestion de la relation client, à des prestations juridiques et de conseils, et à de la communication externe
- Du coût net des impayés clients comprenant les créances irrécouvrables et les dotations nettes aux provisions couvrant le risque crédit associé aux créances clients

## Note 9. RESULTAT FINANCIER

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
Coût de l'endettement financier net	(1 541)	(1 414)
Autres produits et charges financiers	40	104
<b>Résultat Financier</b>	<b>(1 501)</b>	<b>(1 311)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 9.1 Coût de l'endettement financier net

Ce poste comprend principalement les intérêts sur emprunts obligataires, les charges d'intérêts sur caution, les charges d'intérêts sur les marchés à terme, les intérêts sur emprunts bancaires, les autres intérêts et agios bancaires, les produits d'intérêts sur placement de trésorerie et sur les comptes courants avec les entités du

groupe non intégrées par la méthode d'intégration globale, ainsi que la variation de juste valeur des valeurs mobilières de placement et des équivalents de trésorerie.

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
Charges d'intérêts	(2 240)	(2 078)
Produits d'intérêts	500	615
Revenus net des VMP et équivalents de trésorerie	198	48
<b>Coûts de l'endettement financier net</b>	<b>(1 541)</b>	<b>(1 414)</b>

*\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*

Les charges d'intérêts comprennent les intérêts sur emprunts obligataires, les intérêts sur des cautions consenties à la demande du Groupe par les établissements bancaires en faveur de certaines contreparties et les intérêts versés sur les marchés à terme.

## **9.2 Autres produits et charges financiers**

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
Autres produits financiers	50	141
<b>Total Autres produits financiers</b>	<b>50</b>	<b>141</b>
Désactualisation des provisions	(6)	(36)
Autres charges financières	(4)	(1)
<b>Total Autres charges financières</b>	<b>(10)</b>	<b>(37)</b>
<b>Autres produits et charges financiers</b>	<b>40</b>	<b>104</b>

*\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*

## Note 10. IMPÔTS

### 10.1 Ventilation de la charge d'impôt

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de la période s'élève à 1 610 milliers d'euros (contre un produit de 36 milliers d'euros au 31 décembre 2013). La ventilation de ce produit d'impôts s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2014	31/12/2013 *
Impôts exigibles	-	(1 026)
Impôts différés	1 610	1 062
<b>Impôts sur les sociétés</b>	<b>1 610</b>	<b>36</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 10.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt effective

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique et le produit d'impôt effectivement comptabilisé se présente comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	2014	2013*
<b>Résultat net</b>	<b>15 198</b>	<b>6 441</b>
Quote-part de résultat des entreprises associées	99	133
Impôts sur les sociétés	(1 610)	(36)
Activités abandonnées	-	-
<b>Résultat des entreprises intégrées avant impôts</b>	<b>13 687</b>	<b>6 539</b>
Taux d'impôt théorique	33,33%	33,33%
<b>Produit / (Charge) d'impôt théorique</b>	<b>(4 562)</b>	<b>(2 180)</b>
Différences permanentes	7 658	(3 762)
Reports déficitaires	(705)	5 601
Autres	(781)	376
<b>Produit / (Charge) d'impôt effective</b>	<b>1 610</b>	<b>36</b>
<b>Taux effectif d'impôt</b>	<b>-11,76%</b>	<b>-0,55%</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

La variation du taux effectif d'impôt s'explique principalement par :

- les conséquences d'un contrôle fiscal ayant entraîné concomitamment au niveau du groupe d'intégration fiscale une diminution des reports déficitaires fiscaux et une non-imposition en 2014,
- la décision du Groupe de procéder à l'activation complémentaire de déficits reportables sur la base des résultats futurs prévus dans le plan d'affaires.

Les différences permanentes comprennent, comme en 2013, l'amortissement des coûts d'acquisitions reconnus lors de la fusion entre Poweo et Direct Energie en 2012 et la charge relative aux plans de stock-options et d'actions gratuites, ainsi que, en 2014, les conséquences du contrôle fiscal.

La ligne reports déficitaires comprend essentiellement en 2014 l'impact net :

- de la non reconnaissance, au niveau de certaines entités consolidées, de reports déficitaires générés sur l'exercice,
- de l'activation d'une fraction des reports déficitaires du Groupe d'intégration fiscale, en fonction des perspectives de réalisation de bénéfices taxables à l'avenir.

### 10.3 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de situation financière se ventile de la manière suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Impôts différés actifs</b>	<b>Impôts différés passifs</b>	<b>Impôts différés nets</b>
<b>Au 1er janvier 2013*</b>	<b>1 447</b>	<b>(1 104)</b>	<b>343</b>
Variations en résultat net	4 523	(3 461)	1 062
Variations en capitaux propres	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2013*</b>	<b>5 971</b>	<b>(4 566)</b>	<b>1 405</b>
Variations en résultat net	5 116	(3 505)	1 611
Variations en capitaux propres	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>11 086</b>	<b>(8 071)</b>	<b>3 015</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 10.4 Ventilation des actifs et passifs d'impôts différés

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2014</b>	<b>2013*</b>
Déficits reportables activés	5 223	3 823
Provisions non déductibles	-	-
Autres	5 863	2 148
<b>Impôts différés actifs</b>	<b>11 086</b>	<b>5 971</b>
Mise à la juste valeur des instruments financiers	(3 225)	(2 418)
Autres	(4 847)	(2 148)
<b>Impôts différés passifs</b>	<b>(8 071)</b>	<b>(4 566)</b>
<b>Impôts différés nets</b>	<b>3 015</b>	<b>1 405</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 10.5 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2014, les impôts différés relatifs aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière s'élèvent à 130 087 milliers d'euros (contre 136 390 milliers d'euros en 2013). Les impôts différés actifs relatifs à ces reports déficitaires n'ont pas



été comptabilisés en raison d'incertitudes du Groupe concernant leur utilisation dans un avenir proche. Leur utilisation reste illimitée dans le temps.

## Note 11. RESULTAT PAR ACTION

	31/12/2014	31/12/2013 retraité *
<i>En milliers d'euros</i>	<b>NUMERATEUR</b>	
Résultat net part du Groupe - Activités poursuivies	15 198	6 441
Résultat net part du Groupe - Activités abandonnées	-	-
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>15 198</b>	<b>6 441</b>
Effet des instruments dilutifs	-	-
<b>Résultat net part du Groupe dilué</b>	<b>15 198</b>	<b>6 441</b>
<i>En milliers d'actions</i>	<b>DENOMINATEUR</b>	
<b>Nombre moyen d'actions en circulation</b>	<b>40 103</b>	<b>39 112</b>
Effet des instruments dilutifs	1 693	879
<b>Nombre moyen d'actions en circulation dilué</b>	<b>41 796</b>	<b>39 991</b>
<i>En euros</i>	<b>RESULTAT PAR ACTION</b>	
<b>Résultat par action</b>	<b>0,38</b>	<b>0,16</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>0,36</b>	<b>0,16</b>
Résultat par action des activités poursuivies	0,38	0,16
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,36	0,16
Résultat par action des activités abandonnées	-	-
Résultat dilué par action des activités abandonnées	-	-

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

En 2014, comme en 2013, le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre moyen d'actions Direct Energie en circulation sur la période.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action sont décrits dans la note 20 « Paiements fondés sur des actions ».

Il n'a pas été tenu compte en 2014 comme en 2013, dans le calcul des résultats nets dilués par action, des plans d'options de souscription d'actions dont le prix d'exercice est supérieur au cours moyen annuel de l'action Direct Energie.

Au 31 décembre 2014, deux plans de souscription d'actions présentent un prix d'exercice inférieur au cours moyen annuel de l'action Direct Energie qui s'établit à 8,15 € sur l'année 2014. Ces plans de souscription ont ainsi été pris en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

Compte tenu d'un cours moyen de l'action à 3,63 € pour l'année 2013, aucun des plans d'options de souscription d'actions du Groupe n'avait été pris en compte pour le calcul du résultat net dilué.

## Note 12. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

### 12.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Marques et licences	Acquisition clients	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
	<b>VALEURS BRUTES</b>				
<b>Au 1er janvier 2013 *</b>	<b>7 520</b>	<b>116 525</b>	<b>22 326</b>	<b>3 935</b>	<b>150 306</b>
Acquisitions	852	7 989	3 789	122	12 753
Cessions	-	-	(69)	(76)	(145)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(1 575)	-	745	(745)	(1 575)
<b>Au 31 décembre 2013 *</b>	<b>6 797</b>	<b>124 514</b>	<b>26 790</b>	<b>3 237</b>	<b>161 339</b>
Acquisitions	2 048	14 454	3 196	482	20 179
Cessions	(3)	-	-	-	(3)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(36)	-	290	(316)	(63)
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>8 806</b>	<b>138 968</b>	<b>30 276</b>	<b>3 402</b>	<b>181 452</b>
	<b>AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS</b>				
<b>Au 1er janvier 2013 *</b>	<b>(5 190)</b>	<b>(72 392)</b>	<b>(16 937)</b>	<b>(673)</b>	<b>(95 192)</b>
Amortissements	(1 491)	(20 537)	(4 153)	-	(26 181)
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	1 313	-	-	-	1 313
<b>Au 31 décembre 2013 *</b>	<b>(5 368)</b>	<b>(92 929)</b>	<b>(21 090)</b>	<b>(673)</b>	<b>(120 059)</b>
Amortissements	(1 261)	(16 240)	(3 203)	-	(20 704)
Cessions	3	-	-	-	3
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	36	-	-	-	36
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>(6 589)</b>	<b>(109 169)</b>	<b>(24 293)</b>	<b>(673)</b>	<b>(140 724)</b>
	<b>VALEURS NETTES</b>				
Au 1er janvier 2013 *	2 330	44 133	5 389	3 262	55 114
Au 31 décembre 2013 *	1 429	31 585	5 701	2 564	41 279
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>2 216</b>	<b>29 799</b>	<b>5 983</b>	<b>2 729</b>	<b>40 728</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## **12.2 Coûts d'acquisition clients**

Sur l'exercice 2014, le groupe a procédé à l'activation de 14 454 milliers d'euros de coûts d'acquisition clients, et ce en lien avec sa dynamique commerciale.

## **12.3 Autres immobilisations incorporelles**

Les autres immobilisations incorporelles sont constituées principalement des outils informatiques développés par la société pour ses activités commerciales et de gestion.

Sur l'exercice 2013, les diminutions présentées sur la ligne « autres mouvements » de la catégorie Marques et licences sont constituées de mises au rebut de logiciel suite à l'harmonisation des systèmes d'information des sociétés Direct Energie et Poweo.

## **12.4 Immobilisations incorporelles en cours**

Les immobilisations incorporelles en cours au 31 décembre 2014 correspondent principalement à la comptabilisation des charges encourues relatives à l'acquisition des clients qui n'ont pas encore été basculés dans le périmètre Direct Energie et aux coûts relatifs à l'installation et au paramétrage de logiciel pour la partie encore en développement.

## Note 13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

### 13.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Terrains et constructions	Installations de production	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
	<b>VALEUR BRUTES</b>				
<b>Au 1er janvier 2013 *</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>5 421</b>	<b>14 978</b>	<b>20 406</b>
Acquisitions	-	-	129	(40)	89
Cessions	-	-	(72)	-	(72)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	(5 000)	(5 000)
<b>Au 31 décembre 2013 *</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>5 478</b>	<b>9 939</b>	<b>15 423</b>
Acquisitions	-	-	1 096	352	1 448
Cessions	-	-	(1 223)	-	(1 223)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	(2 288)	(3 942)	(6 230)
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>3 064</b>	<b>6 349</b>	<b>9 418</b>
	<b>AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS</b>				
<b>Au 1er janvier 2013 *</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(4 163)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(6 995)</b>
Amortissements	-	-	(370)	-	(370)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	-	-	61	-	61
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2013 *</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(4 473)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(7 305)</b>
Amortissements	-	-	(295)	-	(295)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	-	-	1 201	-	1 201
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	1 923	-	1 923
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(1 644)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(4 476)</b>
	<b>VALEURS NETTES</b>				
Au 1er janvier 2013 *	-	-	1 258	12 152	13 410
Au 31 décembre 2013 *	-	-	1 006	7 113	8 118
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 420</b>	<b>3 523</b>	<b>4 943</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### **13.2 Autres immobilisations corporelles**

La diminution de 2 288 milliers d'euros en valeur brute des immobilisations corporelles constatée sur l'année 2014 concerne essentiellement la mise au rebut d'agencements et de mobilier dans le cadre du projet de rénovation du siège social.

### **13.3 Immobilisations corporelles en cours**

Les immobilisations corporelles en cours comprennent principalement les dépenses encourues sur des projets de centrales de production à cycle combiné gaz qui ne sont pas encore mises en service.

En 2014, la diminution de 3 942 milliers d'euros des immobilisations corporelles concerne la mise au rebut d'immobilisations relatives à un des projets de développement de cycle combiné gaz du Groupe et devenues obsolètes compte tenu des retards pris dans la réalisation de ce projet.

En 2013, la diminution de 5 000 milliers d'euros des immobilisations corporelles concernait la mise au rebut d'un actif sur un contrat attaché à un des projets de développement de cycle combiné gaz devenu caduque au cours de l'exercice.

## Note 14. PARTICIPATION DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET COENTREPRISES

Suite à l'application des Normes IFRS 10 et 11 à compter du 1er janvier 2014, les sociétés Direct Energie EBM Entreprises, Compagnie Electrique de Bretagne, Ossau et Sophye LacMort sont désormais consolidées par mise en équivalence comme indiqué dans la note 1.2.1.1 « Normes IFRS 10, IFRS 11, et IFRS 12 et autres normes relatives aux méthodes de consolidation » et qualifiées de coentreprises. Les sociétés EBM Réseau de Distribution et Gascogne Energie Services, restent qualifiées d'entreprises associées.

### 14.1 Participations et principaux indicateurs relatifs aux entreprises associées

En 2014, les principales caractéristiques des entreprises associées sont les suivantes :

	EBM Réseau de Distribution	Gascogne Energie Service
Date de reporting des états financiers	31/12/2014	30/09/2014*
Nature de la relation	Entreprise associée	Entreprise associée
Pays de l'établissement principal	France	France
Activité principale	Distribution d'électricité	Commerce de combustibles gazeux par conduites
Pourcentage de détention et des droits de vote	20%	20%
Mode comptabilisation	Mise en équivalence	Mise en équivalence

En 2014, les contributions des entreprises associées sont les suivantes :

	31/12/2014	
	EBM Réseau de Distribution	Gascogne Energie Service
<i>En milliers d'euros</i>		
Actifs courants	1 415	22 859
Actifs non courants	21 575	
Passifs courants	1 307	14 086
Passifs non courants	14 220	
<b>Actif net</b>	<b>7 464</b>	<b>8 774</b>
Quote part de l'actif net	1 493	1 759
Autres ajustements	1 652	-
<b>Valeur comptable des participations</b>	<b>3 145</b>	<b>1 759</b>
Dividendes reçus par le groupe	60	-
Chiffre d'affaires	7 341	10 960
Résultat net	294	(116)
Résultat global	294	(116)
<b>Quote-part du résultat net*</b>	<b>59</b>	<b>(23)</b>
<b>Quote-part du résultat global</b>	<b>59</b>	<b>(23)</b>

\* La quote part de résultat intégrée dans les comptes consolidés du groupe correspond au résultat recalculé sur la période du 1er janvier au 31 décembre 2014.

En 2013, les contributions des entreprises associées sont les suivantes :

	31/12/2013*	
	EBM Réseau de Distribution	Gascoigne Energie Service
<i>En milliers d'euros</i>		
Actifs courants	1 146	23 256
Actifs non courants	21 380	
Passifs courants	1 493	14 372
Passifs non courants	13 495	
<b>Actif net</b>	<b>7 538</b>	<b>8 884</b>
Quote part de l'actif net	1 508	1 783
Autres ajustements	1 652	-
<b>Valeur comptable des participations</b>	<b>3 159</b>	<b>1 783</b>
Dividendes reçus par le groupe	48	-
Chiffre d'affaires	7 404	7 885
Résultat net	289	(431)
Résultat global	289	(431)
<b>Quote-part du résultat net**</b>	<b>59</b>	<b>(86)</b>
<b>Quote-part du résultat global</b>	<b>59</b>	<b>(86)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

\*\* La quote part de résultat intégrée dans les comptes consolidés du groupe correspond au résultat recalculé sur la période du 1er janvier au 31 décembre 2013.

Les principaux indicateurs relatifs aux entreprises associées correspondent à une période de douze mois.

En 2014, l'impact des entreprises associées sur la formation des résultats est non significatif. Le pourcentage de détention du Groupe dans les entreprises associées EBM Réseau de distribution et Gascoigne Energie Service n'a pas évolué depuis le 31 décembre 2013. Au 31 décembre 2014, leurs valeurs comptables, sont respectivement de 3 145 milliers d'euros et 1 759 milliers d'euros. Ces valeurs comptables incluent respectivement des quote-parts de résultat de 59 milliers d'euros et (23) milliers d'euros.

## 14.2 Participations et principaux indicateurs relatifs aux coentreprises

En 2014, les principales caractéristiques des coentreprises sont les suivantes :

	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	OSSAU	SOPHYE LACMORT
Date de reporting des états financiers	31/12/2014	31/12/2014	31/12/2014	31/12/2014
Nature de la relation	Co-entreprise	Co-entreprise	Co-entreprise	Co-entreprise
Pays de l'établissement principal	France	France	France	France
Activité principale	Vente de gaz et d'électricité	Constuction et exploitation de centrale thermique	Acquisition et exploitation de concessions hydroélectriques	Acquisition et exploitation de concessions hydroélectriques
Pourcentage de détention et des droits de vote	50%	60%	50%	50%
Mode comptabilisation	Mise en équivalence	Mise en équivalence	Mise en équivalence	Mise en équivalence



En 2014, les contributions des coentreprises sont les suivantes :

	31/12/2014			
<i>En milliers d'euros</i>	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	OSSAU	SOPHYE LACMORT
Actifs courants	5 814	1 191	11	13
Actifs non courants	492	9 692	-	-
Passifs courants	4 665	9 156	4	2
Passifs non courants	2	-	-	-
<b>Actif net</b>	<b>1 639</b>	<b>1 727</b>	<b>7</b>	<b>11</b>
Quote part de l'actif net	820	1 036	3	6
Autres ajustements	-	(1 036)	-	-
<b>Valeur comptable des participations</b>	<b>820</b>	<b>(0)</b>	<b>3</b>	<b>6</b>
Dividendes reçus par le groupe	-	-	-	-
Chiffre d'affaires	19 548	-	-	-
Résultat net	(24)	(195)	(8)	(2)
Résultat global	(24)	(195)	(8)	(2)
<b>Quote-part du résultat net</b>	<b>(12)</b>	<b>(117)</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>
<b>Quote-part du résultat global</b>	<b>(12)</b>	<b>(117)</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>

En 2013, les contributions des coentreprises sont les suivantes :

	31/12/2013*			
<i>En milliers d'euros</i>	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	OSSAU	SOPHYE LACMORT
Actifs courants	1 643	(2 311)	(4)	14
Actifs non courants	522	6 290	-	-
Passifs courants	2 000	2 056	1	1
Passifs non courants	2	-	-	-
<b>Actif net</b>	<b>163</b>	<b>1 923</b>	<b>(5)</b>	<b>13</b>
Quote part de l'actif net	81	1 154	(2)	7
Autres ajustements	-	(979)	-	-
<b>Valeur comptable des participations</b>	<b>81</b>	<b>174</b>	<b>(2)</b>	<b>7</b>
Dividendes reçus par le groupe	-	-	-	-
Chiffre d'affaires	17 092	-	-	-
Résultat net	(104)	(77)	(15)	(2)
Résultat global	(104)	(77)	(15)	(2)
<b>Quote-part du résultat net</b>	<b>(52)</b>	<b>(46)</b>	<b>(7)</b>	<b>(1)</b>
<b>Quote-part du résultat global</b>	<b>(52)</b>	<b>(46)</b>	<b>(7)</b>	<b>(1)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les principaux indicateurs relatifs aux coentreprises correspondent à une période de douze mois.

En 2014, l'impact des coentreprises sur la formation des résultats est non significatif. Le pourcentage de détention du Groupe dans les coentreprises Direct Energie EBM Entreprises, Compagnie Electrique de Bretagne, Ossau et Sophye Lacmort n'a pas évolué depuis le 31 décembre 2013. Au 31 décembre 2014, leurs valeurs comptables s'élèvent à un total de 829 milliers d'euros. Ces valeurs comptables incluent des quote-parts de résultat de (134) milliers d'euros.

## Note 15. STOCKS

La valeur comptable des stocks par catégorie est la suivante :

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013 *		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Stocks de Gaz	26 894	-	26 894	11 206	-	11 206
<b>Stocks</b>	<b>26 894</b>	<b>-</b>	<b>26 894</b>	<b>11 206</b>	<b>-</b>	<b>11 206</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Au 31 décembre 2014, les stocks du Groupe sont composés uniquement de gaz.

## Note 16. CLIENTS ET COMPTES RATTACHES

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

En milliers d'euros	31/12/2014	31/12/2013 *
Clients et comptes rattachés	150 429	143 260
Dépréciation	(19 756)	(18 737)
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>130 673</b>	<b>124 524</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les échéances des clients et comptes rattachés sont toutes à moins d'un an.

Le risque crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté ci-dessous :

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013*		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
échues < 1 an	35 025	(10 414)	24 611	36 743	(8 356)	28 387
échues > 1 an	16 984	(9 342)	7 642	12 401	(10 380)	2 021
<b>Total créances échues</b>	<b>52 009</b>	<b>(19 756)</b>	<b>32 252</b>	<b>49 145</b>	<b>(18 736)</b>	<b>30 408</b>
<b>Total créances non échues</b>	<b>98 420</b>	<b>-</b>	<b>98 420</b>	<b>94 115</b>	<b>(0)</b>	<b>94 115</b>
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>150 429</b>	<b>(19 756)</b>	<b>130 673</b>	<b>143 260</b>	<b>(18 737)</b>	<b>124 524</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

L'intégralité de la facturation des clients professionnels est subrogée auprès d'une société d'affacturage. La position des comptes liés à l'affacturage au 31 décembre 2014 est :

- Fonds de garantie : Néant
- Compte courant débiteur avec le factor : 2 milliers d'euros

En 2013, le fonds de garantie était nul et le compte courant était débiteur pour un montant de 29 milliers d'euros.

## Note 17. AUTRES ACTIFS COURANTS ET NON COURANTS

Les autres actifs courants et non courants sont composés des éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
Charges constatées d'avance	13 938	4 479
Créances fiscales et sociales	7 968	4 133
Autres créances	1 794	432
<b>Autres actifs courants</b>	<b>23 701</b>	<b>9 044</b>

*\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
Charges constatées d'avance	121	1 565
Créances fiscales et sociales	-	-
Autres créances	1 420	-
<b>Autres actifs non courants</b>	<b>1 542</b>	<b>1 565</b>

*\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*

Les « Charges constatées d'avance » courantes et non courantes sont principalement liées aux achats d'énergie pour des volumes d'énergie livrés le mois suivant leur facturation ainsi que des débouclages anticipés d'achats/ventes à termes d'énergie sur les marchés.

Les « Créances fiscales et sociales » sont majoritairement composées de créances de taxe sur la valeur ajoutée, de CSPE et du Crédit d'Impôt Recherche.

## Note 18. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements court termes. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans l'état de situation financière :

En milliers d'euros	31/12/2014	31/12/2013 *
VMP et équivalents de trésorerie	-	-
Disponibilités	31 629	29 340
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie - actif</b>	<b>31 629</b>	<b>29 340</b>
Concours bancaires	(321)	-
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie nets</b>	<b>31 308</b>	<b>29 340</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## Note 19. CAPITAUX PROPRES

### 19.1 Capital social

Au 31 décembre 2014, le capital social de Direct Energie s'élève à 4 079 297 Euros divisé en 40 792 965 actions d'une valeur nominale de 0,1 euro chacune. Au 31 décembre 2013, celui-ci s'élevait à 4 008 197 Euros divisé en 40 081 965 actions d'une valeur nominale de 0,1 euro chacune.

	Nombre d'actions			Valeur (en milliers d'euros)		
	Total	En circulation	Propres	Capital	Primes	Actions propres
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>46 573 850</b>	<b>39 032 560</b>	<b>7 541 290</b>	<b>4 657</b>	<b>26 465</b>	<b>18 740</b>
Emission	1 049 405	1 049 405	-	105	4 019	-
Annulation actions propres	(7 541 290)	-	(7 541 290)	(754)	(25 490)	(18 648)
Achats/ventes d'actions propres	-	(16 003)	16 003	-	-	(3)
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>40 081 965</b>	<b>40 065 962</b>	<b>16 003</b>	<b>4 008</b>	<b>4 995</b>	<b>90</b>
Emission	711 000	711 000	-	71	(71)	-
Annulation actions propres	-	-	-	-	-	-
Achats/ventes d'actions propres	-	4 522	(4 522)	-	-	11
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>40 792 965</b>	<b>40 781 484</b>	<b>11 481</b>	<b>4 079</b>	<b>4 924</b>	<b>101</b>

L'évolution du capital social pendant l'exercice s'explique par la constatation en date du 20 décembre 2014 d'une augmentation de capital d'un montant de 71 100 Euros par l'émission de 711 000 actions nouvelles correspondant à l'acquisition définitive, par les bénéficiaires, d'actions gratuites attribuées par décision du Conseil d'administration du 20 décembre 2012.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2013 résultent :

- de l'annulation, en date du 11 décembre 2013, de la totalité des 7 541 290 actions auto-détenues par la société suite à la fusion réalisée en 2012 entre les sociétés Poweo et Direct Energie ;
- de l'exercice de bons de souscription de parts de créateur d'entreprise et de bons de souscription d'actions constituant les émissions de la période.

### **19.2 Instruments donnant accès à de nouvelles actions Direct Energie SA**

Au 31 décembre 2014, les instruments donnant accès à de nouvelles actions Direct Energie SA sont constitués de plans d'options de souscription d'actions que le Groupe a ouvert pour certains salariés du Groupe, y compris les dirigeants. Les caractéristiques de ces différents plans sont présentées dans la note 20 « Paiements fondés sur des actions ».

Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces instruments est de 1 937 milliers d'actions au 31 décembre 2014.

### **19.3 Actions propres**

En date du 11 décembre 2013, le conseil d'administration, conformément à l'autorisation de l'Assemblée Générale Mixte tenue le 9 décembre 2013, a procédé à l'annulation de l'intégralité des actions auto-détenues suite à l'opération de fusion entre les sociétés Poweo et Direct Energie.

Au 31 décembre 2014, un solde de 101 milliers d'euros correspondant à 11,5 milliers d'actions auto-détenues dans le cadre d'un contrat de liquidité est enregistré en diminution des capitaux propres consolidés.

### **19.4 Primes et réserves consolidées**

Les primes et réserves consolidées, y compris le résultat de l'exercice, représentent un montant de 53 458 milliers d'euros au 31 décembre 2014. Elles intègrent les primes versées lors d'augmentations de capital et la prime consécutive à la fusion entre Poweo et Direct Energie, diminuées de l'incidence de l'annulation des actions auto-détenues, ainsi que les résultats accumulés par le Groupe.

## 19.5 Gains et pertes reconnus en capitaux propres part du Groupe

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>Variation</b>	<b>31/12/2013 *</b>	<b>Variation</b>	<b>01/01/2013 *</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(21 590)	(16 036)	(5 554)	3 074	(8 628)
Impact impôts différés	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	(527)	(74)	(454)	(29)	(424)
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>(22 117)</b>	<b>(16 109)</b>	<b>(6 008)</b>	<b>3 044</b>	<b>(9 052)</b>
Pertes et gains actuariels	(92)	-	(92)	-	(92)
Impact impôts différés	31	-	31	-	31
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>
<b>Gains et pertes reconnus en capitaux propres</b>	<b>(22 178)</b>	<b>(16 109)</b>	<b>(6 069)</b>	<b>3 044</b>	<b>(9 113)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## 19.6 Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales Direct Energie EBM Entreprises, Sophye Lacmort, Ossau et Compagnie Electrique de Bretagne, consolidées par la méthode de l'intégration globale au 31 décembre 2013, sont depuis l'entrée en vigueur des normes IFRS 10 et IFRS 11 comptabilisées par la méthode de la mise en équivalence. Au 31 décembre 2014, aucune filiale dont le groupe ne détient pas l'intégralité des droits et obligations sur le capital n'est intégrée par la méthode d'intégration globale.

## 19.7 Gestion du capital

L'objectif principal de Direct Energie en termes de gestion de sa structure financière est d'optimiser la rentabilité du capital investi par ses actionnaires en fonction des risques encourus et de la maîtrise des moyens financiers nécessaires à son développement à court et moyen terme.

Le Groupe apprécie la pertinence de ses projets d'acquisition ou d'investissement sur la base de leur intérêt stratégique mais également de leur profil financier, et organise leur financement en tenant compte de paramètre de rentabilité et des éventuelles opportunités ou contraintes existant sur les marchés de la dette et des capitaux.

Direct Energie n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum, excepté les exigences légales.

## Note 20. PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En milliers d'euros	31/12/2014	31/12/2013 *
Options de souscription d'action	(600)	(389)
Actions gratuites	(1 038)	(1 102)
Autres	45	-
<b>Charges liées aux paiements fondés sur des actions</b>	<b>(1 593)</b>	<b>(1 491)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 20.1 Options de souscription d'actions

#### 20.1.1 Evolution des plans de souscription d'actions

Les caractéristiques des différents plans ouverts par le Groupe et les mouvements sur la période sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	Plans historiques Direct Energie avant fusion		Plans Poweo avant fusion			Plans Direct Energie			
	23/11/2009	06/04/2012	20/07/2007	18/07/2008	05/11/2009	20/12/2012	16/07/2014	15/12/2014	10/12/2014
Date d'attribution	23/11/2009	06/04/2012	14/09/2007	18/07/2008	05/11/2009	20/12/2012	16/07/2014	15/12/2014	10/12/2014
Date de libération	23/11/2011	06/04/2016	20/07/2011	17/07/2012	05/11/2013	20/12/2015	16/07/2017	15/12/2017	10/12/2017
Date d'expiration	23/11/2014	06/04/2019	19/07/2017	17/07/2018	05/11/2016	20/12/2019	16/07/2021	15/12/2021	10/12/2021
Prix d'exercice	14,97	7,48	37,87	26,76	23,00	4,77	9,00	9,00	12,00
Nombre d'option initial	243 199	897 965	88 850	175 000	153 197	511 000	425 000	10 000	270 000
<b>Options en circulation au 31/12/2013</b>	<b>116 925</b>	<b>517 640</b>	<b>59 200</b>	<b>126 000</b>	<b>58 500</b>	<b>493 300</b>	-	-	-
<i>Dont options exerçables</i>	116 925	-	59 200	126 000	58 500	-	-	-	-
Options attribuées	-	-	-	-	-	-	425 000	10 000	270 000
Options annulées	-	-	-	-	-	(7 800)	(15 000)	-	-
Options exercées	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Options expirées	(116 925)	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Options en circulation au 31/12/2014</b>	<b>-</b>	<b>517 640</b>	<b>59 200</b>	<b>126 000</b>	<b>58 500</b>	<b>485 500</b>	<b>410 000</b>	<b>10 000</b>	<b>270 000</b>
<i>Dont options exerçables</i>	-	-	59 200	126 000	58 500	-	-	-	-

Le Groupe a ouvert en 2014 trois nouveaux plans de souscription d'actions accordés à certains salariés et dirigeants. L'analyse des conditions de ces plans a conduit le Groupe à les comptabiliser en tant que transactions réglées en instruments de capitaux propres.

#### 20.1.2 Juste valeur des plans d'options de souscription d'action

La valorisation des plans d'options de souscription d'action est basée sur le modèle de Black & Scholes. Les hypothèses utilisées pour l'évaluation de la juste valeur unitaire des options sont détaillées ci-après.

	Plans historiques Direct Energie	Plans historiques Poweo			Plans Direct Energie			
	06/04/2012	20/07/2007	18/07/2008	05/11/2009	20/12/2012	16/07/2014	15/12/2014	10/12/2014
Cours de valorisation	3,08*	2,46**	2,46**	2,46**	3,01*	9,58*	8,80*	9,01*
Prix d'exercice	7,48	37,87	26,76	23,00	4,77	9,00	9,00	12,00
Durée de vie attendue	5 ans	3 ans	4 ans	2 ans	5 ans	7 ans	7 ans	7 ans
Volatilité	60,85%	60,85%	60,85%	60,85%	60,85%	49,72%	37,73%	38,21%
Taux sans risque	1,58%	1,31%	1,50%	1,12%	0,47%	0,39%	0,26%	0,26%
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Juste valeur unitaire</b>	<b>0,95</b>	<b>0,10</b>	<b>0,25</b>	<b>0,14</b>	<b>1,47</b>	<b>3,88</b>	<b>2,55</b>	<b>1,87</b>

\* Cours à la date d'attribution

\*\* Cours à la date de réalisation de la fusion entre Direct Energie et Poweo

Les plans datés du 6 avril 2012, du 20 décembre 2012, et les trois nouveaux plans datés du 16 juillet 2014, du 10 décembre 2014 et du 15 décembre 2014, ne permettant pas une monétisation de l'avantage acquis sont traités en tant que transaction réglées en instruments de capitaux propres. La juste valeur a été déterminée à la date d'attribution des options.

Conformément aux dispositions des normes IFRS 2 et IFRS 3, les plans d'options de souscription d'action du 20 juillet 2007, du 18 juillet 2008 et du 5 novembre 2009 de Poweo repris sans modification suite à la fusion sont évalués à leur juste valeur à la date de réalisation de la fusion, soit le 11 juillet 2012.

### 20.1.3 Impacts sur le résultat de l'exercice

La charge comptabilisée au cours de la période relative aux plans d'options de souscription d'action est la suivante :

En milliers d'euros	2014	2013*
Plan du 12/11/2008	-	(0)
Plan du 23/11/2009	(13)	6
Plan du 06/04/2012	122	122
Plan du 20/07/2007	-	2
Plan du 18/07/2008	-	8
Plan du 21/08/2009	-	(0)
Plan du 05/11/2009	3	2
Plan du 20/12/2012	234	249
Plan du 16/07/2014	244	-
Plan du 15/12/2014	0	-
Plan du 10/12/2014	10	-
<b>Charges options de souscription d'action</b>	<b>600</b>	<b>389</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 20.2 Plans d'attribution d'actions gratuites

Le 20 décembre 2012, le conseil d'administration du Groupe a validé un plan d'attribution d'actions gratuites. Ce plan comprenait 711 000 actions gratuites dont la libération était fixée au 20 décembre 2014. L'attribution définitive a été constatée le 20 décembre 2014 et a donné lieu à une augmentation de capital, comme indiqué dans la note 19.1 « Capital social ».



## Note 21. PROVISIONS

### 21.1 Variation des provisions

En milliers d'euros	31/12/2013 *	Dotations	Utilisations	Reprises	Désactualisation	Var. Périmètre	Autres	31/12/2014
Provisions pour avantages au personnel	562	375	-	-	6	-	-	943
Provisions pour risques et charges	5 077	3 724	(4 713)	(747)	-	-	922	4 263
<b>Provisions</b>	<b>5 639</b>	<b>4 100</b>	<b>(4 713)</b>	<b>(747)</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>922</b>	<b>5 207</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les flux de dotations, utilisations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En milliers d'euros	Dotations nettes
Charges de personnel	375
Autres produits et charges opérationnels	(1 736)
Autres produits et charges financiers	6
<b>Total</b>	<b>(1 354)</b>

### 21.2 Provisions pour avantages au personnel

Les principales hypothèses utilisées pour déterminer l'engagement existant au 31 décembre 2014 sont les suivantes :

- taux d'actualisation de 1,49 % (inflation incluse) ;
- taux d'inflation de 2 % ;
- départ à la retraite à l'initiative du salarié ;
- taux de mobilité du personnel variable selon l'âge ;
- Table de mortalité INSEE 2010-2012.

Au 31 décembre 2014, les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 61 milliers d'euros. Aucun écart actuariel n'a été comptabilisé en capitaux propres au titre de l'exercice.

### 21.3 Provisions pour risques et charges

Les provisions constituées au 31 décembre 2014 sont liées principalement à :

- des litiges en cours pour 1 700 milliers d'euros (2 189 milliers d'euros au 31 décembre 2013) ;
- l'estimation des obligations du Groupe en termes de certificats d'économie d'énergie et de garanties d'origines relatifs à la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 pour 1 401 milliers d'euros. Cette provision a été enregistrée conformément au règlement de l'ANC 2012-04 selon les modalités permises par ce texte (1 433 milliers d'euros au 31 décembre 2013) ;
- des risques divers pour 1 162 milliers d'euros (1 448 milliers d'euros en 2013)

## 21.4 Part courante et non courante des provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se détaille comme suit :

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013 *		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages au personnel	-	943	943	-	562	562
Provisions pour risques et charges	3 341	922	4 263	5 077	-	5 077
<b>Provisions</b>	<b>3 341</b>	<b>1 865</b>	<b>5 207</b>	<b>5 077</b>	<b>562</b>	<b>5 639</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## Note 22. CONTRATS DE LOCATIONS-FINANCEMENT

La valeur nette comptable des immobilisations en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations en fonction de leur nature. Les contrats de location-financement du Groupe résultent d'une cession bail de ses systèmes d'information intégrés de gestion et de crédits-bails sur matériel de bureau et informatique.

Les contrats de location-financement ont une durée allant de 3 à 5 ans et prévoient la reprise de la propriété des biens par le Groupe à l'issue de la période de financement.

Le détail des paiements minimaux futurs au titre de ces contrats se présentent de la façon suivante :

En milliers d'euros	Total	Échéances		
	31/12/2014	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Paiements minimaux	356	107	249	-
Charges financières	(28)	(14)	(14)	-
<b>Valeur actualisée des paiements minimaux</b>	<b>328</b>	<b>93</b>	<b>235</b>	<b>-</b>

## Note 23. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES

En milliers d'euros	31/12/2014	31/12/2013 *
Dettes fournisseurs	33 613	52 264
Factures non parvenues	82 142	51 067
<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>115 755</b>	<b>103 331</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## Note 24. AUTRES PASSIFS COURANTS ET NON COURANTS

Les éléments constitutifs des autres passifs courants et non courants sont les suivants :

En milliers d'euros	31/12/2014	31/12/2013 *
Dettes sociales et fiscales	56 329	66 764
Produits constatés d'avance	8 415	7 305
Autres dettes	10 129	19 887
<b>Autres passifs courants</b>	<b>74 873</b>	<b>93 957</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les autres dettes sont essentiellement composées de l'excédent net perçu par le Groupe dans le cadre du mécanisme de compensation TARTAM, lequel est en cours de régularisation.

Les produits constatés d'avance résultent principalement du contrat de prestation de service avec ERDF.

En milliers d'euros	31/12/2014	31/12/2013 *
Dettes sociales et fiscales	-	-
Produits constatés d'avance	837	824
Autres dettes	-	204
<b>Autres passifs non courants</b>	<b>837</b>	<b>1 028</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## Note 25. ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Les clients et comptes rattachés, la trésorerie et équivalents de trésorerie ainsi que les fournisseurs et comptes rattachés entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 et sont présentés dans ces tableaux mais apparaissent sur des lignes distinctes de l'état de situation financière.

### 25.1 Actifs financiers hors instruments financiers dérivés

### 25.1.1 Actifs financiers par catégories

Les différentes catégories d'actifs financiers hors instruments financiers dérivés réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013 *		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	661	661	-	661	661
Prêts et créances au coût amorti (hors clients)	20 929	1 332	22 261	9 496	4 256	13 751
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	27 871	-	27 871	-	848	848
<b>Autres actifs financiers</b>	<b>48 799</b>	<b>1 994</b>	<b>50 793</b>	<b>9 496</b>	<b>5 764</b>	<b>15 260</b>
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>130 673</b>	<b>-</b>	<b>130 673</b>	<b>124 524</b>	<b>-</b>	<b>124 524</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>31 629</b>	<b>-</b>	<b>31 629</b>	<b>29 340</b>	<b>-</b>	<b>29 340</b>
<b>Actifs financiers</b>	<b>211 102</b>	<b>1 994</b>	<b>213 096</b>	<b>163 359</b>	<b>5 764</b>	<b>169 123</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 25.1.2 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs disponibles à la vente du Groupe sont principalement composés de titres de participation dans des sociétés non consolidées pour 661 milliers d'euros. La variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente s'analyse comme suit :

En milliers d'euros	Juste valeur
<b>Au 1er janvier 2013 *</b>	<b>932</b>
Acquisitions	-
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	-
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(271)
Variation de périmètre	-
Autres	-
<b>Au 31 décembre 2013 *</b>	<b>661</b>
Acquisitions	-
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	-
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	-
Variation de périmètre	-
Autres	-
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>661</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

En 2013, l'examen de la valeur des différents titres disponibles à la vente avait amené le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 271 milliers d'euros.

### 25.1.3 Prêts et créances au coût amorti (hors clients)

Le détail des prêts et créances au coût amorti se présente ainsi :

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013 *		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Dépôts de garantie	14 535	1 332	15 868	4 530	4 019	8 549
Prêts aux sociétés non intégrées	6 122	-	6 122	4 966	-	4 966
Autres prêts et créances	271	-	271	-	236	236
<b>Prêts et créances au coût amorti</b>	<b>20 929</b>	<b>1 332</b>	<b>22 261</b>	<b>9 496</b>	<b>4 256</b>	<b>13 751</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les dépôts de garantie concernent principalement des dépôts effectués en trésorerie auprès de certaines contreparties pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie.

Aucune perte de valeur n'était comprise dans les montants des prêts et créances au coût amorti au 31 décembre 2013 et le Groupe n'a constaté aucune perte de valeur sur les prêts et créances au coût amorti au 31 décembre 2014. La valeur nette comptable des prêts et créances au coût amorti constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

Les produits d'intérêts comptabilisés en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat en 2014 s'élèvent à 260 millions d'euros contre 203 millions d'euros en 2013.

#### 25.1.4 Actifs financiers à la juste valeur par résultat

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013 *		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers de trading	-	-	-	-	848	848
Actifs financiers sur option	-	-	-	-	-	-
Autres actifs financiers	27 871	-	27 871	-	-	-
<b>Actifs financiers à la juste valeur par résultat</b>	<b>27 871</b>	<b>-</b>	<b>27 871</b>	<b>-</b>	<b>848</b>	<b>848</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Au 31 décembre 2014, les actifs financiers évalués à la juste valeur par le résultat correspondent à des dépôts à terme sans risque en capital ayant un horizon de placement supérieur à 3 mois, souscrits par le Groupe dans le cadre de l'optimisation de ses liquidités pour un montant de 27,9 M€

En 2013, les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat correspondaient essentiellement à des valeurs mobilières de placement nanties dans le cadre d'opérations de marchés ou de contrat d'approvisionnement et d'appels de marge. Au cours du premier semestre 2014, le nantissement existant sur ces valeurs mobilières de placement a été levé.

### **25.1.5 Clients et comptes rattachés**

Les dépréciations et pertes de valeurs comprises dans les clients et comptes rattachés s'élèvent à 19 756 milliers d'euros au 31 décembre 2014 (contre 18 737 milliers d'euros au 31 décembre 2013). La valeur comptable de ces actifs financiers est une évaluation appropriée de leur juste valeur. Les clients et comptes rattachés ainsi que les dépréciations afférentes sont présentés dans la note 16 « Clients et comptes rattachés ».

### **25.1.6 Trésorerie et équivalents de trésorerie**

La trésorerie et les équivalents de trésorerie nets s'élèvent à 31 308 milliers d'euros au 31 décembre 2014 contre 29 340 milliers d'euros au 31 décembre 2013. Le résultat enregistré sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie en 2014 s'élève à 438 milliers d'euros contre 460 milliers d'euros en 2013 et est enregistré en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat.

## 25.2 Passifs financiers hors instruments financiers dérivés

### 25.2.1 Passifs financiers par catégorie

Les différentes catégories de passifs financiers réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013 *		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Passifs financiers évalués au coût amorti	8 163	55 679	63 842	577	324	902
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-
<b>Autres passifs financiers</b>	<b>8 163</b>	<b>55 679</b>	<b>63 842</b>	<b>577</b>	<b>324</b>	<b>902</b>
Fournisseurs et comptes rattachés	115 755	-	115 755	103 331	-	103 331
<b>Passifs financiers</b>	<b>123 918</b>	<b>55 679</b>	<b>179 597</b>	<b>103 908</b>	<b>324</b>	<b>104 232</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 25.2.2 Passifs financiers évalués au coût amorti (hors fournisseurs)

Le détail des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013 *		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	-	-	-	-	-	-
Emprunts sur location-financement	95	233	328	47	74	121
Tirages sur facilités de crédit	321	-	321	46	-	46
Dépôts de garantie et appels de marge	6 612	-	6 612	113	-	113
Autres emprunts et dettes assimilées	1 136	55 446	56 581	371	250	621
<b>Passifs financiers évalués au coût amorti</b>	<b>8 163</b>	<b>55 679</b>	<b>63 842</b>	<b>577</b>	<b>324</b>	<b>902</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les autres emprunts et dettes assimilées sont principalement composés d'emprunts obligataires émis dans un but de sécurisation de la structure de financement du Groupe.

Les tirages sur facilités de crédit correspondent aux concours bancaires arrêtés en date du 31 décembre 2014. La position nette de trésorerie est présentée en note 18 « Trésorerie et équivalents de trésorerie ».

Les charges d'intérêts relatives aux dettes financières s'élèvent à 2 240 milliers d'euros en 2014 (contre 2 078 milliers d'euros en 2013) et sont comptabilisées au compte de résultat en « Coût de l'endettement financier net ».

La juste valeur des passifs financiers évalués au coût amorti s'établit comme suit :

En milliers d'euros	31/12/2014		31/12/2013 *	
	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable
Passifs financiers évalués au coût amorti	65 482	63 842	944	902

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

L'échéancier des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

En milliers d'euros	31/12/2014				31/12/2013 *			
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	-	-	-	-	-	-	-	-
Emprunts sur location-financement	95	233	-	328	47	74	-	121
Tirages sur facilités de crédit	321	-	-	321	46	-	-	46
Dépôts de garantie et appels de marge	6 612	-	-	6 612	113	-	-	113
Autres emprunts et dettes assimilées	1 136	29 289	26 157	56 581	371	250	-	621
<b>Passifs financiers évalués au coût amorti</b>	<b>8 163</b>	<b>29 522</b>	<b>26 157</b>	<b>63 842</b>	<b>577</b>	<b>324</b>	<b>-</b>	<b>902</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 25.2.3 Fournisseurs et comptes rattachés

Les fournisseurs et comptes rattachés sont présentés dans la note 23 « Fournisseurs et comptes rattachés ». La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

## 25.3 Endettement financier net

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013 *		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<b>Dettes financières</b>	<b>8 163</b>	<b>55 679</b>	<b>63 842</b>	<b>577</b>	<b>324</b>	<b>902</b>
Appels de marge hors couverture de dettes	6 550	-	6 550	-	-	-
<b>Dettes financières hors appels de marge</b>	<b>1 613</b>	<b>55 679</b>	<b>57 292</b>	<b>577</b>	<b>324</b>	<b>902</b>
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	27 871	-	27 871	-	848	848
Trésorerie et équivalents de trésorerie	31 629	-	31 629	29 340	-	29 340
<b>Trésorerie active</b>	<b>59 500</b>	<b>-</b>	<b>59 500</b>	<b>29 340</b>	<b>848</b>	<b>30 187</b>
<b>Endettement financier net**</b>	<b>(57 887)</b>	<b>55 679</b>	<b>(2 208)</b>	<b>(28 762)</b>	<b>(523)</b>	<b>(29 286)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

\*\* L'endettement financier net correspond à la différence entre les dettes financières hors impact des appels de marge et la trésorerie active

La variation de l'endettement financier net s'explique par l'émission d'emprunts obligataires sur la période dont le produit a été partiellement consommé pour financer les investissements associés à l'acquisition de nouveaux clients, le solde ayant été placé sur des dépôts à terme sans risque en capital.



## 25.4 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture

### 25.4.1 Instruments financiers dérivés par catégories

En milliers d'euros	31/12/2014			31/12/2013 *		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Juste valeur positive des dérivés trading	1 970	-	1 970	2 788	-	2 788
Juste valeur positive des dérivés couverture	3 855	5 510	9 364	2 121	368	2 489
Juste valeur positive des dérivés Energie à caractère opérationnel	24 661	3 259	27 920	1 687	9 252	10 938
<b>Juste valeur positive des dérivés</b>	<b>30 486</b>	<b>8 768</b>	<b>39 254</b>	<b>6 596</b>	<b>9 620</b>	<b>16 216</b>
Juste valeur négative des dérivés trading	(4 946)	-	(4 946)	(10 644)	-	(10 644)
Juste valeur négative des dérivés couverture	(19 772)	(11 182)	(30 954)	(4 196)	(3 848)	(8 044)
Juste valeur négative des dérivés Energie à caractère opérationnel	(19 043)	(8 129)	(27 172)	(1 039)	(3 988)	(5 027)
<b>Juste valeur négative des dérivés</b>	<b>(43 761)</b>	<b>(19 311)</b>	<b>(63 072)</b>	<b>(15 878)</b>	<b>(7 836)</b>	<b>(23 715)</b>
<b>Juste valeur nette des dérivés</b>	<b>(13 275)</b>	<b>(10 542)</b>	<b>(23 818)</b>	<b>(9 283)</b>	<b>1 784</b>	<b>(7 498)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 25.4.2 Instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

En milliers d'euros	31/12/2014	31/12/2013 *
Juste valeur positive des dérivés trading	1 970	2 788
Juste valeur négative des dérivés trading	(4 946)	(10 644)
<b>Juste valeur nette des dérivés trading</b>	<b>(2 976)</b>	<b>(7 856)</b>
Juste valeur positive des dérivés Energie à caractère opérationnel	27 920	10 938
Juste valeur négative des dérivés Energie à caractère opérationnel	(27 172)	(5 027)
<b>Juste valeur nette des dérivés à caractère opérationnel</b>	<b>748</b>	<b>5 912</b>
<b>Juste valeur nette des dérivés non qualifiés de couverture</b>	<b>(2 228)</b>	<b>(1 944)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture du Groupe correspondent à :

- des instruments financiers dérivés conclus dans le cadre de couvertures économiques de flux opérationnels sur sous-jacents Energie (dérivés à caractère opérationnel)
- des instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction (dérivés de trading)

Les variations de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture sont enregistrées au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management » pour les dérivés de trading et sous le résultat opérationnel courant, dans le poste « Variations nettes de Juste valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel » pour les dérivés Energie à caractère opérationnel. Le changement de présentation du compte de résultat mis en œuvre sur l'exercice et ses conséquences sont présentés dans la note 1.3 « Changement de présentation du compte de résultat »

Les échéances des montants et volumes notionnels des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont les suivantes :

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2014					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
<i>Juste valeur en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(16 055)	(3 596)	-	(432 147)	(92 806)	-
Ventes fermes d'énergie	17 001	3 421	-	428 538	81 283	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés non qualifiés de couverture</b>	<b>947</b>	<b>(176)</b>	<b>-</b>	<b>(3 609)</b>	<b>(11 523)</b>	<b>-</b>

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2013 *					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
<i>Montants en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(8 329)	(4 075)	(14)	(277 247)	(154 696)	(1 192)
Ventes fermes d'énergie	9 870	3 306	-	317 820	93 209	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés non qualifiés de couverture</b>	<b>1 542</b>	<b>(768)</b>	<b>(14)</b>	<b>40 573</b>	<b>(61 486)</b>	<b>(1 192)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 25.4.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2014	31/12/2013 *
Juste valeur positive des dérivés couverture	9 364	2 489
Juste valeur négative des dérivés couverture	(30 954)	(8 044)
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture</b>	<b>(21 590)</b>	<b>(5 554)</b>

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne des dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

L'impact des variations de juste valeur comptabilisées dans les capitaux propres du Groupe est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture à l'ouverture</b>	<b>(5 554)</b>	<b>(8 628)</b>
Variations de juste valeur en capitaux propres	(18 110)	(3 580)
Variations de juste valeur en résultat - recyclage	2 075	6 654
Variations de juste valeur en résultat - inefficacité	-	-
Autres variations	-	-
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture à la clôture</b>	<b>(21 590)</b>	<b>(5 554)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les variations de juste valeur en capitaux propres comprennent les variations de juste valeur des dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont non échus en fin d'exercice ainsi que la juste valeur des dérivés de couverture souscrits durant l'exercice.

Les variations de juste valeur en résultat pour la part recyclage correspondent à la juste valeur des dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont échus au cours de l'exercice. L'impact total des dérivés de couverture sur le compte de résultat, c'est-à-dire y compris les dérivés souscrits et échus au cours du même exercice, est une charge de 90 799 milliers d'euros (contre une charge de 65 797 milliers d'euros en 2013).

Les couvertures de flux de trésorerie par période s'analysent comme suit :

<i>Notionnels en GWh</i>	<b>31/12/2014</b>					
	<b>Notionnels</b>			<b>Montants</b>		
	<b>&lt; à 1 an</b>	<b>1an à 5 ans</b>	<b>&gt; 5 ans</b>	<b>&lt; à 1 an</b>	<b>1an à 5 ans</b>	<b>&gt; 5 ans</b>
<i>Juste valeur en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(2 804)	(2 421)	-	(135 748)	(107 845)	-
Ventes fermes d'énergie	711	-	-	26 566	-	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(2 093)</b>	<b>(2 421)</b>	<b>-</b>	<b>(109 182)</b>	<b>(107 845)</b>	<b>-</b>

<i>Notionnels en GWh</i>	<b>31/12/2013 *</b>					
	<b>Notionnels</b>			<b>Montants</b>		
	<b>&lt; à 1 an</b>	<b>1an à 5 ans</b>	<b>&gt; 5 ans</b>	<b>&lt; à 1 an</b>	<b>1an à 5 ans</b>	<b>&gt; 5 ans</b>
<i>Montants en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(1 520)	(1 862)	-	(79 932)	(85 829)	-
Ventes fermes d'énergie	318	164	-	15 373	7 104	-
Achats optionnels d'énergie	(12)	-	-	(751)	-	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(1 214)</b>	<b>(1 698)</b>	<b>-</b>	<b>(65 310)</b>	<b>(78 725)</b>	<b>-</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## 25.5 Juste valeur des actifs et passifs financiers par niveau

### 25.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En milliers d'euros	31/12/2014				31/12/2013 *			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	661	661	-	-	661	661
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	27 871	-	-	27 871	848	-	-	848
Trésorerie et équivalents de trésorerie	31 629	-	-	31 629	29 340	-	-	29 340
Dérivés de couverture	-	9 364	-	9 364	-	2 489	-	2 489
Dérivés de trading	-	1 970	-	1 970	-	2 788	-	2 788
Dérivés Energie à caractère opérationnel	-	17 733	10 187	27 920	-	2 174	8 764	10 938
<b>Actifs financiers à la juste valeur</b>	<b>59 500</b>	<b>29 067</b>	<b>10 848</b>	<b>99 415</b>	<b>30 187</b>	<b>7 452</b>	<b>9 425</b>	<b>47 065</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Le Groupe a classé les justes valeurs des actifs et passifs financiers entre les niveaux 1, 2 et 3 selon les critères exposés dans la note 1.5.6.3.4 « Evaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés ».

#### Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont composés de titres non cotés dont l'évaluation est basée sur les dernières opérations de marché comparables observées et sont considérés être de niveau 3.

#### Actifs financiers à la juste valeur par résultat / trésorerie et équivalents de trésorerie

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat ainsi que la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont considérés de niveau 1 car le Groupe dispose pour ces actifs financiers de valeurs liquidatives régulières.

#### Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers présentés en niveau 2 sont évalués au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités d'énergie et reposent sur des paramètres de marché observables directement ou indirectement.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation à la juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes.

Les méthodes et les hypothèses retenues sont par nature théoriques, et une part importante de jugement intervient dans l'interprétation des données du marché. L'utilisation d'hypothèses différentes et/ou de méthodes d'évaluation différentes pourrait avoir un effet significatif sur la juste valeur estimée de ces instruments financiers. L'impact de la modification de ces hypothèses dans le cadre d'un scénario le plus défavorable et d'un scénario le plus favorable est présenté pour chaque instrument financier de niveau 3 dans la note 25.5.3 « Variation des justes valeurs de niveau 3 ».

## 25.5.2 Passifs financiers

Les passifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En milliers d'euros	31/12/2014				31/12/2013 *			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de couverture	-	30 954	-	30 954	-	7 958	85	8 044
Dérivés de trading	-	4 946	-	4 946	-	10 644	-	10 644
Dérivés Energie à caractère opérationnel	-	23 516	3 656	27 172	-	2 021	3 006	5 027
<b>Passifs financiers à la juste valeur</b>	<b>-</b>	<b>59 416</b>	<b>3 656</b>	<b>63 072</b>	<b>-</b>	<b>20 623</b>	<b>3 091</b>	<b>23 715</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Le classement par niveau des instruments financiers dérivés est précisé ci-dessus (note 25.5.1).

## 25.5.3 Variation des justes valeurs de niveau 3

Au 31 décembre 2014, la variation sur l'exercice de la juste valeur des actifs et passifs financiers considérés être de niveau 3 s'analyse comme suit :

En milliers d'euros	31/12/2013 *	Var. par résultat	Var. par capitaux propres	Acquisitions	Cessions	Transferts	31/12/2014
Actifs financiers disponibles à la vente	661	-	-	-	-	-	661
Dérivés de couverture	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de trading	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés à caractère opérationnel	8 764	1 423	-	-	-	-	10 187
<b>Actifs financiers juste valeur niveau 3</b>	<b>9 425</b>	<b>1 423</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10 848</b>
Dérivés de couverture	85	-	(85)	-	-	-	-
Dérivés de trading	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés à caractère opérationnel	3 006	650	-	-	-	-	3 656
<b>Passifs financiers juste valeur niveau 3</b>	<b>3 091</b>	<b>650</b>	<b>(85)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 656</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Au 31 décembre 2014, les actifs financiers de niveau 3 comprennent principalement un contrat d'approvisionnement en gaz, dont la juste valeur est calculée sur la base d'un modèle optionnel interne, basé sur les paramètres observables et estimés suivants :

- Paramètres observables sur un marché : Prix de marché forward gaz-PEG nord, prix de marché forward des produits pétroliers et du gaz TTF ;
- Paramètres estimés en interne : Volatilité du gaz, volatilité du pétrole, corrélation gaz-pétrole, spread bid-ask de marché.

La valorisation de ce contrat d'approvisionnement en gaz retenue dans les comptes s'élève à 10,2 M€ au 31 décembre 2014 contre 8,8 M€ au 31 décembre 2013. En modifiant les paramètres de calcul, cette valeur pourrait s'élever à 3,3 M€ dans le cadre du scénario le plus défavorable et à 42,0 M€ pour le scénario le plus favorable.

Les passifs financiers de niveau 3 comprennent principalement un contrat d'approvisionnement en électricité, dont la juste valeur est calculée sur la base d'un modèle optionnel interne, basé sur les paramètres observables et estimés suivants :

- Paramètres observables sur un marché : Prix de marché forward électricité horizon marché, prix de marché forward garanties d'origine horizon marché ;
- Paramètres estimés en interne : Prix de marché forward électricité au-delà des horizons marché, prix de marché forward garanties d'origine au-delà des horizons marché, facteurs de forme production (estimés sur des données historiques), productions par centrales, prix de marché de la capacité, pertes en ligne, indices du coût de rachat de la production ainsi que des paramètres liés à l'option d'achat.

La valorisation de ce contrat d'approvisionnement en électricité s'élève à (3,7) M€ au 31 décembre 2014 contre (3,0) M€ au 31 décembre 2013, en raison notamment d'une évolution défavorable des perspectives retenues par le Groupe pour certains paramètres estimés en interne. En modifiant les paramètres de calcul, cette valeur pourrait varier de (4,4) M€ dans le cadre d'un scénario défavorable de baisse de 10% des prix de marché forward électricité à (3,0) M€ pour un scénario favorable de hausse de 10% des prix de marché forward électricité.

## 25.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, est présenté dans le tableau ci-après :

	Au 31/12/2014			
	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière *	Autres accords de compensation **	Montant net total
<i>En milliers d'euros</i>				
Juste valeur positive des dérivés	58 522	39 254	(29 251)	10 003
Juste valeur négative des dérivés	(82 340)	(63 072)	36 681	(26 391)

\* Il s'agit du montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

\*\* Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

	Au 31/12/2013*			
	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière **	Autres accords de compensation ***	Montant net total
<i>En milliers d'euros</i>				
Juste valeur positive des dérivés	16 216	16 216	(7 621)	8 595
Juste valeur négative des dérivés	(23 715)	(23 715)	10 521	(13 193)

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

\*\* Il s'agit du montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

\*\*\* Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

## 25.7 Risques de marché et gestion des risques

Les principaux facteurs de risques sont les suivants :

### 25.7.1 Risque de crédit

Le Groupe est amené à effectuer des transactions (ventes ou achats) avec de nombreuses contreparties pour un montant global important.

Concernant son activité de fourniture d'électricité et de gaz, le Groupe suit au quotidien l'encours clients et constate au besoin des dépréciations sur les créances qui présenteraient un risque de recouvrement trop faible. En particulier, les provisions pour dépréciation couvrent l'intégralité du risque de perte du Groupe en cas de non recouvrement des créances clients échues à plus d'un an. Au 31 décembre 2014, cette dépréciation des comptes clients représente 19 756 milliers d'euros (contre 18 737 milliers d'euros au 31 décembre 2013).

Concernant son activité de négoce d'énergie, le groupe traite avec des contreparties de premier rang sur le marché européen. Le risque de défaillance de telles contreparties est jugé comme non significatif par le Groupe. La ventilation de la juste valeur par type de contrepartie au 31 décembre 2014 est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
Marché organisé avec chambre de compensation	(17 163)	(4 263)
Industriels de l'énergie	(3 798)	(3 276)
Banques et assimilées	(2 857)	40
<b>Juste valeur nette des dérivés à la clôture</b>	<b>(23 818)</b>	<b>(7 499)</b>

*\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*

### 25.7.2 Risque de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ces contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie à travers l'utilisation d'instruments financiers dérivés.

Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive. Lors de l'évaluation des instruments dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

### 25.7.3 Risque de liquidité

Le Groupe suit quotidiennement ses disponibilités en termes de liquidités et besoins de liquidités à courts et moyens termes pour s'assurer à tout moment d'avoir des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante et les investissements pour le développement du Groupe.

Le groupe dispose de facilités de crédit court terme consenties par ses partenaires bancaires.

#### 25.7.4 Risque de marché

Direct Energie conclut des contrats d'achats et de ventes fermes d'énergie sur des marchés organisés ou avec des contreparties de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent dans la gestion et l'optimisation de l'approvisionnement des clients. Ces instruments sont sensibles à la variation des prix de marché des matières premières, qui a une volatilité importante.

Le Groupe revoit hebdomadairement son portefeuille d'instruments dérivés afin de suivre plus particulièrement les risques liés au marché. L'effet sur le compte de résultat et les réserves d'instruments financiers du Groupe dans le cas d'un choc uniforme sur l'ensemble des cours à terme est présenté dans le tableau suivant :

En milliers d'euros	Variation des prix	31/12/2014		31/12/2013 *	
		Résultat	Réserves	Résultat	Réserves
Achats/ventes à terme d'électricité - couverture		-	22 519	-	15 066
Achats/ventes à terme d'électricité - non qualifiés de couverture	+5€/MWh	5 719	-	3 058	-
<b>Sensibilité achats/ventes électricité</b>		<b>5 719</b>	<b>22 519</b>	<b>3 058</b>	<b>15 066</b>
Achats/ventes à terme de gaz - couverture		-	-	-	-
Achats/ventes à terme de gaz - non qualifiés de couverture	-10% gaz +10% oil	6 832	-	(2 239)	-
<b>Sensibilité achats/ventes gaz</b>		<b>6 832</b>	<b>-</b>	<b>(2 239)</b>	<b>-</b>
<b>Sensibilité achats/ventes électricité et gaz</b>		<b>12 551</b>	<b>22 519</b>	<b>819</b>	<b>15 066</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »



L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

### **26.1 Secteurs opérationnels**

Les secteurs opérationnels retenus pour présenter l'information sectorielle ont été identifiés sur la base du reporting interne utilisé par le Conseil d'Administration du Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs et l'évaluation de leurs performances. Le Conseil d'Administration est le « principal décideur opérationnel » au sens d'IFRS 8.

Les informations sectorielles comparatives au titre de l'exercice 2013 sont présentées selon le même découpage.

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « Commerce » qui correspond à l'activité de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux ;
- « Production » qui désigne les filiales du Groupe en charge des projets de développement de centrale de production d'électricité ;
- « Autres secteurs » qui regroupe les autres participations du Groupe, notamment dans des entreprises locales de distribution.

## 26.2 Indicateurs sectoriels

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs.

<i>En milliers d'euros</i>	Au 31/12/2014				Total
	Commerce	Production	Autres	Eliminations	
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	810 670	659	-	(1 412)	809 917
<i>dont produits externes</i>	809 258	659	-	-	809 917
<i>dont produits inter-secteurs</i>	1 412	-	-	(1 412)	-
Marge Brute	119 604	659	-	-	120 263
EBITDA	46 199	446	(6)	-	46 638
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(20 999)	-	-	-	(20 999)
Pertes de valeur	-	-	-	-	-
Actifs sectoriels	367 776	(2 469)	1 668	-	366 975
Investissements	21 564	63	-	-	21 627

<i>En milliers d'euros</i>	Au 31/12/2013 *				Total
	Commerce	Production	Autres	Eliminations	
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	741 464	665	189	6 592	748 910
<i>dont produits externes</i>	748 062	665	184	-	748 910
<i>dont produits inter-secteurs</i>	(6 597)	-	5	6 592	-
Marge Brute	105 352	665	184	-	106 200
EBITDA	33 560	361	(64)	-	33 856
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(26 551)	-	-	-	(26 551)
Pertes de valeur	(267)	-	-	-	(267)
Actifs sectoriels	260 722	1 823	5 180	-	267 725
Investissements	12 809	(43)	-	-	12 766

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## 26.3 Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat opérationnel courant

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013 *</b>
<b>EBITDA</b>	<b>46 638</b>	<b>33 856</b>
(+) Amortissements	(20 999)	(26 551)
(+) Paiements fondés sur des actions	(1 593)	(1 491)
<b>Résultat opérationnel courant</b>	<b>24 047</b>	<b>5 814</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

L'EBITDA correspond au principal indicateur suivi par le Conseil d'Administration du Groupe pour évaluer les performances des secteurs. Il correspond à un EBITDA n'intégrant pas les éléments non récurrents et non liés aux activités opérationnelles du Groupe mais intègre certaines provisions inhérentes à ces activités. En particulier, l'EBITDA suivi par le principal décideur opérationnel n'intègre pas les produits et charges liés aux variations de périmètre mais comprend les provisions pour dépréciation des créances clients.

## Note 27. ENGAGEMENTS HORS BILAN

### 27.1 Cautions et nantissements

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014</b>	<b>&lt; 1 an</b>	<b>&gt; 1 an et &lt; 5 ans</b>	<b>&gt; 5 ans</b>
Garanties Bancaires sur contrats énergie forward	10 200	10 200	-	-
Garanties Bancaires sur contrats énergie long terme	40 680	40 680	-	-
Garanties Bancaires sur bail immobilier	1 174	700	-	474
Garanties Bancaires liées au réseau	12 073	12 073	-	-
Autres garanties bancaires	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>64 127</b>	<b>63 654</b>	<b>-</b>	<b>474</b>

Les garanties bancaires sur contrats énergie forward représentent des garanties émises envers les contreparties financières du Groupe sur les achats et reventes à terme d'électricité.

Les garanties bancaires sur contrats énergie long terme représentent des garanties émises envers les contreparties industrielles du Groupe concernant les contrats long-terme mis en place et qui couvrent principalement des garanties de paiements.

Les garanties bancaires liées au réseau correspondent aux cautions émises envers les responsables des réseaux de transport et de distribution d'énergie, pour couvrir le risque de défaut du Groupe en tant qu'acteur sur les réseaux français.

Certaines de ces garanties bancaires peuvent être tout ou partiellement contre garanties par certains actionnaires. Le montant ainsi contre garanti était nul au 31 décembre 2014 contre un montant total de 8,5 millions d'euros au 31 décembre 2013.

### 27.2 Engagements d'achats et de ventes d'énergie dans le cadre de l'activité normale

Dans le cadre de son activité normale, le Groupe a souscrit des contrats fermes ou optionnels d'achats à terme et de vente à terme d'énergie afin d'ajuster ses approvisionnements et couvrir les consommations de ses clients. L'analyse a conduit à exclure certains contrats du champ d'application de la norme IAS 39. Les

échéances des montants et volumes notionnels de ces contrats exclus du champ d'application de la norme IAS 39 sont les suivantes :

Notionnels en GWh Juste valeur en milliers d'euros	31/12/2014					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(1 378)	(1 102)	-	(35 976)	(28 395)	-
Ventes fermes d'énergie	285	154	-	7 520	4 266	-
<b>Total engagements fermes Energie</b>	<b>(1 093)</b>	<b>(948)</b>	<b>-</b>	<b>(28 456)</b>	<b>(24 130)</b>	<b>-</b>

Notionnels en GWh Montants en milliers d'euros	31/12/2013 *					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(2 048)	(1 022)	-	(55 963)	(27 700)	-
Ventes fermes d'énergie	172	-	-	4 862	-	-
<b>Total engagements fermes Energie</b>	<b>(1 875)</b>	<b>(1 022)</b>	<b>-</b>	<b>(51 101)</b>	<b>(27 700)</b>	<b>-</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Par ailleurs, le Groupe a pris des engagements pour l'année 2014 dans le cadre de son activité de fournisseur via le mécanisme de l'Arenh.

### 27.3 Capacités de transit

Dans le cadre de son activité de fournisseur de gaz, le Groupe a pris des engagements sur des capacités de transit. Les échéances des montants concernant ces capacités de transit sont les suivantes :

En milliers d'euros	31/12/2014	< 1 an	> 1 an et < 5 ans	> 5 ans
Engagements sur les capacités de transit	98 971	8 352	33 949	56 670
<b>Total</b>	<b>98 971</b>	<b>8 352</b>	<b>33 949</b>	<b>56 670</b>

## 27.4 Contrats de location simple

Les contrats de location simples conclus par le Groupe en tant que preneur concernent essentiellement les locaux utilisés par les sociétés du Groupe.

Les paiements de locations et les revenus de sous-location comptabilisés au cours des exercices 2014 et 2013 se détaillent ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2014	31/12/2013*
Paiements minimaux	(2 035)	(2 308)
Loyers conditionnels	-	-
Revenus de sous-location	-	853
<b>Charges de la période</b>	<b>(2 035)</b>	<b>(1 455)</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les paiements minimaux futurs et les revenus de sous-location à effectuer ou recevoir en vertu de contrats de location simples non résiliables et de contrats de sous-location non résiliables sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	Total	Échéances		
	31/12/2014	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Paiements minimaux futurs	(7 536)	(1 370)	(5 480)	(685)
Revenus de sous-location futurs	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>(7 536)</b>	<b>(1 370)</b>	<b>(5 480)</b>	<b>(685)</b>

## Note 28. PARTIES LIEES

<i>En milliers d'euros</i>	Périmètre de consolidation		Autres parties liées		Total	
	31/12/2014	31/12/2013 *	31/12/2014	31/12/2013 *	31/12/2014	31/12/2013 *
Ventes aux parties liées	11 485	9 897	-	-	11 485	9 897
Achats aux parties liées	(837)	(500)	(431)	(1 365)	(1 268)	(1 865)
Créances sur les parties liées	8 320	8 048	-	-	8 320	8 048
Dettes sur les parties liées	(185)	(279)	-	-	(185)	(279)

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 28.1 Transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation

Les transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation concernent les transactions avec les entreprises associées. Elles sont principalement composées d'achats et ventes d'énergie ou de prestations de service.

## 28.2 Transactions avec les autres parties liées

Les transactions avec les autres parties liées au 31 décembre 2014 sont composées de transactions avec les sociétés actionnaires de Direct Energie.

## Note 29. REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président directeur général et les directeurs généraux délégués.

Pour l'année 2014, la rémunération globale des dirigeants s'est élevée à 1 062 milliers d'euros à laquelle s'ajoutent 14 milliers d'euros d'avantages en nature. En 2013, la rémunération globale des dirigeants s'élevait à 1 060 milliers d'euros, à laquelle s'ajoutaient 14 milliers d'euros d'avantages en nature.

Aucun crédit ou avance n'a été alloué aux membres des organes d'administration en 2013 et 2014.

## Note 30. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2014	31/12/2013*
Contrôle légal	611	676
Autres diligences directement liées	4	7
Autres prestations	-	-
<b>Honoraires des Commissaires aux comptes</b>	<b>615</b>	<b>683</b>

\* Les normes IFRS 10 et IFRS 11 prévoient une application rétrospective. En conséquence les données 2013 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## Note 31. EVENEMENTS POST CLOTURE

Le Tribunal de Grande Instance de Paris a rendu son jugement le 17 février 2015 suite à l'assignation déposée par l'UFC- Que choisir en février 2013 concernant certaines clauses figurant dans les conditions générales de ventes de la société Direct Energie. L'UFC- Que choisir a été déboutée de l'intégralité de ses demandes.

Aucun autre événement post clôture significatif n'est à signaler.

## Note 32. PERIMETRE DE CONSOLIDATION

Nom de l'entité	Adresse du siège social	% d'intérêts	% de contrôle	Méthode de consolidation
Direct Energie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	Société mère
Direct Energie Génération	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Yfrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Hambrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Compagnie Electrique de Bretagne	Route du Moulin 38570 Tencin	60%	60%	ME
Direct Energie Concessions	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
OSSAU	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	50%	50%	ME
SOPHYE LACMORT	Route du Moulin 38570 Tencin	50%	50%	ME
Direct Energie Distribution	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
EBM Réseau de Distribution	26 rue du Rhône 68300 Saint Louis	20%	20%	ME
Gascogne Energies Services	62 rue de Sarron 40801 Aire sur l'Adour	20%	20%	ME
Direct Energie EBM Entreprises	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	50%	50%	ME
Direct Energie 2	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Direct Energie Belgium	Avenue Louise 149/24 1050 Bruxelles	100%	100%	IG

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2014, sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Direct Energie, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

## **I. Opinion sur les comptes consolidés**

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1.3 « Changement de présentation du compte de résultat » de l'annexe concernant le changement de présentation de la variation de juste valeur des instruments financiers dérivés d'énergie non qualifiés de couverture dans le compte de résultat.

## **II. Justification des appréciations**

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

### **Principes et méthodes comptables suivis**

La note 1.5.6.3 de l'annexe expose les principes de comptabilisation des opérations à terme fermes et conditionnelles portant principalement sur l'énergie. Dans le cadre de notre appréciation des principes et méthodes comptables suivis par votre société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables appliquées par votre société concernant ces opérations et des informations fournies dans l'annexe.

### **Estimations comptables**



*Dans le cadre de l'arrêté des comptes et comme indiqué dans la note 1.4 « Utilisation d'estimations et de jugements », votre société procède à des estimations concernant notamment :*

- *l'évaluation des provisions ;*
- *le chiffre d'affaires correspondant à l'énergie en compteur ;*
- *la valorisation des instruments financiers ;*
- *l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.*

*Nous avons examiné les processus mis en place par la direction, les hypothèses retenues et les paramètres utilisés, et vérifié que ces estimations comptables font l'objet d'informations appropriées et s'appuient sur des méthodes documentées conformes aux principes décrits dans la note 1.4 de l'annexe.*

*Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.*

### **III. Vérification spécifique**

*Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion.*

*Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.*

*Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 31 mars 2015*

*Les Commissaires aux Comptes*

*DELOITTE & ASSOCIES*

*ERNST & YOUNG et Autres*

*François-Xavier Ameye*

*Philippe Diu*

## 2. COMPTES CONSOLIDES DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2013

### COMPTE DE RESULTAT

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Note</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Chiffre d'affaires hors Energy Management		760 228	590 361
Marge sur l'activité d'Energy Management		3 081	361
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>5</b>	<b>763 309</b>	<b>590 722</b>
Coûts des ventes	6	(650 791)	(488 152)
<b>Marge brute</b>		<b>112 519</b>	<b>102 570</b>
Charges de personnel	7	(24 712)	(24 021)
Autres produits et charges opérationnels	8	(49 472)	(52 649)
Amortissements		(26 552)	(30 863)
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>		<b>11 783</b>	<b>(4 964)</b>
Cessions d'actifs non courants		(4 517)	34
Pertes de valeur sur actifs non courants		(267)	(985)
Produits et charges liés aux variations de périmètre		-	(8 405)
<b>Résultat Opérationnel</b>		<b>6 999</b>	<b>(14 319)</b>
Coût de l'endettement financier net		(1 528)	(3 419)
Autres produits et charges financiers		(36)	(92)
<b>Résultat financier</b>	<b>10</b>	<b>(1 564)</b>	<b>(3 511)</b>
Impôt sur les sociétés	11	189	278
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	15	(27)	21 560
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>		<b>5 597</b>	<b>4 007</b>
Résultat net des activités abandonnées	27	-	531
<b>Résultat Net</b>		<b>5 597</b>	<b>4 538</b>
dont Résultat net part du Groupe		5 738	4 691
dont Résultat net part des minoritaires		(141)	(153)
<b>Résultat par action</b>	<b>12</b>	<b>0,15</b>	<b>0,14</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>12</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>
Résultat par action des activités poursuivies	12	0,15	0,12
Résultat dilué par action des activités poursuivies	12	0,14	0,12
Résultat par action des activités abandonnées	12	-	0,02
Résultat dilué par action des activités abandonnées	12	-	0,02

*Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012, date de la fusion entre Direct Energie et Poweo. Les données 2013 correspondent aux comptes du nouveau périmètre du Groupe.*

## ETAT DU RESULTAT GLOBAL

	31-déc-13			31-déc-12		
	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle
<i>En milliers d'euros</i>						
<b>Résultat net</b>	<b>5 597</b>	<b>5 738</b>	<b>(141)</b>	<b>4 538</b>	<b>4 691</b>	<b>(153)</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-	-
Impact impôts différés	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	3 074	3 074	-	7 943	7 943	-
Impact impôts différés	-	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	(29)	(29)	-	69	69	-
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>3 044</b>	<b>3 044</b>	<b>-</b>	<b>8 012</b>	<b>8 012</b>	<b>-</b>
Pertes et gains actuariels	-	-	-	-	-	-
Impact impôts différés	-	-	-	-	-	-
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Résultat Global</b>	<b>8 641</b>	<b>8 782</b>	<b>(141)</b>	<b>12 550</b>	<b>12 704</b>	<b>(153)</b>

Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012, date de la fusion entre Direct Energie et Poweo. Les données 2013 correspondent aux comptes du nouveau périmètre du Groupe.

## ETAT DE SITUATION FINANCIERE

<i>En milliers d'euros</i>	Note	31-déc-13	31-déc-12
Autres immobilisations incorporelles	13	45 937	57 559
Immobilisations corporelles	14	8 118	13 411
Participations dans les entreprises associées	15	4 942	4 998
Instruments financiers dérivés non courants	26	9 620	33
Autres actifs financiers non courants	26	5 764	5 017
Autres actifs non courants	18	1 565	-
Impôts différés actifs	11	6 493	1 815
<b>Actifs non courants</b>		<b>82 440</b>	<b>82 834</b>
Stocks	16	11 206	14 746
Clients et comptes rattachés	17	126 254	124 868
Instruments financiers dérivés courants	26	6 596	3 288
Autres actifs financiers courants	26	5 404	4 463
Autres actifs courants	18	9 258	13 427
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19	30 428	58 271
<b>Actifs courants</b>		<b>189 145</b>	<b>219 061</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>		<b>271 585</b>	<b>301 895</b>
Capitaux propres - part du groupe		33 906	19 510
Participations ne donnant pas le contrôle		787	927
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>20</b>	<b>34 692</b>	<b>20 437</b>
Provisions non courantes	22	564	425
Instruments financiers dérivés non courants	26	7 836	2 008
Autres passifs financiers non courants	26	324	127
Autres passifs non courants		1 028	143
Impôts différés passifs	11	4 566	1 104
<b>Passifs non courants</b>		<b>14 317</b>	<b>3 807</b>
Provisions courantes	22	5 077	8 760
Fournisseurs et comptes rattachés	24	104 169	103 560
Instruments financiers dérivés courants	26	15 878	10 848
Autres passifs financiers courants	26	2 679	49 163
Autres passifs courants	25	94 773	105 320
<b>Passifs courants</b>		<b>222 576</b>	<b>277 651</b>
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		<b>271 585</b>	<b>301 895</b>

Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012, date de la fusion entre Direct Energie et Poweo. Les données 2013 correspondent aux comptes du nouveau périmètre du Groupe.

## ETAT DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

	Capital	Primes	Réserves consolidées et résultat	Variations de juste valeur	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total Capitaux propres
<i>En milliers d'euros</i>								
<b>Capitaux propres au 31/12/2011</b>	<b>9 818</b>	<b>154 219</b>	<b>(160 001)</b>	<b>(15 079)</b>	<b>(1 347)</b>	<b>(12 390)</b>	<b>275</b>	<b>(12 115)</b>
Résultat net	-	-	4 691	-	-	4 691	(153)	4 538
Autres éléments du résultat global	-	-	-	8 012	-	8 012	-	8 012
<b>Résultat global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4 691</b>	<b>8 012</b>	<b>-</b>	<b>12 704</b>	<b>(153)</b>	<b>12 550</b>
Augmentation de capital	-	-	-	-	-	-	800	800
Exercice d'options	41	383	122	-	-	546	-	546
Achats/ventes d'actions propres	-	-	-	-	(3 065)	(3 065)	-	(3 065)
Acquisition Poweo	3 017	842	37 876	(1 455)	(18 552)	21 728	-	21 728
Conversion en actions Poweo	(8 219)	(128 979)	132 974	-	4 224	-	-	-
Autres variations de périmètre	-	-	518	(531)	-	(13)	6	(7)
Dividendes versés	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitaux propres au 31/12/2012</b>	<b>4 657</b>	<b>26 465</b>	<b>16 181</b>	<b>(9 052)</b>	<b>(18 740)</b>	<b>19 510</b>	<b>928</b>	<b>20 438</b>
Résultat net	-	-	5 738	-	-	5 738	(141)	5 597
Autres éléments du résultat global	-	-	-	3 045	-	3 045	-	3 045
<b>Résultat global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 738</b>	<b>3 045</b>	<b>-</b>	<b>8 783</b>	<b>(141)</b>	<b>8 642</b>
Exercice d'options	105	4 019	1 486	-	-	5 610	-	5 610
Achats/ventes d'actions propres	-	-	-	-	3	3	-	3
Annulation d'actions propres	(754)	(25 490)	7 596	-	18 648	(0)	-	(0)
<b>Capitaux propres au 31/12/2013</b>	<b>4 008</b>	<b>4 994</b>	<b>31 001</b>	<b>(6 008)</b>	<b>(90)</b>	<b>33 905</b>	<b>787</b>	<b>34 692</b>

Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012, date de la fusion entre Direct Energie et Poweo. Les données 2013 correspondent aux comptes du nouveau périmètre du Groupe.

## TABLEAUX DES FLUX DE TRESORERIE

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Résultat Net Consolidé	5 597	4 538
Charges / Produits d'impôts différés	(1 216)	(278)
Résultat financier	1 564	3 511
<b>Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers</b>	<b>5 945</b>	<b>7 771</b>
Amortissements	25 178	30 863
Pertes de valeurs	271	985
Provisions	(3 299)	(191)
Effets de périmètre et autres résultats de cession	-	7 941
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	1 491	(1 393)
Variation des impôts différés sans impact résultat	-	(9)
Variation de juste valeur des instruments financiers	1 043	5 694
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	6 681	(92)
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	(2)	(21 560)
<b>Eléments sans effets sur la trésorerie</b>	<b>31 363</b>	<b>22 240</b>
Variation du besoin en fonds de roulement	(4 574)	(21 360)
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>32 734</b>	<b>8 652</b>
Acquisitions d'immobilisations	(15 063)	(10 233)
Cessions d'immobilisations	83	-
Variation des dépôts et cautionnements	(1 997)	35 552
Cessions de parts de sociétés non intégrées globalement	-	11 040
Acquisition de titres disponibles à la vente	0	(209)
Cession de titres disponibles à la vente	-	740
Acquisition de filiale et fusion, sous déduction de la trésorerie acquise	-	48 971
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie acquise	-	(2 374)
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(16 977)</b>	<b>83 487</b>
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	4 124	424
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	-	800
Actions propres	3	(3 066)
Produits de l'émission d'emprunts	2 572	728
Remboursement d'emprunts	(48 771)	(33 121)
Intérêts financiers versés	(2 107)	(4 287)
Intérêts financiers reçus	579	868
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>(43 600)</b>	<b>(37 655)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(27 843)</b>	<b>54 483</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>58 271</b>	<b>3 788</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>30 428</b>	<b>58 271</b>

Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012, date de la fusion entre Direct Energie et Poweo. Les données 2013 correspondent aux comptes du nouveau périmètre du Groupe.

Direct Energie (la Société) est une société anonyme de droit français, enregistrée en France. Le siège du Groupe est domicilié au 2bis rue Louis Armand à Paris 75015, France et ses titres sont cotés sur la bourse de Paris (compartiment Alternext).

Direct Energie couvre tous les métiers de la chaîne de valeur de l'énergie, intervenant sur la production d'électricité, la fourniture et la distribution d'électricité et de gaz naturel, garantissant ainsi un développement équilibré et pérenne du Groupe. Direct Energie est le 3ème fournisseur d'électricité et de gaz en France.

Le Groupe est issu de la fusion, approuvée le 11 juillet 2012, entre les sociétés Direct Energie et Poweo. La fusion-absorption de Direct Energie par Poweo a été comptabilisée comme l'acquisition du groupe Poweo par le groupe Direct Energie. En conséquence, les états financiers historiques du nouveau groupe Direct Energie présentés à titre de comparatif sont les états financiers consolidés du groupe Direct Energie au 31 décembre 2012 (comprenant les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012).

Les comptes consolidés de Direct Energie et de ses filiales (le Groupe) sont présentés en euros arrondis au millier le plus proche, sauf indication contraire.

Le Conseil d'Administration a arrêté et autorisé la publication des comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2013 en date du 27 mars 2014.

## Note 1. PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

---

### 1.1 Déclaration de conformité

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers du groupe Direct Energie au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et adoptées par l'Union Européenne au 31 décembre 2013. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les normes et interprétations du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'union Européenne sont disponibles sur le site : [http://ec.europa.eu/internal\\_market/accounting/ias/legis-process\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/legis-process_fr.htm)

### 1.2 Evolution du référentiel comptable

Les méthodes et principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2013 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes consolidés au 31 décembre 2012, à l'exception des normes, amendements et interprétations IFRS d'application obligatoire pour les exercices ouvert à compter du 1er janvier 2013 et qui n'avaient pas été appliqués par anticipation par le Groupe.

### **1.2.1 Normes et interprétations d'application obligatoires à partir du 1er janvier 2013**

- Les amendements « Présentation des autres éléments du résultat global » à IAS 1 sur la distinction des éléments potentiellement reclassables en résultat de ceux qui ne le sont pas ;
- Les amendements « Transferts d'actif financiers » à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » qui doit permettre au lecteur des états financiers de comprendre le lien entre des actifs décomptabilisés pour partie seulement et la dette au passif et évaluer la nature et les risques associés à l'implication continue de l'entité dans les actifs décomptabilisés en totalité ;

En application d'IFRS 7, des informations visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation sont désormais présentées dans l'annexe aux comptes consolidés.

- Les amendements à IAS 12 intitulés « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents ».
- IAS 19 révisée « Avantages du personnel » éliminant notamment la méthode du corridor et l'amortissement des coûts des services passés.
- La norme IFRS 13 « Evaluation à la juste valeur » : fournit un cadre de référence sur la façon de mettre en œuvre l'évaluation à la juste valeur (mais ne change pas les circonstances dans lesquelles celle-ci doit être utilisée) ainsi que sur les informations à fournir.

L'application d'IFRS 13 n'a pas eu d'impact significatif sur les états financiers du Groupe.

- L'interprétation IFRIC 20 « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert ».
- Les amendements à IFRS 1 « Hyper-inflation grave et suppression des dates d'application fermes pour les nouveaux adoptants » et « Prêts gouvernementaux »
- Les améliorations annuelles des IFRS - Cycle 2009-2011

Le Groupe n'a pas constaté d'impact significatif sur ses comptes consolidés du fait de la mise en œuvre des normes, interprétations et amendements de normes listés ci-avant.

### **1.2.2 Normes adoptées par l'Union Européenne dont l'application n'est pas obligatoire à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013 et non appliquées par anticipation par le Groupe**

- Les normes relatives à la consolidation proposant un modèle unique de consolidation axé sur la notion de contrôle, à savoir :
  - IFRS 10 « Etats financiers consolidés » ;
  - IFRS 11 « Accords conjoints » ;
  - IFRS 12 « Information à fournir sur les participations dans d'autres entités » ;
  - IAS 28 révisée « Participation dans des entreprises associées » ;



- Les amendements « Compensation des actifs financiers et des passifs financiers » à IAS 32 « Instruments financiers : présentation » ;
- Les amendements à IAS 39 « Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture » ;
- Les amendements à IAS 36 « Dépréciation des actifs – Informations sur la valeur recouvrable des actifs non financiers »
- Les amendements à IFRS 10 « Etats financiers consolidés », IFRS 12 « Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités » et IAS 27 « Etats financiers consolidés et individuels » ;
- Les amendements à IAS 27 concernant les « Entités d'investissement »

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations sur les comptes du Groupe reste en cours d'évaluation. Concernant les nouvelles normes de consolidation introduites par les normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12, le groupe considère que la nouvelle définition de la notion de contrôle ne modifiera pas de manière significative le périmètre de consolidation du Groupe.

### **1.2.3 Textes non adoptés par l'Union Européenne et non appliqués par anticipation par le Groupe**

- La norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- Les amendements à IAS 19 « Régime à prestations définies – Cotisations des membres du personnel » ;
- L'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes »

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations sur les comptes du Groupe reste en cours d'évaluation.

### **1.3 Périmètre et méthodes de consolidation**

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles Direct Energie exerce directement ou indirectement un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe ou indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les coentreprises sont les sociétés dans lesquelles Direct Energie exerce directement ou indirectement un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence, conformément à l'option offerte par la norme IAS 31. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle d'une entreprise par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de telle manière que les décisions opérationnelles résultent de leur accord conjoint.

Les entreprises associées sont les sociétés dans lesquelles Direct Energie exerce une influence notable sur la gestion de la société sans en avoir le contrôle. Les entreprises associées sont comptabilisées par la méthode de la mise en équivalence.

L'évaluation du type de contrôle est réalisée au cas par cas et repose sur une analyse du contrôle, après prise en compte des cas de présomption précisés dans les normes IAS 27, 28 et 31.

Dans le cadre de la méthode de mise en équivalence, la participation dans une coentreprise ou dans une entreprise associée est initialement comptabilisée au coût et est ensuite ajustée pour prendre en compte les changements postérieurs à l'acquisition dans la quote-part de l'actif net détenu attribuable au Groupe. Le compte de résultat reflète la quote-part du Groupe dans les résultats de la coentreprise ou de l'entreprise associée. Quand un changement est comptabilisé directement dans les capitaux propres des coentreprises ou des entreprises associées, le Groupe comptabilise sa quote-part et fournit les informations nécessaires dans le tableau des variations des capitaux propres si cela est applicable. La quote-part dans le bénéfice net des entreprises intégrées par la méthode de mise en équivalence figure dans le compte de résultat. Il s'agit de la quote-part de profit attribuable aux actionnaires de l'entité et s'entend donc après impôts et part des intérêts minoritaires dans les filiales de cette dernière.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

La liste des entités consolidées est présentée en note 34 « Périmètre de consolidation ».

#### **1.4 Utilisation d'estimations et de jugements**

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes à la date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les hypothèses au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugement sont principalement les suivantes :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation et les pertes de valeur associées aux écarts d'acquisition et aux autres actifs immobilisés ;
- l'évaluation des provisions ;
- le chiffre d'affaires correspondant à l'énergie en compteur ;
- la valorisation des instruments financiers ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

##### **1.4.1 Juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises**

Les principales hypothèses et estimations retenues pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation appliqués.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations de la direction du Groupe.

#### **1.4.2 Ecarts d'acquisition et autres actifs immobilisés**

Des hypothèses et estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des écarts d'acquisition et des autres actifs immobilisés, en particulier concernant les perspectives de marché nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs et les taux d'actualisation appliqués. Compte tenu de la sensibilité des tests de dépréciations effectués sur les écarts d'acquisition et les autres actifs immobilisés aux hypothèses macro-économiques et sectorielles, notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, la modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur éventuellement comptabilisées.

Le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

#### **1.4.3 Provisions**

Les paramètres utilisés pour la détermination des montants des provisions sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées. Toutefois, il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

#### **1.4.4 Chiffre d'affaires relatif à l'énergie livrée non relevée non facturée**

Le Groupe reconnaît à la clôture une quote-part de chiffre d'affaires relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, tel qu'indiqué en note 1.5.7. Pour la détermination des quantités d'énergie livrée, le Groupe est amené à estimer, pour les clients dits profilés, ces quantités dans la mesure où les relevés réels des compteurs de ces clients n'interviennent que 2 fois par an. A la réception des relevés, le Groupe ajuste la facturation de chaque client soit une fois par an pour les clients annualisés (1 seule facture par an), soit à chaque relève pour les clients en facturation périodique. L'estimation de la consommation des clients entre chaque relève est effectuée à l'aide de systèmes d'information spécifiques développés par le Groupe. Ces systèmes d'information s'appuient notamment sur les estimations reçues des réseaux de transport et de distribution, les profils de consommation des clients du Groupe et les informations exogènes comme les températures réalisées.

#### **1.4.5 Instruments financiers**

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrat d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

#### **1.4.6 Déficit fiscal reportable activé**

Des actifs d'impôt différés sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. L'utilisation d'estimation et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

### **1.5 Résumé des principales méthodes comptables**

#### **1.5.1 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés**

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique, à l'exception des actifs et passifs dont les normes IFRS requièrent la comptabilisation à la juste valeur.

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges opérationnelles » peut comprendre des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant et sont détaillées le cas échéant.

#### **1.5.2 Regroupements d'entreprises**

Les regroupements d'entreprises intervenus depuis le 1er janvier 2010 sont évalués et comptabilisés conformément aux dispositions de la méthode d'acquisition de la norme IFRS 3 révisée.

A la date d'acquisition, les actifs et passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise sont comptabilisés séparément de l'écart d'acquisition. Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle.

Selon l'option offerte par la norme IFRS 3 révisée, les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à leur juste valeur, soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

Concernant le traitement comptable des opérations d'acquisition ou de cession de participations ne donnant pas le contrôle dans des entités déjà contrôlées, le Groupe les comptabilise, conformément à IAS 27 amendée comme des transactions entre actionnaires directement en capitaux propres.

En cas de prise de contrôle par étape, le prix d'acquisition inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par le Groupe.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charge des périodes au cours desquelles ils sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui sont comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

### **1.5.3 Actifs immobilisés**

#### **1.5.3.1 Ecarts d'acquisition**

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs repris identifiables de l'entité acquise. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat. Les justes valeurs des actifs et passifs repris identifiables et la détermination de l'écart d'acquisition sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de filiales sont présentés dans les actifs non courants au bilan. Ces écarts d'acquisition ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.5.3.4. Les pertes relatives aux écarts d'acquisition sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les écarts d'acquisitions sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

Lors de la cession de tout ou partie d'une entité du Groupe, la quote-part de l'écart d'acquisition attribuable à la cession est incluse dans le calcul du résultat de cession.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de coentreprise ou d'entreprise associée sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Ces écarts d'acquisition ne sont pas amortis et ne font pas l'objet de test de dépréciation distinct. Les pertes relatives aux écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de coentreprise ou d'entreprise associée sont comptabilisées dans la quote-part de résultat net des sociétés mise en équivalence.

### **1.5.3.2 Autres actifs incorporels**

#### **1.5.3.2.1 Frais de recherche et développement**

Les frais de recherche et développement sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les dépenses de développement engagées sur la base d'un projet individuel sont comptabilisées en actif lorsque le Groupe peut démontrer :

- La faisabilité technique de l'immobilisation en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- Son intention d'achever cet actif et sa capacité à l'utiliser ou à la vendre ;
- Le fait que cet actif générera des avantages économiques futurs ;
- L'existence de ressources disponibles pour achever le développement de l'actif ; et
- Sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses engagées au titre du projet de développement.

Après leur comptabilisation initiale en qualité d'actif, les dépenses de développement sont évaluées en utilisant le modèle du coût, c'est-à-dire au coût diminué du cumul des amortissements et pertes de valeur. L'amortissement de l'actif commence lorsque le développement est achevé et que l'actif est prêt à être mis en service. Il est amorti linéairement sur la période au cours de laquelle sont attendus les avantages économiques liés au projet.

#### **1.5.3.2.2 Autres immobilisations incorporelles**

Les immobilisations incorporelles sont principalement composées des coûts d'acquisition clients, de logiciels, de concessions et brevets et de droits similaires.

Concernant les coûts d'acquisition des clients, ils correspondent aux dépenses encourues par le Groupe et directement affectables à des contrats signés avec des clients. Ces dépenses sont principalement constituées des commissions versées aux prestataires de vente et des frais de traitement de dossier lors de l'activation. Dès lors que le Groupe estime que ces contrats clients généreront des avantages économiques futurs pour la société, ces dépenses sont enregistrées en immobilisations incorporelles et amorties à partir du moment où ces contrats sont actifs (date de bascule).

Les immobilisations incorporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition et sont amorties linéairement sur leur durée d'utilisation estimée. Cette durée s'établit à 4 ans pour les coûts d'acquisitions clients et entre 3 et 5 ans pour les autres immobilisations incorporelles à durée de vie finie.

#### **1.5.3.3 Immobilisations corporelles**

Les immobilisations corporelles sont principalement constituées des biens de productions d'énergie et des installations techniques liées ainsi que des aménagements des locaux, du matériel informatique et du mobilier de bureau.

En application de la norme IAS 16 « Immobilisations corporelles », elles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition, de production ou d'entrée dans le Groupe, sous déduction des amortissements cumulés et des pertes de valeur constatées. Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les immobilisations corporelles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique. Les durées d'utilité sont en général les suivantes pour les principales catégories :

- Constructions	Linéaire 15 à 40 ans
- Installations techniques	Linéaire 5 à 20 ans
- Installations générales, aménagements divers	Linéaire 3 à 10 ans
- Matériel informatique	Linéaire 3 ans
- Mobilier de bureau	Linéaire 4 ans

#### **1.5.3.4 Perte de valeur des actifs immobilisés**

Conformément à la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs », à chaque clôture, le Groupe apprécie s'il existe des indices de perte de valeur des actifs immobilisés. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des unités génératrices de trésorerie (UGT) ou groupe d'UGT intégrant un écart d'acquisition ou des immobilisations incorporelles non amortissable.

Dans le cas où le montant recouvrable des éléments testés est inférieur à leur valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. Dans le cas d'UGT testées comprenant un écart d'acquisition, les pertes de valeurs reconnues sont imputées prioritairement sur les écarts d'acquisitions. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne la modification de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeurs des immobilisations incorporelles et corporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Les pertes de valeurs relatives à des écarts d'acquisition sont irréversibles.

La valeur recouvrable utilisée pour effectuer les tests de dépréciation correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie si celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale.

Les taux d'actualisation utilisés sont déterminés en fonction des spécificités des UGT faisant l'objet du test et les valeurs terminales sont cohérentes avec les données de marché disponibles.

#### **1.5.4 Contrats de location**

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location.

Chaque contrats de location fait l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit d'un contrat de location-financement ou bien d'un contrat de location simple.

##### **1.5.4.1 Contrats de location-financement**

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur. Tous les contrats de location qui ne répondent pas à la définition de contrat de location-financement sont classés en tant que contrat de location simple.

Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- Le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- Le total des paiements futurs actualisés rapportés à la juste valeur de l'actif financé ;
- L'existence d'une option de transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- L'existence d'une option d'achat favorable ;
- La nature spécifique de l'actif loué.

Lors de la comptabilisation initiale, au début de la période de location, les actifs utilisés dans le cadre de contrat de location-financement sont comptabilisés dans la catégorie d'immobilisation adéquate avec pour contrepartie une dette financière. L'immobilisation est inscrite pour la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements futurs au titre du contrat. Les immobilisations ainsi comptabilisées sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée des contrats de location correspondants.

#### **1.5.4.2 Contrats de location simple**

Les paiements réalisés au titre des contrats de location simples sont comptabilisés en charges sur une base linéaire jusqu'à l'échéance du contrat.

#### **1.5.5 Stocks**

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour la réalisation de la vente.

Une perte de valeur est comptabilisée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût du stock.

#### **1.5.6 Actifs et passifs financiers**

Les actifs et passifs financiers sont comptabilisés et évalués conformément aux normes IAS 32 et IAS 39.

##### **1.5.6.1 Actifs financiers**

Les actifs financiers du Groupe comprennent les catégories suivantes :

- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les prêts et créances au coût amorti y compris les clients et comptes rattachés ;
- les actifs financiers à la juste valeur par résultat ;
- la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les actifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre actifs non courants et actifs courants.



#### **1.5.6.1.1 Actifs financiers disponibles à la vente**

Cette catégorie comprend principalement des titres de participation du Groupe dans des sociétés non consolidées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement à leur coût d'acquisition majoré des coûts de transaction. Après leur comptabilisation initiale, la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente est évaluée soit sur la base du cours de bourse pour les titres de sociétés cotés soit à partir de modèle d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché. Les variations de juste valeur sont comptabilisées en autre éléments du résultat global sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût historique est jugée suffisamment significative et prolongée pour impliquer une éventuelle perte de valeur. Dans ce cas, une perte de valeur est comptabilisée dans le compte de résultat sur la ligne « pertes de valeur sur actifs non courants ».

#### **1.5.6.1.2 Prêts et créances au coût amorti**

La catégorie des prêts et créances au coût amorti comprend principalement des dépôts de garantie effectués par le Groupe dans le cadre de ses activités de marché, des prêts accordés à des sociétés non consolidées et les créances clients et comptes rattachés.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. Concernant les créances clients et comptes rattachés, leur juste valeur correspond dans la plupart des cas à leur valeur nominale. A chaque clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif. Le cas échéant, une perte de valeur est comptabilisée en fonction du risque de non recouvrement.

#### **1.5.6.1.3 Actifs financiers à la juste valeur par résultat**

Les actifs financiers à la juste valeur par le biais du compte de résultat correspondent à des actifs détenus à des fins de transaction et des placements courts termes qui ne satisfont pas aux critères de classification en trésorerie et équivalent de trésorerie tel que décrit dans la note 1.5.8 « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Ces actifs financiers répondent aux critères de qualification ou de désignation de la norme IAS 39.

Ces éléments sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. A chaque arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée sur la base de prix du marché pour les éléments négociés activement sur des marchés financiers. Concernant les autres éléments pour lesquels il n'existe pas de marché actif, la juste valeur est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation (utilisation de transactions récentes dans des conditions de concurrence normale, référence à la valeur de marché actuelle d'autres instruments quasiment identiques, analyse des flux de trésorerie actualisés).

Les variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Coût de l'endettement financier net ».

#### **1.5.6.2 Passifs financiers**

Les passifs financiers du Groupe comprennent les catégories suivantes :

- les passifs financiers évalués au coût amorti comprenant les dettes financières et assimilées ainsi que les fournisseurs et comptes rattachés ;
- la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et passifs courants en fonction des échéances de chaque passif. En particulier, Les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois, les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés, les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture dont le sous-jacent est classé en courant et les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont classés dans les passifs financiers courants.

#### **1.5.6.2.1 Passifs financiers évalués au coût amorti**

Les dettes financières et les dettes d'exploitation sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti.

Elles sont initialement enregistrées à la juste valeur, diminuée des coûts de transaction directement imputables. Postérieurement à la comptabilisation initiale, les emprunts portant intérêts sont évalués au coût amorti, en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les intérêts ainsi calculés sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier net ».

#### **1.5.6.3 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture**

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés principalement pour gérer et réduire son exposition au risque de marché provenant des variations des prix des matières premières sur les marchés du gaz et de l'électricité.

##### **1.5.6.3.1 Instruments exclus du champ d'application de la norme IAS 39**

Les contrats d'achats ou de vente à terme et les options d'achats à terme d'électricité et de gaz utilisés par la Groupe entrent normalement dans le champ d'application de la norme IAS 39 et doivent suivre les règles de comptabilisation des instruments financiers dérivés.

Cependant, le Groupe conduit des analyses pour chaque contrat visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites « normales ». Cette analyse consiste notamment à démontrer que le contrat est mis en place et continue à être détenu afin de donner lieu à un achat ou une vente avec livraison physique, pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe dans le cadre de son exploitation.

Il convient aussi de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrat de même nature, que le contrat n'a pas été négocié dans le cadre d'arbitrage de nature financière et qu'il ne soit pas assimilable à une vente d'options.

Seuls les contrats respectant l'intégralité des conditions édictées par la norme IAS 39 sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39.

##### **1.5.6.3.2 Instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture**

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture comprennent des instruments financiers détenus à des fins de transaction, qui en tant que tels, sont comptabilisés en actifs ou passifs courants au sein de l'état de situation financière, et des contrats d'achat et de vente de matières premières qui à la date de clôture n'entrent pas dans le cadre de l'activité normale du groupe.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'est pas (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management ».

#### **1.5.6.3.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture**

Certains instruments financiers dérivés sont qualifiés de couverture intégrée liés à des transactions futures hautement probables (All in One Hedge). Il s'agit des contrats d'achat et de vente à terme qui permettent d'optimiser le coût d'approvisionnement des clients finaux.

Les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture sont comptabilisés dans l'état de situation financière en courant ou en non courant en fonction du classement des sous-jacent des contrats.

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture sont comptabilisées nettes d'impôts en autre éléments du résultat global pour la part efficace de la couverture et en résultat de la période pour la part inefficace. Lorsque les flux de trésorerie couverts se réalisent, les gains ou pertes accumulées en capitaux propres sont reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert.

Une documentation adéquate est mise en place dès l'origine de la couverture, incluant l'identification de l'instrument de couverture, l'élément couvert, la nature du risque couvert ainsi que la manière dont le Groupe évaluera l'efficacité de la couverture. Afin d'évaluer l'efficacité des couvertures, des tests prospectifs et rétrospectifs sont réalisés à chaque clôture.

#### **1.5.6.3.4 Evaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés**

Les instruments financiers dérivés sont systématiquement comptabilisés dans l'état de situation financière à leur juste valeur.

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation. Les contrats dérivés de matière première sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés et de modèle de valorisation d'options pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède l'horizon des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes. Ces instruments sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur sauf dans les cas où les paramètres non observables ne sont pas significatifs, auquel cas ils sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques en fonction de la notation de crédit des contreparties.

#### **1.5.7 Clients et comptes rattachés**

Les créances clients et comptes rattachés comprennent les créances exigibles et les factures à établir relatives à l'énergie livrée non facturée à la clôture. Lors de leur comptabilisation initiale, les créances sont enregistrées à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. Une dépréciation est constatée pour faire face au risque de non recouvrement lorsqu'il existe des éléments objectifs indiquant que le Groupe ne sera pas en mesure de recouvrer ces créances.

Les créances irrécouvrables sont constatées en perte en fin de procédure de recouvrement ou à réception d'un certificat d'irrécouvrabilité.

#### **1.5.8 Trésorerie et équivalents de trésorerie**

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à court termes convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par la norme IAS 7.

#### **1.5.9 Capitaux propres**

Les primes liées au capital correspondent aux primes d'émission diminuées des frais d'émission de titres. Seuls les coûts externes directement attribuables aux augmentations de capital constituent des frais d'émission de titres.

Les variations de juste valeur correspondent aux variations, nettes d'impôts, de juste valeur des actifs disponibles à la vente et de certains instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture, pour la part efficace de la couverture.

### **1.5.10 Actions propres**

Les actions propres détenues par la société mère ou par les autres membres du groupe consolidé sont comptabilisées à l'acquisition en diminution des capitaux propres et les variations de valeur ne sont pas enregistrées jusqu'à leur date de cession. Lors de leur cession, les résultats nets de cession, déterminés par différence entre le coût d'acquisition et la juste valeur au jour de la cession, sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

### **1.5.11 Avantages du personnel**

#### **1.5.11.1 Paiements fondés sur des actions**

Certains employés du Groupe, y compris les dirigeants, reçoivent une rémunération prenant la forme de transactions dont le paiement est indexé sur des actions. Conformément à la norme IFRS 2, ces rémunérations constituent des charges de personnel pour le Groupe, assimilables à des compléments de rémunération, et sont distinguées entre les transactions réglées en instruments de capitaux propres et celles assimilables à des transactions réglées en trésorerie.

La juste valeur de chacune de ces transactions est comptabilisée en charge sur la durée d'acquisition des droits avec en contrepartie les capitaux propres pour les transactions réglées en instruments de capitaux propres et la constitution d'une dette vis-à-vis du personnel pour les transactions assimilables à des transactions réglées en trésorerie. Concernant les transactions assimilables à des transactions réglées en trésorerie, la dette vis-à-vis du personnel est réévaluée à chaque date de clôture jusqu'à la date de règlement, toute variation de juste valeur étant comptabilisée en résultat.

Les options de souscription d'actions et les bons de souscription de parts de créateurs d'entreprises octroyés sont évalués à leur juste valeur en utilisant un modèle de Black & Scholes. Ce modèle prend en compte les caractéristiques des plans, notamment le prix d'exercice, la durée prévue des options, la volatilité historique de l'action et le taux d'intérêt sans risque.

La juste valeur des plans d'attribution d'actions gratuites est déterminée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution.

#### **1.5.11.2 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi**

En termes d'avantages du personnel postérieurs à l'emploi, le Groupe n'est soumis qu'au versement d'indemnité de fin de carrière déterminée sur la base de la convention collective en vigueur au sein du Groupe. Ces indemnités de fin de carrière relèvent d'un régime à prestation définie. Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les avantages postérieurs à l'emploi sont celles édictées par la norme IAS 19.

La valorisation du montant de ces indemnités est effectuée sur la base d'évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel, de projection de salaires qui tiennent compte des facteurs propres au Groupe ainsi que de facteurs macro-économiques (taux d'inflation, taux d'actualisation, etc.).

En l'absence d'actif de couverture visant à financer ces régimes, les montants ainsi déterminés sont comptabilisés au passif en provisions. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions constituées sont comptabilisées en résultat financier.

Le Groupe comptabilise les écarts actuariels résultant de changements d'hypothèses et les ajustements liés à l'expérience directement en autres éléments du résultat global.

#### **1.5.12 Provisions hors avantages au personnel**

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressource sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Ces provisions sont estimées en application de la norme IAS 37 en prenant en considération les hypothèses les plus probables à la date d'arrêté des comptes.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long termes sont comptabilisées en résultat financier.

Dans le cas où aucune estimation fiable ne peut être faite de la sortie de ressource qui sera nécessaire, il existe un passif qui ne peut être comptabilisé (passif éventuel). Ce passif éventuel est alors indiqué en annexe.

#### **1.5.13 Produits des activités ordinaires**

Le chiffre d'affaires hors Energy Management est constitué essentiellement des produits issus de la vente d'électricité et de gaz, des redevances de transport et de distribution liées, des frais de collecte de certaines taxes et de prestations de services.

Le Groupe reconnaît un produit lorsque :

- l'existence du contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu ou la prestation de service est achevée ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir d'estimation de prix de vente et de données statistiques propres au Groupe se basant notamment sur les profils de consommation des clients du Groupe, d'informations extérieures telles que les températures réalisées et des données relatives au volume d'énergie affecté au Groupe par le gestionnaire de réseau.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie sont présentés en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne Marge sur l'activité d'Energy Management. Cette marge correspond au résultat réalisé et latent sur les achats et ventes d'énergie, non qualifiés d' « activité normale » ou de couverture au sens de la norme IAS 39, qui sont réalisées lors d'opérations sur un marché organisé ou de gré à gré avec d'autres opérateurs de marché.

#### **1.5.14 Impôts**

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

Conformément à la norme IAS 12, l'impôt exigible de l'exercice et des exercices précédents est comptabilisé en tant que passif dans la mesure où il n'est pas payé. Si le montant déjà payé au titre de l'exercice et des exercices précédents excède le montant dû pour ces exercices, l'excédent est comptabilisé en tant qu'actif. Le montant de l'impôt dû au titre de l'exercice est déterminé en utilisant le taux adopté à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des instruments de couverture.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfiques futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

#### **1.5.15 Résultat opérationnel courant**

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe permettant de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, sont inhabituels ou non récurrents. Pour le Groupe, ces éléments correspondent aux cessions d'actifs non courants, aux pertes de valeurs sur les actifs non courants et aux produits et charges liés aux variations de périmètre.

#### **1.5.16 Résultat par action**

Le résultat net par action de base est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période multiplié par un facteur de pondération en fonction du temps.

Pour le calcul du résultat dilué par action, ce nombre est modifié le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscription d'actions, etc.). Les actions potentielles antidilutives, c'est-à-dire dont la conversion en actions ordinaires aurait pour effet d'augmenter le résultat par action ou de diminuer la perte par action, ne sont pas prises en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

## Note 2. COMPARABILITE DES EXERCICES

---

Les états financiers sont présentés selon le même format que ceux présentés au titre de la clôture de l'exercice 2012.

Pour rappel, en raison de la fusion entre les groupes Poweo et Direct Energie intervenue le 11 juillet 2012, les résultats du Groupe Direct Energie pour l'exercice 2012 comprennent :

- les résultats du groupe Direct Energie jusqu'au 11 juillet 2012 ; et
- les résultats du périmètre issu de la fusion entre les deux groupes à partir du 11 juillet 2012.

Une information financière pro forma, présentant le compte de résultat du Groupe issu de la fusion entre les groupes Poweo et Direct Energie sur l'exercice 2012 comme si la fusion entre Poweo et Direct Energie était intervenue le 1er janvier 2012, a été publiée lors de l'annonce des résultats 2012 du Groupe et est disponible sur le site internet du Groupe.



### 3.1 Changement de dénomination sociale

Lors de l'Assemblée Générale Mixte tenue en date du 25 juin 2013, les actionnaires de Poweo Direct Energie ont voté le changement de dénomination sociale de la société en Direct Energie.

### 3.2 Annulation des actions auto détenues

Conformément à l'autorisation de l'Assemblée Générale Mixte du 9 décembre 2013, le Conseil d'Administration de Direct Energie a décidé l'annulation des 7 541 290 actions (16,2% du capital social) auto-détenues par la société à la suite de la fusion entre Poweo et Direct Energie. Après la réalisation effective de cette annulation et compte tenu de la souscription d'actions nouvelles de la société par des détenteurs de bons, le capital social de Direct Energie s'élève désormais à 4 008 196,50€.

### 3.3 Fusion opérationnelle et reprise de la conquête commerciale

Après une stabilisation volontaire de son parc afin de mener à bien la fusion opérationnelle, le Groupe a relancé une stratégie de conquête commerciale soutenue par une campagne de communication nationale. Le développement continu des offres permet au groupe d'adresser tous les segments de consommateurs du particulier aux grandes entreprises.

### 3.4 Remboursement d'avances en compte courant

Conformément aux dispositions du contrat régissant les avances consenties par certains actionnaires et suite à la décision du Conseil d'Administration réuni le 18 septembre 2013, le remboursement des avances a été effectué sur l'exercice 2013.

## Note 4. PRINCIPALES VARIATIONS DE PERIMETRE

---

Aucune variation de périmètre significative n'est intervenue au cours de l'exercice 2013.

Le Groupe a par ailleurs procédé à des réorganisations internes en réalisant des transmissions universelles de patrimoine des sociétés Gaz de Normandie, Poweo Services, Posilys et MG Bat en faveur de la société mère Direct Energie. Ces opérations n'ont eu aucun impact sur les comptes consolidés du Groupe.

## Note 5. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Ventes d'électricité	315 174	233 491
Ventes de gaz	115 928	93 479
Ventes de services	310 440	246 037
Autres produits	18 686	17 354
<b>Chiffre d'affaires hors Energy Management</b>	<b>760 228</b>	<b>590 361</b>
Marge sur l'activité d'Energy Management - Electricité	(3 469)	(585)
Marge sur l'activité d'Energy Management - Gaz	6 550	928
Marge sur l'activité d'Energy Management - Autres	-	18
<b>Marge sur l'activité d'Energy Management</b>	<b>3 081</b>	<b>361</b>
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>763 309</b>	<b>590 722</b>

## Note 6. COUTS DES VENTES

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Achats d'énergie	(342 648)	(270 155)
Acheminement et prestation GRD	(299 557)	(212 412)
Autres coûts	(5 046)	(6 787)
Variation de stocks	(3 540)	1 201
<b>Coûts des ventes</b>	<b>(650 791)</b>	<b>(488 152)</b>

## Note 7. CHARGES DE PERSONNEL

### 7.1 Charges de personnel

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Salaires et charges sociales	(23 360)	(25 322)
Charges liées aux indemnités de fin de contrat	139	(91)
Paiements fondés sur des actions	(1 491)	1 393
<b>Charges de personnel</b>	<b>(24 712)</b>	<b>(24 021)</b>

Les paiements fondés sur des actions et les charges liées aux indemnités de fin de contrat sont détaillés respectivement en note 21 « Paiements fondés sur des actions » et en note 22.2 « Provisions pour avantages au personnel ».

## 7.2 Effectif moyen

	2013	2012
Cadres	201	200
Non cadres	89	88
<b>Effectif moyen</b>	<b>290</b>	<b>288</b>

## Note 8. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Production immobilisée	1 382	1 134
Subvention d'exploitation	69	435
Autres produits	1 631	995
<b>Autres produits opérationnels</b>	<b>3 082</b>	<b>2 563</b>
Charges externes	(36 223)	(30 488)
Impôts et taxes	(2 607)	(1 418)
Créances irrécouvrables	(16 370)	(22 210)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(217)	1 751
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	3 682	(1 460)
Autres charges	(820)	(1 388)
<b>Autres charges opérationnelles</b>	<b>(52 555)</b>	<b>(55 213)</b>
<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>(49 472)</b>	<b>(52 649)</b>

## Note 9. PRODUITS ET CHARGES LIES AUX VARIATIONS DE PERIMETRE

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Coûts directs liés à l'acquisition	-	(936)
Résultat de réévaluation	-	(50 945)
Profits résultant d'acquisition à des conditions avantageuses	-	43 476
<b>Fusion Poweo - Direct Energie</b>	<b>-</b>	<b>(8 405)</b>
<b>Produits et charges liés aux variations de périmètre</b>	<b>-</b>	<b>(8 405)</b>

Aucun produits et charges liés aux variations de périmètre n'a été constaté sur l'exercice 2013.

En 2012, les produits et charges liés aux variations de périmètre étaient liés à la fusion entre Poweo et Direct Energie. Un profit résultant d'acquisition à des conditions avantageuses avait été comptabilisé pour 43 476 milliers d'euros. La réévaluation à la juste valeur des titres Poweo détenus par Direct Energie antérieurement à l'opération avait dégagé une moins-value de réévaluation de 50 945 milliers d'euros.

## Note 10. RESULTAT FINANCIER

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Coût de l'endettement financier net	(1 528)	(3 419)
Autres produits et charges financiers	(36)	(92)
<b>Résultat Financier</b>	<b>(1 564)</b>	<b>(3 511)</b>

### 10.1 Coût de l'endettement financier net

Ce poste comprend principalement les charges d'intérêts sur les emprunts bancaires et sur les comptes courants avec les actionnaires, les autres intérêts et agios bancaires, les produits d'intérêts sur placement de trésorerie ainsi que la variation de juste valeur des valeurs mobilières de placement et des équivalents de trésorerie.

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Charges d'intérêts	(2 107)	(4 287)
Produits d'intérêts	531	872
Revenus net des VMP et équivalents de trésorerie	48	(4)
<b>Coûts de l'endettement financier net</b>	<b>(1 528)</b>	<b>(3 419)</b>

Les charges d'intérêts comprennent les intérêts liés aux avances consenties par certains actionnaires du Groupe, les intérêts sur des cautions consenties à la demande du Groupe par les établissements bancaires en faveur de certaines contreparties et les intérêts versés aux actionnaires qui émettent des contre-garanties pour ces cautions.

### 10.2 Autres produits et charges financiers

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Autres produits financiers	1	66
<b>Total Autres produits financiers</b>	<b>1</b>	<b>66</b>
Désactualisation des provisions	(36)	(130)
Autres charges financières	(1)	(27)
<b>Total Autres charges financières</b>	<b>(37)</b>	<b>(157)</b>
<b>Autres produits et charges financiers</b>	<b>(36)</b>	<b>(92)</b>

## Note 11. IMPÔTS

### 11.1 Ventilation de la charge d'impôt

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de la période s'élève à 189 milliers d'euros (contre un produit de 278 milliers d'euros au 31 décembre 2012). La ventilation de ce produit d'impôts s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Impôts exigibles	(1 026)	0
Impôts différés	1 216	277
<b>Impôts sur les sociétés</b>	<b>189</b>	<b>278</b>

### 11.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt effective

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique et la charge d'impôt effectivement comptabilisée se présente comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
<b>Résultat net</b>	<b>5 597</b>	<b>4 538</b>
Quote-part de résultat des entreprises associées	27	(21 560)
Impôts sur les sociétés	(189)	(278)
Activités abandonnées	-	(531)
<b>Résultat des entreprises intégrées avant impôts</b>	<b>5 435</b>	<b>(17 830)</b>
Taux d'impôt théorique	33,33%	33,33%
<b>Produit / (Charge) d'impôt théorique</b>	<b>(1 812)</b>	<b>5 943</b>
Différences permanentes	(3 979)	802
Reports déficitaires	5 605	(6 468)
Autres	375	1
<b>Produit / (Charge) d'impôt effective</b>	<b>189</b>	<b>278</b>
<b>Taux effectif d'impôt</b>	<b>-3,49%</b>	<b>1,56%</b>

La variation du taux effectif d'impôt s'explique principalement par la décision du Groupe de procéder à l'activation de déficit reportable sur la base des résultats futurs prévus dans le plan d'affaires.

Les différences permanentes comprennent principalement l'amortissement des coûts d'acquisitions reconnus lors de la fusion entre Poweo et Direct Energie en 2012 et des éléments liés aux actions propres avant leur annulation.

La ligne reports déficitaires comprend essentiellement l'utilisation au titre de l'exercice 2013 de déficits reportables non activés au cours des exercices antérieurs ainsi que l'activation en 2013 d'une fraction des reports déficitaires du Groupe en fonction des perspectives de réalisation de bénéfices taxables à l'avenir.

### 11.3 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de situation financière se ventile de la manière suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Impôts différés actifs</b>	<b>Impôts différés passifs</b>	<b>Impôts différés nets</b>
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>956</b>	<b>(449)</b>	<b>507</b>
Variations en résultat net	(842)	1 120	278
Variations en capitaux propres	-	-	-
Variations de périmètre	1 702	(1 775)	(73)
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>1 816</b>	<b>(1 104)</b>	<b>712</b>
Variations en résultat net	4 677	(3 461)	1 216
Variations en capitaux propres	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>6 493</b>	<b>(4 566)</b>	<b>1 927</b>

### 11.4 Ventilation des actifs et passifs d'impôts différés

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Déficits reportables activés	4 345	711
Provisions non déductibles	-	-
Autres	2 148	1 104
<b>Impôts différés actifs</b>	<b>6 493</b>	<b>1 815</b>
Mise à la juste valeur des instruments financiers	(2 418)	-
Autres	(2 148)	(1 104)
<b>Impôts différés passifs</b>	<b>(4 566)</b>	<b>(1 104)</b>
<b>Impôts différés nets</b>	<b>1 927</b>	<b>711</b>

### 11.5 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2013, les impôts différés relatifs aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière s'élèvent à 136 307 milliers d'euros (contre 147 888 milliers d'euros en 2012). Les impôts différés actifs relatifs à ces reports déficitaires n'ont pas été comptabilisés en raison d'incertitudes du Groupe concernant leur utilisation dans un avenir proche. Leur utilisation reste illimitée dans le temps.



Du fait de l'acquisition inversée de Poweo par Direct Energie, en application de la norme IFRS 3 révisée, le calcul du nombre moyen pondéré d'actions en circulation utilisé au dénominateur pour l'année 2012 a été établi en distinguant les périodes pré et post fusion.

Pour les périodes antérieures à la fusion (1er semestre 2012 avant fusion), le nombre moyen pondéré d'actions en circulation reflète le nombre moyen pondéré d'actions en circulation de Direct Energie avant la fusion auquel la parité d'échange fixé lors de la fusion a été appliquée.

Pour la période postérieure à la fusion, le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre moyen d'actions Direct Energie en circulation sur cette période.

	2013	2012
<i>En milliers d'euros</i>	<b>NUMERATEUR</b>	
Résultat net part du Groupe - Activités poursuivies	5 738	4 160
Résultat net part du Groupe - Activités abandonnées	-	531
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>5 738</b>	<b>4 691</b>
Effet des instruments dilutifs	-	-
<b>Résultat net part du Groupe dilué</b>	<b>5 738</b>	<b>4 691</b>
<i>En milliers d'actions</i>	<b>DENOMINATEUR</b>	
<b>Nombre moyen d'actions en circulation</b>	<b>39 112</b>	<b>34 431</b>
Effet des instruments dilutifs	879	263
<b>Nombre moyen d'actions en circulation dilué</b>	<b>39 991</b>	<b>34 694</b>
<i>En euros</i>	<b>RESULTAT PAR ACTION</b>	
<b>Résultat par action</b>	<b>0,15</b>	<b>0,14</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>
Résultat par action des activités poursuivies	0,15	0,12
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,14	0,12
Résultat par action des activités abandonnées	-	0,02
Résultat dilué par action des activités abandonnées	-	0,02

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action sont décrits dans la note 21 « Paiements fondés sur des actions ».

Il n'a pas été tenu compte en 2013 comme en 2012, dans le calcul des résultats net dilués par action, des plans d'options de souscription d'actions dont le prix d'exercice est supérieur au cours moyen annuel de l'action Direct Energie.

Compte tenu d'un cours moyen de l'action à 3,63 € pour l'année 2013 et à 2,69 € en 2012, aucun des plans d'options de souscription d'actions du Groupe n'a été pris en compte pour le calcul des résultats nets dilués en 2013 et en 2012.

## Note 13. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

### 13.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Marques et licences	Acquisition clients	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
	<b>VALEURS BRUTES</b>				
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>1 884</b>	<b>88 159</b>	<b>20 249</b>	<b>4 414</b>	<b>114 706</b>
Acquisitions	-	4 952	-	4 465	9 418
Cessions	(785)	-	-	(297)	(1 082)
Variations de périmètre	6 421	23 414	2 077	(2 203)	29 709
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>7 520</b>	<b>116 525</b>	<b>22 326</b>	<b>6 379</b>	<b>152 750</b>
Acquisitions	852	7 989	3 789	2 336	14 967
Cessions	-	-	(69)	(76)	(145)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(1 575)	-	745	(745)	(1 575)
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>6 797</b>	<b>124 514</b>	<b>26 790</b>	<b>7 895</b>	<b>165 997</b>
	<b>AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS</b>				
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>(1 305)</b>	<b>(48 275)</b>	<b>(11 774)</b>	<b>(970)</b>	<b>(62 324)</b>
Amortissements	-	(24 117)	(6 213)	-	(30 330)
Provisions	-	-	-	297	297
Cessions	664	-	-	-	664
Variations de périmètre	(4 549)	-	1 050	-	(3 499)
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>(5 190)</b>	<b>(72 392)</b>	<b>(16 937)</b>	<b>(673)</b>	<b>(95 192)</b>
Amortissements	(1 491)	(20 537)	(4 153)	-	(26 181)
Provisions	-	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	1 313	-	-	-	1 313
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>(5 368)</b>	<b>(92 929)</b>	<b>(21 090)</b>	<b>(673)</b>	<b>(120 059)</b>
	<b>VALEURS NETTES</b>				
Au 31 décembre 2011	579	39 884	8 475	3 444	52 382
Au 31 décembre 2012	2 330	44 133	5 389	5 706	57 558
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>1 429</b>	<b>31 585</b>	<b>5 701</b>	<b>7 222</b>	<b>45 938</b>

### **13.2 Coûts d'acquisition clients**

L'augmentation de 23 414 milliers d'euros présentées en variation de périmètre sur l'exercice 2012 correspond à la valorisation du parc client du groupe Poweo reconnu lors de la fusion entre les groupe Direct Energie et Poweo intervenue au 11 juillet 2012.

### **13.3 Autres immobilisations incorporelles**

Les autres immobilisations incorporelles sont constituées principalement des outils informatiques développés par la société pour ses activités commerciales et de gestion.

Les diminutions présentées sur la ligne « autres mouvements » de la catégorie Marques et licences sont constituées de mises au rebut de logiciel suite à l'harmonisation des systèmes d'information des sociétés Direct Energie et Poweo.

### **13.4 Immobilisations incorporelles en cours**

Les immobilisations incorporelles en cours au 31 décembre 2013 correspondent principalement à la comptabilisation des charges encourues relatives à l'acquisition des clients qui n'ont pas encore été basculés dans le périmètre Direct Energie, aux coûts relatifs à l'installation et au paramétrage de logiciel pour la partie encore en développement et aux factures concernant des études pour les projets de production d'électricité du Groupe.

## Note 14. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

### 14.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Terrains et constructions	Installations de production	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
	<b>VALEUR BRUTES</b>				
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>3 544</b>	<b>14 294</b>	<b>17 844</b>
Acquisitions	-	-	130	685	815
Cessions	-	-	(1 222)	(23 277)	(24 499)
Variations de périmètre	-	-	2 970	23 277	26 247
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>5 422</b>	<b>14 979</b>	<b>20 407</b>
Acquisitions	-	-	129	(40)	89
Cessions	-	-	(72)	-	(72)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	(5 000)	(5 000)
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>5 479</b>	<b>9 939</b>	<b>15 424</b>
	<b>AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS</b>				
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(2 088)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(4 920)</b>
Amortissements	-	-	29	-	29
Perte de valeur	-	-	3	23 277	23 280
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	(2 108)	(23 277)	(25 385)
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(4 164)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(6 996)</b>
Amortissements	-	-	(371)	-	(371)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	-	-	61	-	61
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(4 474)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(7 306)</b>
	<b>VALEURS NETTES</b>				
Au 31 décembre 2011	-	-	1 456	11 468	12 924
Au 31 décembre 2012	-	-	1 258	12 153	13 411
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 005</b>	<b>7 113</b>	<b>8 118</b>

### 14.2 Immobilisations corporelles en cours

Les immobilisations corporelles en cours comprennent principalement les dépenses encourues sur des projets de centrales de production à cycle combiné gaz, qui ne sont pas encore mises en service.

La diminution de 5 000 milliers d'euros des immobilisations corporelles concerne la mise au rebut d'un actif sur un contrat attaché à un des projets de développement de cycle combiné gaz devenu caduque au cours de l'exercice.

En 2012, postérieurement à la fusion, les immobilisations corporelles en cours portées par une filiale du groupe Poweo pour 23 277 milliers d'euros et entièrement dépréciées relatives à un projet de terminal méthanier ont été mises au rebut et la perte de valeur associée reprise.

## Note 15. PARTICIPATION DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES

### 15.1 Détail des participations dans les entreprises associées

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	% de détention	Valeur comptable des participations	dont quote-part de résultat	% de détention	Valeur comptable des participations	dont quote-part de résultat
EBM Réseau de Distribution	20%	3 159	59	20%	3 129	64
Gascoigne Energie Service	20%	1 783	(86)	20%	1 869	144
Poweo	N/A	-	-	N/A	-	21 351
<b>Total</b>		<b>4 942</b>	<b>(27)</b>		<b>4 998</b>	<b>21 560</b>

En 2013, l'impact des entreprises associées sur la formation des résultats est non significatif. Le pourcentage de détention du Groupe dans les entreprises associées EBM Réseau de distribution et Gascoigne Energie Service n'a pas évolué depuis le 31 décembre 2012. Au 31 décembre 2013, leurs valeurs comptables, sont respectivement de 3 159 milliers d'euros et 1 783 milliers d'euros. Ces valeurs comptables incluent respectivement des quote-parts de résultat de 59 milliers d'euros et (86) milliers d'euros.

Au 31 décembre 2012, la quote-part des résultats nets des sociétés mises en équivalence incluait une quote-part de résultat liée à la mise en équivalence de la participation du groupe Direct Energie dans le Groupe Poweo pour 21 351 milliers d'euros. Suite à la fusion des deux groupes au 11 juillet 2012 cet impact n'existe plus au 31 décembre 2013.

### 15.2 Principaux indicateurs relatifs aux entreprises associées

<i>En milliers d'euros</i>	Total Actif	Total Passif	Capitaux propres	Chiffre d'affaires	Résultat net
EBM Réseau de Distribution	22 526	14 988	7 538	7 404	289
Gascoigne Energie Service	23 256	14 372	8 884	7 885	(431)
<b>Total</b>	<b>45 782</b>	<b>29 360</b>	<b>16 422</b>	<b>15 289</b>	<b>(142)</b>

Les principaux indicateurs relatifs aux entreprises associées sont présentés à 100% et correspondent à une période de douze mois.

## Note 16. STOCKS

La valeur comptable des stocks par catégorie est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Stocks de Gaz	11 206	-	11 206	14 746	-	14 746
<b>Stocks</b>	<b>11 206</b>	<b>-</b>	<b>11 206</b>	<b>14 746</b>	<b>-</b>	<b>14 746</b>

Au 31 décembre 2013, les stocks du Groupe sont composés uniquement de gaz.

## Note 17. CLIENTS ET COMPTES RATTACHES

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2012
Clients et comptes rattachés	144 991	143 388
Dépréciation	(18 737)	(18 521)
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>126 254</b>	<b>124 868</b>

Les échéances des clients et comptes rattachés sont toutes à moins d'un an.

Le risque crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présentés ci-dessous :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
échues < 1 an	36 743	(8 356)	28 387	32 648	(4 574)	28 074
échues > 1 an	12 401	(10 380)	2 021	15 674	(10 467)	5 207
<b>Total créances échues</b>	<b>49 145</b>	<b>(18 736)</b>	<b>30 408</b>	<b>48 322</b>	<b>(15 041)</b>	<b>33 281</b>
<b>Total créances non échues</b>	<b>95 847</b>	<b>(0)</b>	<b>95 846</b>	<b>95 066</b>	<b>(3 480)</b>	<b>91 586</b>
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>144 991</b>	<b>(18 737)</b>	<b>126 255</b>	<b>143 388</b>	<b>(18 521)</b>	<b>124 868</b>

L'intégralité de la facturation des clients professionnels est subrogée auprès d'une société d'affacturage. La position des comptes liés à l'affacturage au 31 décembre 2013 est :

- Fonds de garantie : Néant
- Compte courant débiteur avec le factor : 29 milliers d'euros

En 2012, le fonds de garantie était nul et le compte courant était créditeur pour un montant de 871 milliers d'euros.

## Note 18. AUTRES ACTIFS COURANTS ET NON COURANTS

Les autres actifs courants et non courants sont composés des éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
Charges constatées d'avance	4 479	5 461
Créances fiscales et sociales	4 348	8 092
Autres créances	432	(127)
<b>Autres actifs courants</b>	<b>9 258</b>	<b>13 427</b>

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
Charges constatées d'avance	1 565	-
Créances fiscales et sociales	-	-
Autres créances	-	-
<b>Autres actifs non courants</b>	<b>1 565</b>	<b>-</b>

Les « Charges constatées d'avance » courantes et non courantes sont principalement liées aux achats d'énergie pour des volumes d'énergie livrés le mois suivant leur facturation ainsi que des débouclages anticipés d'achats/ventes à termes d'énergie sur les marchés.

Les « Créances fiscales et sociales » sont majoritairement composées de créances de taxe sur la valeur ajoutée.

## Note 19. TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements court termes. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans l'état de situation financière :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
VMP et équivalents de trésorerie	-	-
Disponibilités	30 428	58 271
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie - actif</b>	<b>30 428</b>	<b>58 271</b>
Concours bancaires	-	-
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie nets</b>	<b>30 428</b>	<b>58 271</b>

## Note 20. CAPITAUX PROPRES

### 20.1 Capital social

Au 31 décembre 2013, le capital social de Direct Energie s'élève à 4 008 197 Euros divisé en 40 081 965 actions d'une valeur nominale de 0,1 euro chacune.

	Nombre d'actions			Valeur (en milliers d'euros)		
	Total	En circulation	Propres	Capital	Primes	Actions propres
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>30 608 965</b>	<b>30 430 119</b>	<b>178 846</b>	<b>9 818</b>	<b>154 219</b>	<b>1 347</b>
Emission	127 306	127 306	-	41	383	-
Achats/ventes d'actions propres	-	(384 445)	384 445	-	-	3 065
Acquisition Poweo	30 172 608	30 172 608	-	3 017	842	-
Conversion en actions Poweo Direct Energie	(14 344 383)	(21 322 382)	6 977 999	(8 219)	(128 979)	14 328
<b>Au 11 juillet 2012</b>	<b>46 564 496</b>	<b>39 023 206</b>	<b>7 541 290</b>	<b>4 657</b>	<b>26 465</b>	<b>18 740</b>
Emission	9 354	9 354	-	-	-	-
Achats/ventes d'actions propres	-	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>46 573 850</b>	<b>39 032 560</b>	<b>7 541 290</b>	<b>4 657</b>	<b>26 465</b>	<b>18 740</b>
Emission	1 049 405	1 049 405	-	105	4 019	-
Annulation actions propres	(7 541 290)	-	(7 541 290)	(754)	(25 490)	(18 648)
Achats/ventes d'actions propres	-	(16 003)	16 003	-	-	(3)
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>40 081 965</b>	<b>40 065 962</b>	<b>16 003</b>	<b>4 008</b>	<b>4 995</b>	<b>90</b>

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2013 résultent :

- de l'annulation, en date du 11 décembre 2013, de la totalité des 7 541 290 actions auto-détenues par la société suite à la fusion réalisée en 2012 entre les sociétés Poweo et Direct Energie ;
- de l'exercice de bons de souscription de parts de créateur d'entreprise et de bons de souscription d'actions constituant les émissions de la période.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2012 résultent :

- de la fusion de Poweo et Direct Energie sur la base d'une parité de 1 216 actions Poweo pour 13 actions Direct Energie. Il n'a pas été procédé à l'échange des actions Direct Energie auto détenues par Direct Energie. La réalisation de cette opération a été effective le 11 juillet 2012. A cette date, il a été procédé à une conversion de 328 591 actions ex-Direct Energie en 30 172 608 actions Poweo Direct Energie ;
- de l'exercice d'options de souscription d'actions et d'attributions définitives d'actions gratuites constituant les émissions de l'exercice.

## 20.2 Instruments donnant accès à de nouvelles actions Direct Energie SA

Les instruments donnant accès à de nouvelles actions Direct Energie SA sont constitués de plans d'options de souscription d'actions et de plans d'attributions d'actions gratuites que le Groupe a ouvert pour certains salariés du Groupe, y compris les dirigeants. Ces différents plans sont présentés dans la note 21 « Paiements fondés sur des actions ».

Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces instruments est de 2 083 milliers d'actions au 31 décembre 2013.

## 20.3 Actions propres

En date du 11 décembre 2013, le conseil d'administration, conformément à l'autorisation de l'Assemblée Générale Mixte tenue le 9 décembre 2013, a procédé à l'annulation de l'intégralité des actions auto-détenues suite à l'opération de fusion entre les sociétés Poweo et Direct Energie.



Au 31 décembre 2013, un solde de 90 milliers d'euros correspondant à 16 milliers d'actions auto-détenues dans le cadre d'un contrat de liquidité est enregistré en diminution des capitaux propres consolidés.

## 20.4 Primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées, y compris le résultat de l'exercice, représentent un montant de 35 995 milliers d'euros au 31 décembre 2013. Elles intègrent les primes versées lors d'augmentation de capital et la prime consécutive de la fusion entre Poweo et Direct Energie, diminuées de l'incidence de l'annulation des actions auto-détenues, ainsi que les résultats accumulés par le Groupe.

Au 31 décembre 2013, Direct Energie SA ne dispose d'aucune réserve distribuable.

## 20.5 Gains et pertes reconnus en capitaux propres part du Groupe

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2013</b>	<b>Variation</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>Variation</b>	<b>31/12/2011</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(5 554)	3 074	(8 628)	6 488	(15 116)
Impact impôts différés	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	(454)	(29)	(424)	(461)	37
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>(6 008)</b>	<b>3 044</b>	<b>(9 052)</b>	<b>6 027</b>	<b>(15 079)</b>
Pertes et gains actuariels	(92)	-	(92)	-	(92)
Impact impôts différés	31	-	31	-	31
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>
<b>Gains et pertes reconnus en capitaux propres</b>	<b>(6 069)</b>	<b>3 044</b>	<b>(9 113)</b>	<b>6 027</b>	<b>(15 140)</b>

## 20.6 Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales consolidées par la méthode de l'intégration globale et dont le Groupe ne détient pas l'intégralité des droits et obligations sur le capital sont :

- la société Compagnie Electrique de Bretagne, constituée en 2012 afin de porter le projet de développement d'un cycle combiné au gaz naturel en Bretagne et détenue à 60%,
- les sociétés OSSAU et SOPHYE Lacmort, constituées en 2011 afin de participer au renouvellement des concessions hydrauliques et détenues à 50%,
- ainsi que la société Direct Energie EBM entreprises, constituée en 2010 et détenue à 50%.

## 20.7 Gestion du capital

L'objectif principal de Direct Energie en termes de gestion de sa structure financière est d'optimiser la rentabilité du capital investi par ses actionnaires en fonction des risques encourus et de la maîtrise des moyens financiers nécessaires à son développement à court et moyen terme.

Le Groupe apprécie la pertinence de ses projets d'acquisition ou d'investissement sur la base de leur intérêt stratégique mais également de leur profil financier, et organise leur financement en tenant compte de paramètre de rentabilité et des éventuelles opportunités ou contraintes existant sur les marchés de la dette et des capitaux.

Direct Energie n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum, excepté les exigences légales.

## Note 21. PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Options de souscription d'action	(389)	1 343
Actions gratuites	(1 102)	49
Bons de souscription de parts de créateur d'entreprise	-	-
<b>Charges liées aux paiements fondés sur des actions</b>	<b>(1 491)</b>	<b>1 393</b>

## 21.1 Options de souscription d'actions

### 21.1.1 Evolution des plans de souscription d'actions

Les caractéristiques des différents plans ouverts par le Groupe et les mouvements sur la période sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	Plans historiques Direct Energie avant fusion			Plans Poweo avant fusion				DE
	12/11/2008	23/11/2009	06/04/2012	20/07/2007	18/07/2008	21/08/2009	05/11/2009	20/12/2012
Date d'attribution	12/11/2008	23/11/2009	06/04/2012	14/09/2007	18/07/2008	21/08/2009	05/11/2009	20/12/2012
Date de libération	12/11/2010	23/11/2011	06/04/2016	20/07/2011	17/07/2012	N/A	05/11/2013	20/12/2015
Date d'expiration	12/11/2013	23/11/2014	06/04/2019	19/07/2017	17/07/2018	11/07/2013	05/11/2016	20/12/2019
Prix d'exercice	12,83	14,97	7,48	37,87	26,76	29,00	23,00	4,77
Nombre d'option initial	261 906	243 199	897 965	88 850	175 000	300 000	153 197	511 000
<b>Options en circulation au 31/12/2012</b>	<b>56 123</b>	<b>126 277</b>	<b>517 640</b>	<b>34 700</b>	<b>88 000</b>	<b>300 000</b>	<b>49 000</b>	<b>511 000</b>
<i>Dont options exerçables</i>	<i>56 123</i>	<i>126 277</i>	<i>-</i>	<i>34 700</i>	<i>88 000</i>	<i>300 000</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Options attribuées	-	-	-	-	-	-	-	-
Options annulées	-	(9 352)	-	-	-	-	-	(17 700)
Options exercées	-	-	-	-	-	-	-	-
Options expirées	(56 123)	-	-	-	-	(300 000)	-	-
Autres mouvements	-	-	-	24 500	38 000	-	9 500	-
<b>Options en circulation au 31/12/2013</b>	<b>-</b>	<b>116 925</b>	<b>517 640</b>	<b>59 200</b>	<b>126 000</b>	<b>-</b>	<b>58 500</b>	<b>493 300</b>
<i>Dont options exerçables</i>	<i>-</i>	<i>116 925</i>	<i>-</i>	<i>59 200</i>	<i>126 000</i>	<i>-</i>	<i>58 500</i>	<i>-</i>

### 21.1.2 Juste valeur des plans d'options de souscription d'action

La valorisation des plans d'options de souscription d'action est basée sur le modèle de Black & Scholes. Les hypothèses utilisées pour l'évaluation de la juste valeur unitaire des options sont détaillées ci-après.

	Plans historiques Direct Energie		Plans historiques Poweo			DE
	23/11/2009	06/04/2012	20/07/2007	18/07/2008	05/11/2009	20/12/2012
Cours de valorisation	5,85*	3,08**	2,46***	2,46***	2,46***	3,01**
Prix d'exercice	14,97	7,48	37,87	26,76	23,00	4,77
Durée de vie attendue	1 an	6 ans	4 ans	5 ans	3 ans	6 ans
Volatilité	60,85%	60,85%	60,85%	60,85%	60,85%	60,85%
Taux sans risque	0,61%	1,58%	1,31%	1,50%	1,12%	0,47%
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-
<b>Juste valeur unitaire</b>	<b>0,12</b>	<b>0,95</b>	<b>0,10</b>	<b>0,25</b>	<b>0,14</b>	<b>1,47</b>

\* Cours à la date de clôture

\*\* Cours à la date d'attribution

\*\*\* Cours à la date de réalisation de la fusion entre Direct Energie et Poweo

Les plans du 12 novembre 2008 et du 23 novembre 2009 permettent une monétisation de l'avantage acquis et sont donc traités en tant que transaction réglées en trésorerie, conformément aux dispositions de la norme IFRS 2. La juste valeur de ces plans est donc évaluée à chaque clôture.

Les plans datés du 6 avril 2012 et du 20 décembre 2012 ne présentent pas cette caractéristique et sont donc traités en tant que transaction réglées en instruments de capitaux propres. La juste valeur a été déterminée à la date d'attribution des options.

Conformément aux dispositions des normes IFRS 2 et IFRS 3, les plans d'options de souscription d'action du 20 juillet 2007, du 18 juillet 2008, du 21 août 2009 et du 5 novembre 2009 de Poweo repris sans modification suite à la fusion doivent être évalués à leur juste valeur à la date de réalisation de la fusion, soit le 11 juillet 2012.

### 21.1.3 Impacts sur le résultat de l'exercice

La charge comptabilisée au cours de la période relative aux plans d'options de souscription d'action est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	2013	2012
Plan du 01/10/2007	-	702
Plan du 23/11/2007	-	262
Plan du 22/01/2008	-	83
Plan du 12/11/2008	(0)	218
Plan du 23/11/2009	6	200
Plan du 06/04/2012	122	(90)
Plan du 20/07/2007	2	(4)
Plan du 18/07/2008	8	(24)
Plan du 21/08/2009	(0)	(0)
Plan du 05/11/2009	2	(4)
Plan du 20/12/2012	249	-
<b>Charges options de souscription d'action</b>	<b>389</b>	<b>1 343</b>

### 21.2 Bons de souscription de parts de créateurs d'entreprise

L'ensemble des plans de bons de souscription de parts de créateurs d'entreprises accordés par le Groupe à certains salariés sont arrivés à échéance au cours de l'exercice 2013.

#### 21.2.1 Evolution des plans de bons de souscription de parts de créateurs d'entreprise

Les caractéristiques des différents plans ouverts par le Groupe et les mouvements sur la période sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	21/06/2005	09/09/2005	22/01/2008
Date d'attribution	21/06/2005	09/09/2005	05/12/2005
Date de libération	27/02/2008	09/05/2007	05/12/2008
Date d'expiration	27/06/2013	09/09/2013	05/12/2013
Prix d'exercice ajusté	0,79	2,34	2,34
Nombre d'option initial ajusté	70 154	168 368	439 629
<b>Bons en circulation au 31/12/2012</b>	<b>4 116</b>	<b>4 958</b>	<b>185 954</b>
<i>Dont bons exerçables</i>	<i>4 116</i>	<i>4 958</i>	<i>185 954</i>
Bons attribués	-	-	-
Bons annulés	-	-	-
Bons exercés	(4 116)	(4 958)	(185 954)
Bons expirés	-	-	-
<b>Bons en circulation au 31/12/2013</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<i>Dont Bons exerçables</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

### 21.3 Plans d'attribution d'actions gratuites

Le 20 décembre 2012, le conseil d'administration du Groupe a validé l'attribution du plan d'attribution d'actions gratuites suivant :

	20/12/2012
Date d'attribution	20/12/2012
Date de libération	20/12/2014
Durée de vie initiale	2 ans
Durée de vie résiduelle	1 an
Prix d'exercice	N/A
Nombre d'actions initial	711 000

La juste valeur unitaire des actions attribuées est la suivante :

	20/12/2012
Cours de valorisation (en €)	3,01*
Distribution de dividendes	-
Juste valeur unitaire au 31/12/2013 (en €)	3,01
Charge 2012 (en K€)	-
Charge 2013 (en K€)	(1 102)

\* Cours à la date d'attribution

## Note 22. PROVISIONS

### 22.1 Variation des provisions

En milliers d'euros	31/12/2012	Dotations	Utilisations	Reprises	Désactualisation	Var. Périmètre	31/12/2013
Provisions pour avantages au personnel	425	132	-	-	7	-	564
Provisions pour risques et charges	8 760	6 041	(6 513)	(3 210)	-	-	5 077
<b>Provisions</b>	<b>9 184</b>	<b>6 173</b>	<b>(6 513)</b>	<b>(3 210)</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>5 641</b>

Les flux de dotations, utilisations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En milliers d'euros	Dotations nettes
Charges de personnel	132
Autres produits et charges opérationnels	(3 682)
Autres produits et charges financiers	7
<b>Total</b>	<b>(3 543)</b>

### 22.2 Provisions pour avantages au personnel

Les principales hypothèses utilisées pour déterminer l'engagement existant au 31 décembre 2013 sont les suivantes :

- taux d'actualisation de 3,17 % (inflation incluse) ;
- taux d'inflation de 2 % ;
- départ à la retraite à l'initiative du salarié ;
- taux de mobilité du personnel variable selon l'âge ;
- Table de mortalité INSEE TD 2009-2011.

Au 31 décembre 2013, les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 61 milliers d'euros. Aucun écart actuariel n'a été comptabilisé en capitaux propres au titre de l'exercice.

### 22.3 Provisions pour risques et charges

Les provisions constituées au 31 décembre 2013 sont liées principalement à :

- des litiges en cours pour 2 189 milliers d'euros (2 233 milliers d'euros au 31 décembre 2012) ;
- des départs prévus de salariés pour 7 milliers d'euros (322 milliers d'euros au 31 décembre 2012) ;
- l'estimation des obligations du Groupe en termes de certificats d'économie d'énergie et de garanties d'origines relatifs à la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 pour 1 433 milliers d'euros. Cette provision a été enregistrée conformément au règlement de l'ANC 2012-04 que la Société a choisi d'appliquer par anticipation selon les modalités permises par ce texte (3 955 milliers d'euros au 31 décembre 2012) ;
- Des risques divers pour 1 448 milliers d'euros (2 042 milliers d'euros en 2012) dont un risque fiscal de 203 milliers d'euros faisant suite à une vérification opérée sur les exercices 2010 et 2011 de l'entité Poweo.

### 22.4 Part courante et non courante des provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se détaille comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages au personnel	-	564	564	-	425	425
Provisions pour risques et charges	5 077	-	5 077	8 760	-	8 760
<b>Provisions</b>	<b>5 077</b>	<b>564</b>	<b>5 641</b>	<b>8 760</b>	<b>425</b>	<b>9 184</b>

## Note 23. CONTRATS DE LOCATIONS-FINANCEMENT

La valeur nette comptable des immobilisations en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations en fonction de leur nature. Les contrats de location-financement du Groupe résultent d'une cession bail de ses systèmes d'information intégrés de gestion et de crédit-bail sur matériel de bureau et informatique.

Les contrats de location-financement ont une durée allant de 3 à 5 ans et prévoient la reprise de la propriété des biens par le Groupe à l'issue de la période de financement.

Le détail des paiements minimaux futurs au titre de ces contrats se présentent de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Total</b>	<b>Échéances</b>		
	<b>31/12/2013</b>	<b>&lt; à 1 an</b>	<b>1an à 5 ans</b>	<b>&gt; 5 ans</b>
Paiements minimaux	<b>149</b>	56	94	-
Charges financières	<b>(28)</b>	(11)	(17)	-
<b>Valeur actualisée des paiements minimaux</b>	<b>121</b>	<b>45</b>	<b>77</b>	-

## Note 24. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2012
Dettes fournisseurs	52 422	57 736
Factures non parvenues	51 747	45 824
<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>104 169</b>	<b>103 560</b>

## Note 25. AUTRES PASSIFS COURANTS

Les éléments constitutifs des autres passifs courants sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2012
Dettes sociales et fiscales	67 577	78 603
Produits constatés d'avance	7 305	7 307
Autres dettes	19 890	19 410
<b>Autres passifs courants</b>	<b>94 773</b>	<b>105 320</b>

Les autres dettes sont essentiellement composées de l'excédent net perçu par le Groupe dans le cadre du mécanisme de compensation TARTAM, lequel est en cours de régularisation.

Les produits constatés d'avance résultent principalement du contrat de prestation de service avec ERDF.

## Note 26. ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Les clients et comptes rattachés, la trésorerie et équivalent de trésorerie ainsi que les fournisseurs et comptes rattachés entrent dans le champ d'application de la norme IAS39 et sont présentés dans ces tableaux mais apparaissent sur des lignes distinctes de l'état de situation financière.



## 26.1 Actifs financiers hors instruments financiers dérivés

### 26.1.1 Actifs financiers par catégories

Les différentes catégories d'actifs financiers hors instruments financiers dérivés réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

En milliers d'euros	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	661	661	-	932	932
Prêts et créances au coût amorti (hors clients)	5 404	4 256	9 659	4 457	3 230	7 688
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	-	848	848	5	854	860
<b>Autres actifs financiers</b>	<b>5 404</b>	<b>5 764</b>	<b>11 168</b>	<b>4 463</b>	<b>5 017</b>	<b>9 480</b>
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>126 255</b>	<b>-</b>	<b>126 255</b>	<b>124 868</b>	<b>-</b>	<b>124 868</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>30 428</b>	<b>-</b>	<b>30 428</b>	<b>58 271</b>	<b>-</b>	<b>58 271</b>
<b>Actifs financiers</b>	<b>162 086</b>	<b>5 764</b>	<b>167 850</b>	<b>187 602</b>	<b>5 017</b>	<b>192 619</b>

### 26.1.2 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs disponibles à la vente du Groupe sont principalement composés de titres de participation dans des sociétés non consolidées pour 661 milliers d'euros. La variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente s'analyse comme suit :

En milliers d'euros	Juste valeur
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>2 079</b>
Acquisitions	209
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	(371)
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(985)
Variation de périmètre	-
Autres	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>932</b>
Acquisitions	-
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	-
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(271)
Variation de périmètre	-
Autres	-
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>661</b>

Sur l'exercice, l'examen de la valeur des différents titres disponibles à la vente a amené le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 271 milliers d'euros. Cette perte de valeur est enregistrée sur la ligne « Pertes de valeur sur actifs non courants » au compte de résultat.

En 2012, le Groupe avait renforcé sa participation dans les sociétés Weole et Ijenko et cédé sa participation résiduelle dans la société Pyrénées Hydro.

### 26.1.3 Prêts et créances au coût amorti (hors clients)

Le détail des prêts et créances au coût amorti se présente ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Dépôts de garantie	5 404	4 019	9 423	4 457	2 942	7 399
Prêts aux sociétés non intégrées	-	-	-	-	-	-
Autres prêts et créances	-	236	236	-	288	288
<b>Prêts et créances au coût amorti</b>	<b>5 404</b>	<b>4 256</b>	<b>9 659</b>	<b>4 457</b>	<b>3 230</b>	<b>7 688</b>

Les dépôts de garantie concernent principalement des dépôts de marges effectués en trésorerie auprès de certaines contreparties sur le négoce d'énergie pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie.

Aucune perte de valeur n'était comprise dans les montants des prêts et créances au coût amorti au 31 décembre 2012 et le Groupe n'a constaté aucune perte de valeur sur les prêts et créances au coût amorti au 31 décembre 2013. La valeur nette comptable des prêts et créances au coût amorti constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

Les produits d'intérêts comptabilisés en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat en 2013 s'élèvent à 119 milliers d'euros contre 196 milliers d'euros en 2012.

#### 26.1.4 Actifs financiers à la juste valeur par résultat

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers de trading	-	848	848	-	854	854
Actifs financiers sur option	-	-	-	5	-	5
<b>Actifs financiers à la juste valeur par résultat</b>	<b>-</b>	<b>848</b>	<b>848</b>	<b>5</b>	<b>854</b>	<b>860</b>

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat correspondent essentiellement à des valeurs mobilières de placement nanties dans le cadre d'opérations de marchés ou de contrat d'approvisionnement et d'appels de marge.

#### 26.1.5 Clients et comptes rattachés

Les dépréciations et pertes de valeurs comprises dans les clients et comptes rattachés s'élèvent à 18 737 milliers d'euros au 31 décembre 2013 (contre 18 521 milliers d'euros au 31 décembre 2012). La valeur comptable de ces actifs financiers est une évaluation appropriée de leur juste valeur. Les clients et comptes rattachés ainsi que les dépréciations afférentes sont présentés dans la note 17 « Clients et comptes rattachés ».

#### 26.1.6 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élèvent à 30 428 milliers d'euros au 31 décembre 2013 contre 58 271 milliers d'euros au 31 décembre 2012. Le résultat enregistré sur la trésorerie et les équivalents de

trésorerie en 2013 s'élève à 460 milliers d'euros et est enregistré en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat.

## 26.2 Passifs financiers hors instruments financiers dérivés

### 26.2.1 Passifs financiers par catégorie

Les différentes catégories de passifs financiers réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Passifs financiers évalués au coût amorti	2 679	324	3 003	49 163	127	49 290
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-
<b>Autres passifs financiers</b>	<b>2 679</b>	<b>324</b>	<b>3 003</b>	<b>49 163</b>	<b>127</b>	<b>49 290</b>
Fournisseurs et comptes rattachés	104 169	-	104 169	103 560	-	103 560
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	-	-	-	-
<b>Passifs financiers</b>	<b>106 847</b>	<b>324</b>	<b>107 171</b>	<b>152 723</b>	<b>127</b>	<b>152 851</b>

### 26.2.2 Passifs financiers évalués au coût amorti (hors fournisseurs)

Le détail des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	-	-	-	-	-	-
Emprunts sur location-financement	47	74	121	749	28	778
Tirages sur facilités de crédit	46	-	46	46	46	91
Dépôts de garantie	417	-	417	397	-	397
Autres emprunts et dettes assimilées	2 169	250	2 419	47 971	53	48 024
<b>Passifs financiers évalués au coût amorti</b>	<b>2 679</b>	<b>324</b>	<b>3 003</b>	<b>49 163</b>	<b>127</b>	<b>49 290</b>

En 2012, les autres emprunts et dettes assimilées étaient principalement composés du solde à verser au groupe Verbund concernant l'acquisition de la participation dans la société Poweo dont l'échéance était fixée au 1er juillet 2013 pour un montant de 18 millions d'euros et d'avances en comptes courants auprès d'actionnaires de référence du Groupe pour un montant total de 31 millions d'euros. Ces dettes ont été remboursées au cours du second semestre 2013.

Les charges d'intérêts relatives aux dettes financières s'élèvent à 2 107 milliers d'euros en 2013 (contre 4 287 milliers d'euros en 2012) et sont comptabilisées au compte de résultat en « Coût de l'endettement financier net ».

La juste valeur des passifs financiers évalués au coût amorti s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013		31/12/2012	
	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable
Passifs financiers évalués au coût amorti	3 045	3 003	51 720	49 290

L'échéancier des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013				31/12/2012			
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	-	-	-	-	-	-	-	-
Emprunts sur location-financement	47	74	-	121	749	28	-	778
Tirages sur facilités de crédit	46	-	-	46	46	46	-	91
Dépôts de garantie	417	-	-	417	397	-	-	397
Autres emprunts et dettes assimilées	2 169	250	-	2 419	47 971	53	-	48 024
<b>Passifs financiers évalués au coût amorti</b>	<b>2 679</b>	<b>324</b>	<b>-</b>	<b>3 003</b>	<b>49 163</b>	<b>127</b>	<b>-</b>	<b>49 290</b>

### 26.2.3 Fournisseurs et comptes rattachés

Les fournisseurs et comptes rattachés sont présentés dans la note 24 « Fournisseurs et comptes rattachés ». La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

## 26.3 Endettement financier net

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<b>Dettes financières</b>	<b>2 679</b>	<b>324</b>	<b>3 003</b>	<b>49 163</b>	<b>127</b>	<b>49 290</b>
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	-	848	848	5	854	860
Trésorerie et équivalents de trésorerie	30 428	-	30 428	58 271	-	58 271
<b>Trésorerie active</b>	<b>30 428</b>	<b>848</b>	<b>31 275</b>	<b>58 276</b>	<b>854</b>	<b>59 131</b>
<b>Endettement financier net</b>	<b>(27 749)</b>	<b>(523)</b>	<b>(28 272)</b>	<b>(9 113)</b>	<b>(727)</b>	<b>(9 840)</b>

La variation de l'endettement financier net s'explique par la trésorerie dégagée par l'activité du Groupe sur l'exercice. La diminution des dettes financières et de la trésorerie correspond au remboursement des avances actionnaires et au paiement du solde de l'acquisition de la participation dans Poweo tel que décrit dans la note 26.2.2 « Passifs financiers évalués au coût amorti ».

## 26.4 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture

### 26.4.1 Instruments financiers dérivés par catégories

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013			31/12/2012		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Juste valeur positive des dérivés trading	4 475	9 252	13 727	1 992	-	1 992
Juste valeur positive des dérivés couverture	2 121	368	2 489	1 296	33	1 329
<b>Juste valeur positive des dérivés</b>	<b>6 596</b>	<b>9 620</b>	<b>16 216</b>	<b>3 288</b>	<b>33</b>	<b>3 321</b>
Juste valeur négative des dérivés trading	(11 683)	(3 988)	(15 671)	(2 899)	-	(2 899)
Juste valeur négative des dérivés couverture	(4 196)	(3 848)	(8 044)	(7 950)	(2 008)	(9 957)
<b>Juste valeur négative des dérivés</b>	<b>(15 878)</b>	<b>(7 836)</b>	<b>(23 715)</b>	<b>(10 848)</b>	<b>(2 008)</b>	<b>(12 856)</b>
<b>Juste valeur nette des dérivés</b>	<b>(9 283)</b>	<b>1 784</b>	<b>(7 498)</b>	<b>(7 561)</b>	<b>(1 975)</b>	<b>(9 535)</b>

#### 26.4.2 Instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2012
Juste valeur positive des dérivés trading	13 727	1 992
Juste valeur négative des dérivés trading	(15 671)	(2 899)
<b>Juste valeur nette des dérivés trading</b>	<b>(1 944)</b>	<b>(907)</b>

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture du Groupe correspondent à des instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction.

Les variations de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture sont enregistrées au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management ».

Les échéances des montants et volumes notionnels des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont les suivantes :

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Nominaux en milliers d'euros</i>	31/12/2013					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(8 295)	(4 075)	(14)	(276 340)	(154 696)	(1 192)
Ventes fermes d'énergie	9 712	3 306	-	313 499	93 209	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés de trading</b>	<b>1 416</b>	<b>(768)</b>	<b>(14)</b>	<b>37 159</b>	<b>(61 486)</b>	<b>(1 192)</b>

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Montants en milliers d'euros</i>	31/12/2012					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(650)	(451)	(77)	(30 145)	(25 769)	(6 455)
Ventes fermes d'énergie	329	0	-	18 864	8	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés de trading</b>	<b>(321)</b>	<b>(451)</b>	<b>(77)</b>	<b>(11 281)</b>	<b>(25 761)</b>	<b>(6 455)</b>

#### 26.4.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2012
Juste valeur positive des dérivés couverture	2 489	1 329
Juste valeur négative des dérivés couverture	(8 044)	(9 957)
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture</b>	<b>(5 554)</b>	<b>(8 628)</b>

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne des dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

L'impact des variations de juste valeur comptabilisées dans les capitaux propres du Groupe est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2012
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture à l'ouverture</b>	<b>(8 628)</b>	<b>(15 116)</b>
Variations de juste valeur en capitaux propres	(3 580)	(8 665)
Variations de juste valeur en résultat - recyclage	6 654	13 672
Variations de juste valeur en résultat - inefficacité	-	-
Autres variations	-	1 481
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture à la clôture</b>	<b>(5 554)</b>	<b>(8 628)</b>

Les variations de juste valeur en capitaux propres comprennent les variations de juste valeur des dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont non échus en fin d'exercice ainsi que la juste valeur des dérivés de couverture souscrits durant l'exercice.

Les variations de juste valeur en résultat pour la part recyclage correspondent à la juste valeur des dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont échus au cours de l'exercice. L'impact total des dérivés de couverture sur le compte de résultat, c'est-à-dire y compris les dérivés souscrits et échus au cours du même exercice, est une charge de 81 786 milliers d'euros (contre une charge de 121 376 milliers d'euros en 2012).

Les couvertures de flux de trésorerie par période s'analysent comme suit :

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2013					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
<i>Nominaux en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(1 513)	(1 862)	-	(79 612)	(85 829)	-
Ventes fermes d'énergie	254	85	-	11 877	3 236	-
Achats optionnels d'énergie	(12)	-	-	(751)	-	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(1 270)</b>	<b>(1 777)</b>	<b>-</b>	<b>(68 487)</b>	<b>(82 593)</b>	<b>-</b>

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2012					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
<i>Montants en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(1 079)	(482)	-	(60 564)	(25 124)	-
Ventes fermes d'énergie	251	-	-	12 675	-	-
Achats optionnels d'énergie	(202)	(12)	-	(12 556)	(751)	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(1 031)</b>	<b>(493)</b>	<b>-</b>	<b>(60 445)</b>	<b>(25 875)</b>	<b>-</b>

## 26.5 Juste valeur des actifs et passifs financiers par niveau

### 26.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013				31/12/2012			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	661	661	-	-	932	932
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	848	-	-	848	860	-	-	860
Trésorerie et équivalents de trésorerie	30 428	-	-	30 428	58 271	-	-	58 271
Dérivés de couverture	-	2 489	-	2 489	-	1 227	103	1 329
Dérivés de trading	-	4 962	8 764	13 727	-	1 992	-	1 992
<b>Actifs financiers à la juste valeur</b>	<b>31 275</b>	<b>7 452</b>	<b>9 425</b>	<b>48 152</b>	<b>59 131</b>	<b>3 218</b>	<b>1 035</b>	<b>63 384</b>

Le Groupe a classé les justes valeurs des actifs et passifs financiers entre les niveaux 1, 2 et 3 selon les critères exposés dans la note 1.5.6.3.4 « Evaluation de la juste valeur des dérivés ».

#### Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont composés de titres non cotés dont l'évaluation est basée sur les dernières opérations de marché comparables observées et sont considérés être de niveau 3.

#### Actifs financiers à la juste valeur par résultat / trésorerie et équivalent de trésorerie

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat ainsi que la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont considérés de niveau 1 car le Groupe dispose pour ces actifs financiers de valeurs liquidatives régulières.

#### Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers présentés en niveau 2 sont évalués au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités d'énergie et reposent sur des paramètres de marché observables directement ou indirectement.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation à la juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes.

Les méthodes et les hypothèses retenues sont par nature théoriques, et une part importante de jugement intervient dans l'interprétation des données du marché. L'utilisation d'hypothèses différentes et/ou de méthodes d'évaluation différentes pourrait avoir un effet significatif sur la juste valeur estimée de ces instruments financiers. L'impact de la modification de ces hypothèses dans le cadre d'un scénario le plus défavorable et d'un scénario le plus favorable est présenté pour chaque instrument financier de niveau 3 dans la note 26.5.3 « Variation des justes valeurs de niveau 3 ».

## 26.5.2 Passifs financiers

Les passifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013				31/12/2012			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de couverture	-	7 958	85	8 044	-	7 813	2 145	9 957
Dérivés de trading	-	12 666	3 006	15 672	-	1 152	1 746	2 899
<b>Passifs financiers à la juste valeur</b>	<b>-</b>	<b>20 624</b>	<b>3 091</b>	<b>23 715</b>	<b>-</b>	<b>8 965</b>	<b>3 891</b>	<b>12 856</b>

Le classement par niveau des instruments financiers dérivés est précisé ci-dessus (note 26.5.1).

## 26.5.3 Variation des justes valeurs de niveau 3

Au 31 décembre 2013, la variation sur l'exercice de la juste valeur des actifs et passifs financiers considérés être de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	Var. par résultat	Var. par capitaux propres	Acquisitions	Cessions	Transferts	31/12/2013
Actifs financiers disponibles à la vente	932	(271)	-	-	-	-	661
Dérivés de couverture	103	-	(103)	-	-	-	-
Dérivés de trading	-	8 764	-	-	-	-	8 764
<b>Actifs financiers juste valeur niveau 3</b>	<b>1 035</b>	<b>8 493</b>	<b>(103)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9 425</b>
Dérivés de couverture	2 145	-	(2 059)	-	-	-	85
Dérivés de trading	1 746	1 260	-	-	-	-	3 006
<b>Passifs financiers juste valeur niveau 3</b>	<b>3 891</b>	<b>1 260</b>	<b>(2 059)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 091</b>

La variation par résultat des actifs financiers qualifiés de juste valeur de niveau 3 correspond principalement à la mise au marché d'un contrat d'approvisionnement long terme en gaz suite à des pratiques de règlement net en 2013. Ce contrat d'approvisionnement était exclu du champ d'application de la norme IAS 39 en 2012.

Au 31 décembre 2013, les actifs financiers de niveau 3 comprennent principalement un contrat d'approvisionnement en gaz, dont la juste valeur est calculée sur la base d'un modèle optionnel interne, basé sur les paramètres observables et estimés suivants :

- Paramètres observables sur un marché : Prix de marché forward gaz-PEG nord, prix de marché forward des produits pétroliers et du gaz TTF ;
- Paramètres estimés en interne : Volatilité du gaz, volatilité du pétrole, corrélation gaz-pétrole, spread bid-ask de marché.

La valorisation de ce contrat d'approvisionnement en gaz retenue dans les comptes s'élève à 8,8 M€ au 31 décembre 2013. En modifiant les paramètres de calcul, cette valeur pourrait varier de 0 M€ dans le cadre du scénario le plus défavorable à 20,2 M€ pour le scénario le plus favorable.

Les passifs financiers de niveau 3 comprennent principalement un contrat d'approvisionnement en électricité, dont la juste valeur est calculée sur la base d'un modèle optionnel interne, basé sur les paramètres observables et estimés suivants :

- Paramètres observables sur un marché : Prix de marché forward électricité horizon marché, prix de marché forward garanties d'origine horizon marché ;



- Paramètres estimés en interne : Prix de marché forward électricité au-delà des horizons marché, prix de marché forward garanties d'origine au-delà des horizons marché, facteurs de forme production (estimés sur des données historiques), productions par centrales, prix de marché de la capacité, pertes en ligne, indices du coût de rachat de la production ainsi que des paramètres liés à l'option d'achat.

La valorisation de ce contrat d'approvisionnement en électricité s'élève à (3,0) M€ au 31 décembre 2013. En modifiant les paramètres de calcul, cette valeur pourrait varier de (4,3) M€ dans le cadre d'un scénario défavorable de baisse de 10% des prix de marché à (1,8) M€ pour un scénario favorable de hausse de 10% des prix de marché.

## 26.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, est présenté dans le tableau ci-après :

Au 31/12/2013				
	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière *	Autres accords de compensation **	Montant net total
<i>En milliers d'euros</i>				
Juste valeur positive des dérivés	16 216	16 216	(7 621)	8 595
Juste valeur négative des dérivés	(23 715)	(23 715)	10 521	(13 193)

\* Il s'agit du montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

\*\* Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

Au 31/12/2012				
	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière *	Autres accords de compensation **	Montant net total
<i>En milliers d'euros</i>				
Juste valeur positive des dérivés	3 321	3 321	(1 902)	1 419
Juste valeur négative des dérivés	(12 856)	(12 856)	4 842	(8 014)

\* Il s'agit du montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

\*\* Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

## 26.7 Risques de marché et gestion des risques

Les principaux facteurs de risques sont les suivants :

### 26.7.1 Risque de crédit

Le Groupe est amené à effectuer des transactions (ventes ou achats) avec de nombreuses contreparties pour un montant global important.

Concernant son activité de fourniture d'électricité et de gaz, le Groupe suit au quotidien l'encours clients et constate au besoin des dépréciations sur les créances qui présenteraient un risque de recouvrement trop faible. En particulier, les provisions pour dépréciation couvrent l'intégralité du risque de perte du Groupe en cas de non recouvrement des créances clients échues à plus d'un an. Au 31 décembre 2013, cette dépréciation des comptes clients représente 18 737 milliers d'euros (contre 18 521 milliers d'euros au 31 décembre 2012).

Concernant son activité de négoce d'énergie, le groupe traite avec des contreparties de premier rang sur le marché européen. Le risque de défaillance de telles contreparties est jugé comme non significatif par le Groupe. La ventilation de la juste valeur par type de contrepartie au 31 décembre 2013 est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
Marché organisé avec chambre de compensation	(4 263)	(6 247)
Industriels de l'énergie	(3 276)	(3 530)
Banques et assimilées	40	241
<b>Juste valeur nette des dérivés à la clôture</b>	<b>(7 499)</b>	<b>(9 535)</b>

### 26.7.2 Risque de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ces contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie à travers l'utilisation d'instruments financiers dérivés.

Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive. Lors de l'évaluation des instruments dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

### 26.7.3 Risque de liquidité

Le Groupe suit quotidiennement ses disponibilités en termes de liquidités et besoins de liquidités à courts et moyens termes pour s'assurer à tout moment d'avoir des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante et les investissements pour le développement du Groupe.

Le groupe dispose de facilités de crédit court terme consenties par ses partenaires bancaires.

### 26.7.4 Risque de marché

Direct Energie conclut des contrats d'achats et de ventes fermes d'énergie sur des marchés organisés ou avec des contreparties de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent dans la gestion et l'optimisation de l'approvisionnement des clients. Ces instruments sont sensibles à la variation des prix de marché des matières premières, qui a une volatilité importante.

Le Groupe revoit hebdomadairement son portefeuille d'instruments dérivés afin de suivre plus particulièrement les risques liés au marché. L'effet sur le compte de résultat et les réserves d'instruments financiers du Groupe dans le cas d'un choc uniforme sur l'ensemble des cours à terme est présenté dans le tableau suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	Variation des prix	31/12/2013		31/12/2012	
		Résultat	Réserves	Résultat	Réserves
Achats/ventes à terme d'électricité - couverture	+5€/MWh	-	15 066	-	7 604
Achats/ventes à terme d'électricité - trading		3 058	-	288	-
<b>Sensibilité achats/ventes électricité</b>		<b>3 058</b>	<b>15 066</b>	<b>288</b>	<b>7 604</b>
Achats/ventes à terme de gaz - couverture	-10% gaz	-	-	-	-
Achats/ventes à terme de gaz - trading	+10% oil	(2 239)	-	1 756	-
<b>Sensibilité achats/ventes gaz</b>		<b>(2 239)</b>	<b>-</b>	<b>1 756</b>	<b>-</b>
<b>Sensibilité achats/ventes électricité et gaz</b>		<b>819</b>	<b>15 066</b>	<b>2 044</b>	<b>7 604</b>

## Note 27. ACTIFS CLASSES COMME DETENUS EN VUE DE LA VENTE

Aucun actif classé comme détenu à la vente n'a été constaté sur l'exercice :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-
Passifs liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-
<b>Actifs nets classés comme détenus en vue de la vente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
Résultat net des activités abandonnées	-	531

## Note 28. INFORMATIONS SECTORIELLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

### 28.1 Secteurs opérationnels

Les secteurs opérationnels retenus pour présenter l'information sectorielle ont été identifiés sur la base du reporting interne utilisé par le Conseil d'Administration du Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs et l'évaluation de leurs performances. Le Conseil d'Administration est le « principal décideur opérationnel » au sens d'IFRS 8.

Les informations sectorielles comparatives au titre de l'exercice 2013 sont présentées selon le même découpage.

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « Commerce » qui correspond à l'activité de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux ;
- « Production » qui désigne les filiales du Groupe en charge des projets de développement de centrale de production d'électricité ;
- « Autres secteurs » qui regroupe les autres participations du Groupe, notamment dans des entreprises locales de distribution.

## 28.2 Indicateurs sectoriels

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs.

<i>En milliers d'euros</i>	Au 31/12/2013				
	Commerce	Production	Autres	Eliminations	Total
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	764 325	1 632	189	(2 837)	<b>763 309</b>
<i>dont produits externes</i>	763 125	-	184	-	<b>763 309</b>
<i>dont produits inter-secteurs</i>	1 200	1 632	5	(2 837)	-
Marge Brute	112 334	-	184	-	<b>112 518</b>
EBITDA	40 201	(311)	(64)	-	<b>39 826</b>
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(26 552)	-	-	-	<b>(26 552)</b>
Pertes de valeur	(267)	-	-	-	<b>(267)</b>
Actifs sectoriels	262 403	4 002	5 180	-	<b>271 585</b>
Investissements	12 809	2 171	-	-	<b>14 980</b>
<b>Au 31/12/2012</b>					
<i>En milliers d'euros</i>	Commerce	Production	Autres	Eliminations	Total
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	590 871	93	245	(488)	<b>590 722</b>
<i>dont produits externes</i>	590 383	93	245	-	<b>590 722</b>
<i>dont produits inter-secteurs</i>	488	-	-	(488)	-
Marge Brute	102 239	93	237	-	<b>102 570</b>
EBITDA	24 313	(98)	293	-	<b>24 507</b>
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(30 863)	-	(0)	-	<b>(30 863)</b>
Pertes de valeur	(985)	297	-	-	<b>(688)</b>
Actifs sectoriels	307 614	9 591	(8 766)	-	<b>308 439</b>
Investissements	7 100	3 133	-	-	<b>10 233</b>

### 28.3 Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat opérationnel courant

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2012
<b>EBITDA</b>	<b>39 826</b>	<b>24 507</b>
(+) Amortissements	(26 552)	(30 863)
(+) Paiements fondés sur des actions	(1 491)	1 393
<b>Résultat opérationnel courant</b>	<b>11 783</b>	<b>(4 964)</b>

L'EBITDA correspond au principal indicateur suivi par le Conseil d'Administration du Groupe pour évaluer les performances des secteurs. Il correspond à un EBITDA n'intégrant pas les éléments non récurrents et non liés aux activités opérationnelles du Groupe mais intègre certaines provisions inhérentes à ces activités. En particuliers, l'EBITDA suivi par le principal décideur opérationnel n'intègre pas les produits et charges liés aux variations de périmètre mais comprend les provisions pour dépréciation des créances clients.

## Note 29. ENGAGEMENTS HORS BILAN

### 29.1 Cautions et nantissements

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	< 1 an	> 1 an et < 5 ans	> 5 ans
Garanties Bancaires sur contrats énergie forward	4 000	4 000	-	-
Garanties Bancaires sur contrats énergie long terme	37 173	37 173	-	-
Garanties Bancaires sur bail immobilier	813	-	813	-
Garanties Bancaires liées au réseau	5 913	5 913	-	-
Autres garanties bancaires	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>47 899</b>	<b>47 086</b>	<b>813</b>	<b>-</b>

Les garanties bancaires sur contrats énergie forward représentent des garanties émises envers les contreparties financières du Groupe sur les achats et reventes à terme d'électricité.

Les garanties bancaires sur contrats énergie long terme représentent des garanties émises envers les contreparties industrielles du Groupe concernant les contrats long-terme mis en place et qui couvrent principalement des garanties de paiements.

Les garanties bancaires liées au réseau correspondent aux cautions émises envers les responsables des réseaux de transport et de distribution d'énergie, pour couvrir le risque de défaut du Groupe en tant qu'acteur sur les réseaux français.

Certaines de ces garanties bancaires sont contre garanties par certains actionnaires pour un montant total de 8,5 millions d'euros au 31 décembre 2013. D'autres font l'objet de dépôts nantis par le Groupe pour un montant total de 0,8 millions d'euros au 31 décembre 2013.

### 29.2 Engagements d'achats et de ventes d'énergie dans le cadre de l'activité normale

Dans le cadre de son activité normale, le Groupe a souscrit des contrats fermes ou optionnels d'achats à terme et de vente à terme d'énergie afin d'ajuster ses approvisionnements et couvrir les consommations de ses

clients. L'analyse a conduit à exclure certains contrats du champ d'application de la norme IAS 39. Les échéances des montants et volumes notionnels de ces contrats exclus du champ d'application de la norme IAS 39 sont les suivantes :

		31/12/2013					
		Notionnels			Montants		
<i>Nominiaux en milliers d'euros</i>		< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie		(2 038)	(1 022)	-	(55 689)	(27 700)	-
Ventes fermes d'énergie		10	-	-	274	-	-
<b>Total dérivés de couverture</b>		<b>(2 028)</b>	<b>(1 022)</b>	<b>-</b>	<b>(55 414)</b>	<b>(27 700)</b>	<b>-</b>

		31/12/2012					
		Notionnels			Montants		
<i>Montants en milliers d'euros</i>		< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie		(840)	(515)	-	(23 546)	(13 836)	-
Ventes fermes d'énergie		2 322	1 208	-	62 407	31 693	-
<b>Total dérivés de couverture</b>		<b>1 482</b>	<b>693</b>	<b>-</b>	<b>38 860</b>	<b>17 857</b>	<b>-</b>

Par ailleurs, le Groupe a pris des engagements pour l'année 2014 dans le cadre de son activité de fournisseur via le mécanisme de l'Arenh.

### 29.3 Capacités de transit

Dans le cadre de son activité de fournisseur de gaz, le Groupe a pris des engagements sur des capacités de transit. Les échéances des montants concernant ces capacités de transit sont les suivantes :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	< 1 an	> 1 an et < 5 ans	> 5 ans
Engagements sur capacités de transit	107 485	8 408	33 697	65 380
<b>Total</b>	<b>107 485</b>	<b>8 408</b>	<b>33 697</b>	<b>65 380</b>

### 29.4 Contrats de location simple

Les contrats de location simples conclus par le Groupe en tant que preneur concernent essentiellement les locaux utilisés par les sociétés du Groupe.

Les paiements de locations et les revenus de sous-location comptabilisés au cours des exercices 2013 et 2012 se détaillent ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2012
Paiements minimaux	(2 308)	(3 052)
Loyers conditionnels	-	-
Revenus de sous-location	853	370
<b>Charges de la période</b>	<b>(1 455)</b>	<b>(2 681)</b>

Les paiements minimaux futurs et les revenus de sous-location à effectuer ou recevoir en vertu de contrats de location simples non résiliables et de contrats de sous-location non résiliables sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	Total	Échéances		
	31/12/2013	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Paiements minimaux futurs	(3 507)	(1 736)	(1 771)	-
Revenus de sous-location futurs	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>(3 507)</b>	<b>(1 736)</b>	<b>(1 771)</b>	<b>-</b>

## Note 30. PARTIES LIEES

<i>En milliers d'euros</i>	Périmètre de consolidation		Autres parties liées		Total	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Ventes aux parties liées	262	1 386	-	48	262	1 434
Achats aux parties liées	-	(2 108)	(1 365)	(3 568)	(1 365)	(5 676)
Créances sur les parties liées	220	119	-	27	220	145
Dettes sur les parties liées	(62)	-	-	(30 048)	(62)	(30 048)

### 30.1 Transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation

Les transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation concernent les transactions avec les entreprises associées. Elles sont principalement composées d'achats et ventes d'énergie ou de prestations de service.

### 30.2 Transactions avec les autres parties liées

Les transactions avec les autres parties liées au 31 décembre 2013 sont principalement composées de transactions avec les sociétés actionnaires de Direct Energie et notamment les intérêts sur avances en compte courant.

## Note 31. REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président directeur général et les directeurs généraux délégués.

Pour l'année 2013, la rémunération globale des dirigeants s'est élevée à 1 060 milliers d'euros à laquelle s'ajoutent 14 milliers d'euros d'avantages en nature. En 2012, la rémunération des dirigeants s'élevait à 1 325 milliers d'euros.

Aucun crédit ou avance n'a été alloué aux membres des organes d'administration en 2012 et 2013.



## Note 32. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2013	31/12/2012
Contrôle légal	690	877
Autres diligences directements liées	7	31
Autres prestations	-	-
<b>Honoraires des Commissaires aux comptes</b>	<b>697</b>	<b>908</b>

## Note 33. EVENEMENTS POST CLOTURE

Depuis le 31 décembre 2013, aucun événement significatif n'est à signaler.

## Note 34. PERIMETRE DE CONSOLIDATION

Nom de l'entité	Adresse du siège social	% d'intérêts	% de contrôle	Méthode de consolidation
Direct Energie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	Société mère
Direct Energie Génération	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Yfrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Hambrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Compagnie Electrique de Bretagne	Route du Moulin 38570 Tencin	60%	60%	IG
Direct Energie Concessions	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
OSSAU	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	50%	50%	IG
SOPHYE LACMORT	Route du Moulin 38570 Tencin	50%	50%	IG
Direct Energie Distribution	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
EBM Réseau de Distribution	26 rue du Rhône 68300 Saint Louis	20%	20%	ME
Gascogne Energies Services	62 rue de Sarron 40801 Aire sur l'Adour	20%	20%	ME
Direct Energie EBM Entreprises	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	50%	50%	IG
Direct Energie 2	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Poweo Entreprises	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Direct Energie Belgium	Avenue Louise 149/24 1050 Bruxelles	100%	100%	IG

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2013, sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Direct Energie, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

## **I. Opinion sur les comptes consolidés**

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

## **II. Justification des appréciations**

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

### **Principes et méthodes comptables suivis**

La note 1.5.6.3 de l'annexe expose les principes de comptabilisation des opérations à terme fermes et conditionnelles portant principalement sur l'énergie. Dans le cadre de notre appréciation des principes et méthodes comptables suivis par votre société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables appliquées par votre société concernant ces opérations et des informations fournies dans l'annexe.

### **Estimations comptables**

Dans le cadre de l'arrêté des comptes et comme indiqué en note 1.4 « Utilisation d'estimations et de jugements », votre société procède à des estimations concernant notamment :

- l'évaluation des provisions ;

- *le chiffre d'affaires correspondant à l'énergie en compteur ;*
- *la valorisation des instruments financiers ;*
- *l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.*

*Nous avons examiné les processus mis en place par la direction, les hypothèses retenues et les paramètres utilisés, et vérifié que ces estimations comptables font l'objet d'informations appropriées et s'appuient sur des méthodes documentées conformes aux principes décrits dans la note 1.4 de l'annexe.*

*Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.*

### **III. Vérification spécifique**

*Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion.*

*Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.*

*Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 28 mars 2014*

*Les Commissaires aux Comptes*

*DELOITTE & ASSOCIES*

*ERNST & YOUNG et Autres*

*François-Xavier Ameye*

*Philippe Diu*

### 3. COMPTES CONSOLIDES DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2012

#### COMPTE DE RESULTAT

<i>En milliers d'euros</i>	Note	2012	2011
Chiffre d'affaires hors Energy Management		590 361	362 417
Marge sur l'activité d'Energy Management		361	(5 307)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>5</b>	<b>590 722</b>	<b>357 110</b>
Coûts des ventes	6	(488 152)	(343 841)
<b>Marge brute</b>		<b>102 570</b>	<b>13 269</b>
Charges de personnel	7	(24 021)	(11 691)
Autres produits et charges opérationnels	8	(52 649)	(33 883)
Amortissements		(30 863)	(26 898)
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>		<b>(4 964)</b>	<b>(59 203)</b>
Cessions d'actifs non courants		34	(51)
Pertes de valeur sur actifs non courants		(985)	17 421
Produits et charges liés aux variations de périmètre	9	(8 405)	(2 457)
<b>Résultat Opérationnel</b>		<b>(14 319)</b>	<b>(44 290)</b>
Coût de l'endettement financier net		(3 419)	(4 219)
Autres produits et charges financiers		(92)	1 476
<b>Résultat financier</b>	<b>10</b>	<b>(3 511)</b>	<b>(2 743)</b>
Impôt sur les sociétés	11	278	214
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	15	21 560	12 139
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>		<b>4 007</b>	<b>(34 680)</b>
Résultat net des activités abandonnées	27	531	(6 043)
<b>Résultat Net</b>		<b>4 538</b>	<b>(40 723)</b>
dont Résultat net part du Groupe		4 691	(40 458)
dont Résultat net part des minoritaires		(153)	(266)
<b>Résultat par action</b>	<b>12</b>	<b>0,14</b>	<b>(1,33)</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>12</b>	<b>0,14</b>	<b>(1,33)</b>
Résultat par action des activités poursuivies	12	0,12	(1,13)
Résultat dilué par action des activités poursuivies	12	0,12	(1,13)
Résultat par action des activités abandonnées	12	0,02	(0,20)
Résultat dilué par action des activités abandonnées	12	0,02	(0,20)

Les données relatives à l'exercice 2011 correspondent aux comptes historiques de Direct Energie. Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012.

## ETAT DU RESULTAT GLOBAL

	31-déc-12			31-déc-11		
	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle
<i>En milliers d'euros</i>						
<b>Résultat net</b>	<b>4 538</b>	<b>4 691</b>	<b>(153)</b>	<b>(40 724)</b>	<b>(40 458)</b>	<b>(266)</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	7 943	7 943	-	(15 324)	(15 324)	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	69	69	-
Quote-part des entreprises associées	69	69	-	37	37	-
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>8 012</b>	<b>8 012</b>	<b>-</b>	<b>(15 218)</b>	<b>(15 218)</b>	<b>-</b>
Pertes et gains actuariels	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Résultat Global</b>	<b>12 550</b>	<b>12 704</b>	<b>(153)</b>	<b>(55 942)</b>	<b>(55 676)</b>	<b>(266)</b>

Les données relatives à l'exercice 2011 correspondent aux comptes historiques de Direct Energie. Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012.

## ETAT DE SITUATION FINANCIERE

<i>En milliers d'euros</i>	Note	31-déc-12	31-déc-11
Ecarts d'acquisitions		-	-
Autres immobilisations incorporelles	13	57 559	52 381
Immobilisations corporelles	14	13 411	12 924
Participations dans les entreprises associées	15	4 998	52 558
Instruments financiers dérivés non courants	26	33	1 584
Autres actifs financiers non courants	26	5 017	14 406
Impôts différés actifs	11	1 815	956
<b>Actifs non courants</b>		<b>82 834</b>	<b>134 809</b>
Stocks	16	14 746	9 370
Clients et comptes rattachés	17	124 868	65 166
Instruments financiers dérivés courants	26	3 288	20 492
Autres actifs financiers courants	26	4 463	7 032
Autres actifs courants	18	13 427	24 338
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19	58 271	3 788
<b>Actifs courants</b>		<b>219 061</b>	<b>130 186</b>
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	27	-	25 679
<b>TOTAL ACTIF</b>		<b>301 895</b>	<b>290 674</b>
Capitaux propres - part du groupe		19 510	(12 390)
Participations ne donnant pas le contrôle		927	275
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>20</b>	<b>20 437</b>	<b>(12 115)</b>
Provisions non courantes	22	425	226
Instruments financiers dérivés non courants	26	2 008	2 483
Autres passifs financiers non courants	26	127	20 018
Autres passifs non courants		143	-
Impôts différés passifs	10	1 104	449
<b>Passifs non courants</b>		<b>3 807</b>	<b>23 176</b>
Provisions courantes	22	8 760	1 993
Fournisseurs et comptes rattachés	24	103 560	125 393
Instruments financiers dérivés courants	26	10 848	23 643
Autres passifs financiers courants	26	49 163	67 199
Autres passifs courants	25	105 320	46 264
<b>Passifs courants</b>		<b>277 651</b>	<b>264 491</b>
Passifs liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente	27	-	15 122
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		<b>301 895</b>	<b>290 674</b>

Les données relatives à l'exercice 2011 correspondent aux comptes historiques de Direct Energie. Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012.

## ETAT DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

<i>En milliers d'euros</i>	Capital	Primes	Réserves consolidées et résultat	Variations de juste valeur	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total Capitaux propres
<b>Capitaux propres au 31/12/2010</b>	<b>9 787</b>	<b>153 989</b>	<b>(119 504)</b>	<b>139</b>	<b>(1 025)</b>	<b>43 386</b>	<b>521</b>	<b>43 907</b>
Résultat net	-	-	(40 458)	-	-	(40 458)	(266)	(40 723)
Autres éléments du résultat global	-	-	-	(15 218)	-	(15 218)	-	(15 218)
<b>Résultat global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(40 458)</b>	<b>(15 218)</b>	<b>-</b>	<b>(55 676)</b>	<b>(266)</b>	<b>(55 942)</b>
Augmentation de capital	-	-	-	-	-	-	20	20
Exercice d'options	31	230	-	-	-	261	-	261
Achats/ventes d'actions propres	-	-	-	-	(322)	(322)	-	(322)
Dividendes versés	-	-	(39)	-	-	(39)	-	(39)
<b>Capitaux propres au 31/12/2011</b>	<b>9 818</b>	<b>154 219</b>	<b>(160 001)</b>	<b>(15 079)</b>	<b>(1 347)</b>	<b>(12 390)</b>	<b>275</b>	<b>(12 115)</b>
Résultat net	-	-	4 691	-	-	4 691	(153)	4 538
Autres éléments du résultat global	-	-	-	8 012	-	8 012	-	8 012
<b>Résultat global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4 691</b>	<b>8 012</b>	<b>-</b>	<b>12 704</b>	<b>(153)</b>	<b>12 550</b>
Augmentation de capital	-	-	-	-	-	-	800	800
Exercice d'options	41	383	122	-	-	546	-	546
Achats/ventes d'actions propres	-	-	-	-	(3 065)	(3 065)	-	(3 065)
Acquisition Poweo	3 017	842	37 876	(1 455)	(18 552)	21 728	-	21 728
Conversion en actions Poweo	(8 219)	(128 979)	132 974	-	4 224	-	-	-
Autres variations de périmètre	-	-	518	(531)	-	(13)	6	(7)
Dividendes versés	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitaux propres au 31/12/2012</b>	<b>4 657</b>	<b>26 465</b>	<b>16 181</b>	<b>(9 052)</b>	<b>(18 740)</b>	<b>19 510</b>	<b>928</b>	<b>20 438</b>

Les données relatives à l'exercice 2011 correspondent aux comptes historiques de Direct Energie. Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012.



## TABLEAUX DES FLUX DE TRESORERIE

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Résultat Net Consolidé	4 538	(40 723)
Charge d'impôt différé	(278)	(214)
Résultat financier	3 511	2 743
<b>Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers</b>	<b>7 771</b>	<b>(38 194)</b>
Amortissements	30 863	26 898
Pertes de valeurs	985	(17 425)
Provisions	(191)	(3 152)
Effets de périmètre et autres résultats de cession	7 941	6 099
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	(1 393)	(8 294)
Variation des impôts différés sans impact résultat	(9)	(5 102)
Variation de juste valeur des instruments financiers	5 694	(6 954)
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	(92)	1 480
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	(21 560)	(12 139)
<b>Éléments sans effets sur la trésorerie</b>	<b>22 240</b>	<b>(18 589)</b>
Variation du besoin en fonds de roulement	(21 360)	66 464
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>8 652</b>	<b>9 680</b>
Acquisitions d'immobilisations	(10 233)	(18 785)
Cessions d'immobilisations	-	5
Variation des dépôts et cautionnements	35 552	(7 270)
Acquisition de parts de sociétés non intégrées globalement	-	(18 000)
Cessions de parts de sociétés non intégrées globalement	11 040	443
Acquisition de titres disponibles à la vente	(209)	(191)
Cession de titres disponibles à la vente	740	0
Acquisition de filiale et fusion, sous déduction de la trésorerie acquise	48 971	-
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie acquise	(2 374)	-
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>83 487</b>	<b>(43 798)</b>
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	424	261
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	800	20
Changement de part d'intérêts dans des entités contrôlées	-	-
Actions propres	(3 066)	(322)
Produits de l'émission d'emprunts	728	61 738
Remboursement d'emprunts	(33 121)	(42 086)
Intérêts financiers versés	(4 287)	(4 499)
Intérêts financiers reçus	868	276
Dividendes versés	-	(39)
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>(37 655)</b>	<b>15 349</b>
<b>Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>54 483</b>	<b>(18 768)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>3 788</b>	<b>22 556</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>58 271</b>	<b>3 788</b>

Les données relatives à l'exercice 2011 correspondent aux comptes historiques de Direct Energie. Les données 2012 comprennent les entités du périmètre ex-Direct Energie ainsi que la contribution de Poweo et de ses filiales à compter du 11 juillet 2012.

Le 11 juillet 2012, les Assemblées Générales Extraordinaires de Poweo et Direct Energie ont approuvé la fusion de Direct Energie avec Poweo. La fusion-absorption de Direct Energie par Poweo a été comptabilisée comme l'acquisition du groupe Poweo par le groupe Direct Energie tel qu'expliqué en note 4 « principales variations de périmètre ». En conséquence, les états financiers historiques du nouveau groupe Poweo Direct Energie présentés à titre de comparatif sont les états financiers consolidés du groupe Direct Energie au 31 décembre 2011.

Poweo Direct Energie (la Société) est une société anonyme de droit français, enregistrée en France. Le siège du Groupe est domicilié au 2bis rue Louis Armand à Paris 75015, France et ses titres sont cotés sur la bourse de Paris (compartiment Alternext).

Poweo Direct Energie couvre tous les métiers de la chaîne de valeur de l'énergie, intervenant sur la production d'électricité, la fourniture et la distribution d'électricité et de gaz naturel, garantissant ainsi un développement équilibré et pérenne du Groupe. Poweo Direct Energie est le premier fournisseur alternatif multi-énergie en France.

Les comptes consolidés de Poweo Direct Energie et de ses filiales (le Groupe) sont présentés en euros arrondis au millier le plus proche, sauf indication contraire.

Le Conseil d'Administration a arrêté et autorisé la publication des comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2012 en date du 3 avril 2013.

## **Note 1.** PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

---

### **1.1** Déclaration de conformité

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers du groupe Poweo Direct Energie au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et adoptées par l'Union Européenne au 31 décembre 2012. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les normes et interprétations du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'union Européenne sont disponibles sur le site : [http://ec.europa.eu/internal\\_market/accounting/ias/index\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm).

### **1.2** Evolution du référentiel comptable

Les méthodes et principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2012 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes consolidés au 31 décembre 2011, à l'exception des normes, amendements et interprétations IFRS d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2012 et qui n'avaient pas été appliqués par anticipation par le Groupe.

### **1.2.1 Normes et interprétations d'application obligatoires à partir du 1er janvier 2012**

- Les amendements « Transferts d'actif financiers » à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » qui doit permettre au lecteur des états financier de comprendre le lien entre des actifs décomptabilisés pour partie seulement et la dette au passif et évaluer la nature et les risques associés à l'implication continue de l'entité dans les actifs décomptabilisés en totalité ;
- Les amendements à IAS 12 intitulés « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents ».

Le Groupe n'a pas constaté d'impact significatif sur ses comptes consolidés du fait de la mise en œuvre des normes, interprétations et amendements de normes listés ci-avant.

### **1.2.2 Normes adoptées par l'Union Européenne dont l'application n'est pas obligatoire à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2012 et non appliqué par anticipation par le Groupe**

- Les amendements « Présentation des autres éléments du résultat global » à IAS 1 sur la distinction des éléments potentiellement reclassables en résultat de ceux qui ne le sont pas ;
- IAS 19 révisé « Avantages du personnel » éliminant notamment la méthode du corridor et l'amortissement des coûts des services passés.
- Les normes relatives à la consolidation proposant un modèle unique de consolidation axé sur la notion de contrôle, à savoir :
  - IFRS 10 « Etats financiers consolidés » ;
  - IFRS 11 « Accords conjoints » ;
  - IFRS 12 « Information à fournir sur les participations dans d'autres entités » ;
  - IAS 28 révisé « Participation dans des entreprises associées » ;
  - Les amendements à IFRS 10 « Etats financiers consolidés », IFRS 12 « Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités » et IAS 27 « Etats financiers consolidés et individuels » ;
- La norme IFRS 13 « Evaluation à la juste valeur ».

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations sur les comptes du Groupe reste en cours d'évaluation.

### **1.2.3 Textes non adoptés par l'Union Européenne et non appliqués par anticipation par le Groupe**

- La norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;

- Les amendements à IAS 32 « Instruments financiers : présentation » et IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » ;
- Les amendements « Impôts différés liés à des actifs réévalués » à IAS 12 ;
- L'interprétation IFRIC 20 « Frais de découverte engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert ».

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations sur les comptes du Groupe reste en cours d'évaluation.

### **1.3 Périmètre et méthodes de consolidation**

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles Poweo Direct Energie exerce directement ou indirectement un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe ou indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les coentreprises sont les sociétés dans lesquelles Poweo Direct Energie exerce directement ou indirectement un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence, conformément à l'option offerte par la norme IAS 31. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle d'une entreprise par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de telle manière que les décisions opérationnelles résultent de leur accord conjoint.

Les entreprises associées sont les sociétés dans lesquelles Poweo Direct Energie exerce une influence notable sur la gestion de la société sans en avoir le contrôle. Les entreprises associées sont comptabilisées par la méthode de la mise en équivalence.

L'évaluation du type de contrôle est réalisée au cas par cas et repose sur une analyse du contrôle, après prise en compte des cas de présomption précisés dans les normes IAS 27, 28 et 31.

Dans le cadre de la méthode de mise en équivalence, la participation dans une coentreprise ou dans une entreprise associée est initialement comptabilisée au coût et est ensuite ajustée pour prendre en compte les changements postérieurs à l'acquisition dans la quote-part de l'actif net détenu attribuable au Groupe. Le compte de résultat reflète la quote-part du Groupe dans les résultats de la coentreprise ou de l'entreprise associée. Quand un changement est comptabilisé directement dans les capitaux propres des coentreprises ou des entreprises associées, le Groupe comptabilise sa quote-part et fournit les informations nécessaires dans le tableau des variations des capitaux propres si cela est applicable. La quote-part dans le bénéfice net des entreprises intégrées par la méthode de mise en équivalence figure dans le compte de résultat. Il s'agit de la quote-part de profit attribuable aux actionnaires de l'entité et s'entend donc après impôts et part des intérêts minoritaires dans les filiales de cette dernière.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

La liste des entités consolidées est présentée en note 35 « Périmètre de consolidation ».

### **1.4 Utilisation d'estimations et de jugements**

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes à la date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les hypothèses au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugement sont principalement les suivantes :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation et les pertes de valeur associées aux écarts d'acquisition et aux autres actifs immobilisés ;
- l'évaluation des provisions ;
- le chiffre d'affaires correspondant à l'énergie en compteur ;
- la valorisation des instruments financiers ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

#### **1.4.1 Juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises**

Les principales hypothèses et estimations retenues pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation appliqués.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations de la direction du Groupe.

#### **1.4.2 Ecarts d'acquisition et actifs immobilisés**

Des hypothèses et estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des écarts d'acquisition et des autres actifs immobilisés, en particulier concernant les perspectives de marché nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs et les taux d'actualisation appliqués. Compte tenu de la sensibilité des tests de dépréciations effectués sur les écarts d'acquisition et les autres actifs immobilisés aux hypothèses macro-économiques et sectorielles, notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, la modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur éventuellement comptabilisées.

Le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

#### **1.4.3 Provisions**

Les paramètres utilisés pour la détermination des montants des provisions sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées. Toutefois, il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

#### **1.4.4 Chiffre d'affaires relatif à l'énergie livrée non relevée non facturée**

Le Groupe reconnaît à la clôture une quote-part de chiffre d'affaires relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, tel qu'indiqué en note 1.5.7. Pour la détermination des quantités d'énergie livrée, le Groupe est amené à estimer, pour les clients dits profilés, ces quantités dans la mesure où les relevés réels des compteurs de ces clients n'interviennent que 2 fois par an. A la réception des relevés, le Groupe ajuste la facturation de chaque client soit une fois par an pour les clients annualisés (1 seule facture par an), soit à chaque relève pour les clients en facturation périodique. L'estimation de la consommation des clients entre chaque relève est effectuée par le Groupe à l'aide de systèmes d'information spécifiques développés par le Groupe. Ces systèmes d'information s'appuient notamment sur les estimations reçues des réseaux de transport et de distribution, les profils de consommation des clients du Groupe et les informations exogènes comme les températures réalisées.

#### **1.4.5 Instruments financiers**

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrat d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

#### **1.4.6 Déficit fiscal reportable activé**

Des actifs d'impôt différés sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. L'utilisation d'estimation et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

### **1.5 Résumé des principales méthodes comptables**

#### **1.5.1 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés**

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique, à l'exception des actifs et passifs dont les normes IFRS requièrent la comptabilisation à la juste valeur.

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges opérationnelles » peut comprendre des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant et sont détaillées le cas échéant.

### **1.5.2 Regroupements d'entreprises**

Les regroupements d'entreprises intervenus depuis le 1er janvier 2010 sont évalués et comptabilisés conformément aux dispositions de la méthode d'acquisition de la norme IFRS 3 révisée.

A la date d'acquisition, les actifs et passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise sont comptabilisés séparément de l'écart d'acquisition. Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle.

Selon l'option offerte par la norme IFRS 3 révisée, les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à leur juste valeur, soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

Concernant le traitement comptable des opérations d'acquisition ou de cession de participations ne donnant pas le contrôle dans des entités déjà contrôlées, le Groupe les comptabilise, conformément à IAS 27 amendée comme des transactions entre actionnaires directement en capitaux propres.

En cas de prise de contrôle par étape, le prix d'acquisition inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par le Groupe.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charge des périodes au cours desquelles ils sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui sont comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

### **1.5.3 Actifs immobilisés**

#### **1.5.3.1 Ecarts d'acquisition**

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs repris identifiables de l'entité acquise. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat. Les justes valeurs des actifs et passifs repris identifiables et la détermination de l'écart d'acquisition sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de filiales sont présentés dans les actifs non courants au bilan. Ces écarts d'acquisition ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.5.3.4. Les pertes relatives aux écarts d'acquisition sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat. Après

leur comptabilisation initiale, les écarts d'acquisitions sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

Lors de la cession de tout ou partie d'une entité du Groupe, la quote-part de l'écart d'acquisition attribuable à la cession est incluse dans le calcul du résultat de cession.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de coentreprise ou d'entreprise associée sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Ces écarts d'acquisition ne sont pas amortis et ne font pas l'objet de test de dépréciation distinct. Les pertes relatives aux écarts d'acquisition provenant de l'acquisition de coentreprise ou d'entreprise associée sont comptabilisées dans la quote-part de résultat net des sociétés mise en équivalence.

### **1.5.3.2 Autres actifs incorporels**

#### **1.5.3.2.1 Frais de recherche et développement**

Les frais de recherche et développement sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les dépenses de développement engagées sur la base d'un projet individuel sont comptabilisées en actif lorsque le Groupe peut démontrer :

- La faisabilité technique de l'immobilisation en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- Son intention d'achever cet actif et sa capacité à l'utiliser ou à la vendre ;
- Le fait que cet actif générera des avantages économiques futurs ;
- L'existence de ressources disponibles pour achever le développement de l'actif ; et
- Sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses engagées au titre du projet de développement.

Après leur comptabilisation initiale en qualité d'actif, les dépenses de développement sont évaluées en utilisant le modèle du coût, c'est-à-dire au coût diminué du cumul des amortissements et pertes de valeur. L'amortissement de l'actif commence lorsque le développement est achevé et que l'actif est prêt à être mis en service. Il est amorti linéairement sur la période au cours de laquelle sont attendus les avantages économiques liés au projet.

#### **1.5.3.2.2 Autres immobilisations incorporelles**

Les immobilisations incorporelles sont principalement composées des coûts d'acquisition clients, de logiciels, de concessions et brevets et de droits similaires.

Concernant les coûts d'acquisition des clients, ils correspondent aux dépenses encourues par le Groupe et directement affectables à des contrats signés avec des clients. Ces dépenses sont principalement constituées des commissions versées aux prestataires de vente et des frais de traitement de dossier lors de l'activation. Dès lors que le Groupe estime que ces contrats clients généreront des avantages économiques futurs pour la société, ces dépenses sont enregistrées en immobilisations incorporelles et amorties à partir du moment où ces contrats sont actifs (date de bascule).

Les immobilisations incorporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition et sont amorties linéairement sur leur durée d'utilisation estimée. Cette durée s'établit à 4 ans pour les coûts d'acquisitions clients et entre 3 et 5 ans pour les autres immobilisations incorporelles à durée de vie finie.



### 1.5.3.3 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement constituées des biens de productions d'énergie et des installations techniques liées ainsi que des aménagements des locaux, du matériel informatique et du mobilier de bureau.

En application de la norme IAS 16 « Immobilisations corporelles », elles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition, de production ou d'entrée dans le Groupe, sous déduction des amortissements cumulés et des pertes de valeur constatées. Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les immobilisations corporelles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique. Les durées d'utilité sont en général les suivantes pour les principales catégories :

- Constructions	Linéaire 15 à 40 ans
- Installations techniques	Linéaire 5 à 20 ans
- Installations générales, aménagements divers	Linéaire 3 à 10 ans
- Matériel informatique	Linéaire 3 ans
- Mobilier de bureau	Linéaire 4 ans

### 1.5.3.4 Perte de valeur des actifs immobilisés

Conformément à la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs », à chaque clôture, Le Groupe apprécie s'il existe des indices de perte de valeur des actifs immobilisés. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des unités génératrices de trésorerie (UGT) ou groupe d'UGT intégrant un écart d'acquisition ou des immobilisations incorporelles non amortissable.

Dans le cas où le montant recouvrable des éléments testés est inférieur à leur valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. Dans le cas d'UGT testées comprenant un écart d'acquisition, les pertes de valeurs reconnues sont imputées prioritairement sur les écarts d'acquisitions. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne la modification de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeurs des immobilisations incorporelles et corporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Les pertes de valeurs relatives à des écarts d'acquisition sont irréversibles.

La valeur recouvrable utilisée pour effectuer les tests de dépréciation correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie si celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale.

Les taux d'actualisation utilisés sont déterminés en fonction des spécificités des UGT faisant l'objet du test et les valeurs terminales sont cohérentes avec les données de marché disponibles.

#### **1.5.4 Contrats de location**

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location.

Chaque contrats de location fait l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit d'un contrat de location-financement ou bien d'un contrat de location simple.

##### **1.5.4.1 Contrats de location-financement**

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur. Tous les contrats de location qui ne répondent pas à la définition de contrat de location-financement sont classés en tant que contrat de location simple.

Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- Le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- Le total des paiements futurs actualisés rapportés à la juste valeur de l'actif financé ;
- L'existence d'une option de transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- L'existence d'une option d'achat favorable ;
- La nature spécifique de l'actif loué.

Lors de la comptabilisation initiale, au début de la période de location, les actifs utilisés dans le cadre de contrat de location-financement sont comptabilisés dans la catégorie d'immobilisation adéquate avec pour contrepartie une dette financière. L'immobilisation est inscrite pour la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements futurs au titre du contrat. Les immobilisations ainsi comptabilisées sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée des contrats de location correspondants.

##### **1.5.4.2 Contrats de location simple**

Les paiements réalisés au titre des contrats de location simples sont comptabilisés en charges sur une base linéaire jusqu'à l'échéance du contrat.

#### **1.5.5 Stocks**

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour la réalisation de la vente.

Une perte de valeur est comptabilisée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût du stock.

### **1.5.6 Actifs et passifs financiers**

Les actifs et passifs financiers sont comptabilisés et évalués conformément aux normes IAS 32 et IAS 39.

#### **1.5.6.1 Actifs financiers**

Les actifs financiers du Groupe comprennent les catégories suivantes :

- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les prêts et créances au coût amorti y compris les clients et comptes rattachés ;
- les actifs financiers à la juste valeur par résultat ;
- la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les actifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre actifs non courants et actifs courants.

##### **1.5.6.1.1 Actifs financiers disponibles à la vente**

Cette catégorie comprend principalement des titres de participation du Groupe dans des sociétés non consolidées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement à leur coût d'acquisition majoré des coûts de transaction. Après leur comptabilisation initiale, la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente est évaluée soit sur la base du cours de bourse pour les titres de sociétés cotés soit à partir de modèle d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché. Les variations de juste valeur sont comptabilisées en autre éléments du résultat global sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût historique est jugée suffisamment significative et prolongée pour impliquer une éventuelle perte de valeur. Dans ce cas, une perte de valeur est comptabilisée dans le compte de résultat sur la ligne « pertes de valeur sur actifs non courants ».

##### **1.5.6.1.2 Prêts et créances au coût amorti**

La catégorie des prêts et créances au coût amorti comprend principalement des dépôts de garantie effectués par le Groupe dans le cadre de ses activités de marché, des prêts accordés à des sociétés non consolidées et les créances clients et comptes rattachés.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. Concernant les créances clients et comptes rattachés, leur juste valeur correspond dans la plupart des cas à leur valeur nominale. A chaque clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode du taux d'intérêt effectif. Le cas échéant, une perte de valeur est comptabilisée en fonction du risque de non recouvrement.

##### **1.5.6.1.3 Actifs financiers à la juste valeur par résultat**

Les actifs financiers à la juste valeur par le biais du compte de résultat correspondent à des actifs détenus à des fins de transaction et des placements courts termes qui ne satisfont pas aux critères de classification en trésorerie et équivalent de trésorerie tel que décrit dans la note 1.5.8 « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Ces actifs financiers répondent aux critères de qualification ou de désignation de la norme IAS 39.

Ces éléments sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. A chaque arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée sur la base de prix du marché pour les éléments négociés activement sur des marchés financiers. Concernant les autres éléments

pour lesquels il n'existe pas de marché actif, la juste valeur est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation (utilisation de transactions récentes dans des conditions de concurrence normale, référence à la valeur de marché actuelle d'autres instruments quasiment identiques, analyse des flux de trésorerie actualisés).

Les variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Coût de l'endettement financier net ».

### **1.5.6.2 Passifs financiers**

Les passifs financiers du Groupe comprennent les catégories suivantes :

- les passifs financiers évalués au coût amorti comprenant les dettes financières et assimilées ainsi que les fournisseurs et comptes rattachés ;
- la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et passifs courants en fonction des échéances de chaque passif. En particulier, Les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois, les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés, les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture dont le sous-jacent est classé en courant et les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont classés dans les passifs financiers courants.

#### **1.5.6.2.1 Passifs financiers évalués au coût amorti**

Les dettes financières et les dettes d'exploitation sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti.

Elles sont initialement enregistrées à la juste valeur, diminuée des coûts de transaction directement imputables. Postérieurement à la comptabilisation initiale, les emprunts portant intérêts sont évalués au coût amorti, en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les intérêts ainsi calculés sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier net ».

### **1.5.6.3 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture**

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés principalement pour gérer et réduire son exposition au risque de marché provenant des variations des prix des matières premières sur les marchés du gaz et de l'électricité.

#### **1.5.6.3.1 Instruments exclus du champ d'application de la norme IAS 39**

Les contrats d'achats ou de vente à terme et les options d'achats à terme d'électricité et de gaz utilisés par la Groupe entrent normalement dans le champ d'application de la norme IAS 39 et doivent suivre les règles de comptabilisation des instruments financiers dérivés.

Cependant, le Groupe conduit des analyses pour chaque contrat visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites « normales ». Cette analyse consiste notamment à démontrer que le contrat est mis en place et continue à être détenu afin de donner lieu à un achat ou une vente avec livraison physique, pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe dans le cadre de son exploitation.

Il convient aussi de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrat de même nature, que le contrat n'a pas été négocié dans le cadre d'arbitrage de nature financière et qu'il ne soit pas assimilable à une vente d'options.

Seuls les contrats respectant l'intégralité des conditions édictées par la norme IAS 39 sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39.

#### **1.5.6.3.2 Instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture**

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont des instruments financiers détenus à des fins de transaction. En tant que tels, ils sont comptabilisés en actifs ou passifs courant au sein de l'état de situation financière.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'est pas (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management ».

#### **1.5.6.3.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture**

Certains instruments financiers dérivés sont qualifiés de couverture intégrée liés à des transactions futures hautement probables (All in One Hedge). Il s'agit des contrats d'achat et de vente à terme qui permettent d'optimiser le coût d'approvisionnement des clients finaux.

Les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture sont comptabilisés dans l'état de situation financière en courant ou en non courant en fonction du classement des sous-jacent des contrats.

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture sont comptabilisées nettes d'impôts en autre éléments du résultat global pour la part efficace de la couverture et en résultat de la période pour la part inefficace. Lorsque les flux de trésorerie couverts se réalisent, les gains ou pertes accumulées en capitaux propres sont reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert.

Une documentation adéquate est mise en place dès l'origine de la couverture, incluant l'identification de l'instrument de couverture, l'élément couvert, la nature du risque couvert ainsi que la manière dont le Groupe évaluera l'efficacité de la couverture. Afin d'évaluer l'efficacité des couvertures, des tests prospectifs et rétrospectifs sont réalisés à chaque clôture.

#### **1.5.6.3.4 Evaluation de la juste valeur des dérivés**

Les instruments financiers dérivés sont systématiquement comptabilisés dans l'état de situation financière à leur juste valeur.

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation. Les contrats dérivés de matière première sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés et de modèle de valorisation d'options pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède l'horizon des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes. Ces instruments sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur sauf dans les cas où les paramètres non observables ne sont pas significatifs, auquel cas ils sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur.

#### **1.5.7 Clients et comptes rattachés**

Les créances clients et comptes rattachés comprennent les créances exigibles et les factures à établir relatives à l'énergie livrée non facturée à la clôture. Lors de leur comptabilisation initiale, les créances sont enregistrées à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. Une dépréciation est constatée pour faire face au risque de non recouvrement lorsqu'il existe des éléments objectifs indiquant que le Groupe ne sera pas en mesure de recouvrer ces créances.

Les créances irrécouvrables sont constatées en perte en fin de procédure de recouvrement ou à réception d'un certificat d'irrécouvrabilité.

#### **1.5.8 Trésorerie et équivalent de trésorerie**

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à court termes convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par la norme IAS 7.

#### **1.5.9 Capitaux propres**

Les primes liées au capital correspondent aux primes d'émission diminuées des frais d'émission de titres. Seuls les coûts externes directement attribuables aux augmentations de capital constituent des frais d'émission de titres.

Les variations de juste valeur correspondent aux variations, nettes d'impôts, de juste valeur des actifs disponibles à la vente et de certains instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture, pour la part efficace de la couverture.

#### **1.5.10 Actions propres**

Les actions propres détenues par la société mère ou par les autres membres du groupe consolidé sont comptabilisées à l'acquisition en diminution des capitaux propres et les variations de valeur ne sont pas enregistrées jusqu'à leur date de cession. Lors de leur cession, les résultats nets de cession, déterminés par

différence entre le coût d'acquisition et la juste valeur au jour de la cession, sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

### **1.5.11 Avantages du personnel**

#### **1.5.11.1 Paiements fondés sur des actions**

Certains employés du Groupe, y compris les dirigeants, reçoivent une rémunération prenant la forme de transactions dont le paiement est indexé sur des actions. Conformément à la norme IFRS 2, ces rémunérations constituent des charges de personnel pour le Groupe, assimilables à des compléments de rémunération, et sont distinguées entre les transactions réglées en instruments de capitaux propres et celles assimilables à des transactions réglées en trésorerie.

La juste valeur de chacune de ces transactions est comptabilisée en charge sur la durée d'acquisition des droits avec en contrepartie les capitaux propres pour les transactions réglées en instruments de capitaux propres et la constitution d'une dette vis-à-vis du personnel pour les transactions assimilables à des transactions réglées en trésorerie. Concernant les transactions assimilables à des transactions réglées en trésorerie, la dette vis-à-vis du personnel est réévaluée à chaque date de clôture jusqu'à la date de règlement, toute variation de juste valeur étant comptabilisée en résultat.

Les options de souscription d'actions et les bons de souscription de parts de créateurs d'entreprises octroyés sont évalués à leur juste valeur en utilisant un modèle de Black & Scholes. Ce modèle prend en compte les caractéristiques des plans, notamment le prix d'exercice, la durée prévue des options, la volatilité historique de l'action et le taux d'intérêt sans risque.

La juste valeur des plans d'attribution d'actions gratuites est déterminée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution.

#### **1.5.11.2 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi**

En termes d'avantages du personnel postérieurs à l'emploi, le Groupe n'est soumis qu'au versement d'indemnité de fin de carrière déterminée sur la base de la convention collective en vigueur au sein du Groupe. Ces indemnités de fin de carrière relèvent d'un régime à prestation définie. Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les avantages postérieurs à l'emploi sont celles édictées par la norme IAS 19.

La valorisation du montant de ces indemnités est effectuée sur la base d'évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel, de projection de salaires qui tiennent compte des facteurs propres au Groupe ainsi que de facteurs macro-économiques (taux d'inflation, taux d'actualisation, etc.).

En l'absence d'actif de couverture visant à financer ces régimes, les montants ainsi déterminés sont comptabilisés au passif en provisions. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions constituées sont comptabilisées en résultat financier.

Conformément à l'option offerte par la norme IAS 19, le Groupe comptabilise les écarts actuariels résultant de changements d'hypothèses et les ajustements liés à l'expérience sont comptabilisés directement en autres éléments du résultat global.

#### **1.5.12 Provisions hors avantages au personnel**

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressource sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Ces provisions sont estimées en application de la norme IAS 37 en prenant en considération les hypothèses les plus probables à la date d'arrêté des comptes.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long termes sont comptabilisées en résultat financier.

Dans le cas où aucune estimation fiable ne peut être faite de la sortie de ressource qui sera nécessaire, il existe un passif qui ne peut être comptabilisé (passif éventuel). Ce passif éventuel est alors indiqué en annexe.

#### **1.5.13 Produits des activités ordinaires**

Le chiffre d'affaires hors Energy Management est constitué essentiellement des produits issus de la vente d'électricité et de gaz, des redevances de transport et de distribution liées, des frais de collecte de certaines taxes et de prestations de services.

Le Groupe reconnaît un produit lorsque :

- l'existence du contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu ou la prestation de service est achevée ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir d'estimation de prix de vente et de données statistiques propres au Groupe se basant notamment sur les profils de consommation des clients du Groupe, d'informations extérieures telles que les températures réalisées et des données relatives au volume d'énergie affecté au Groupe par le gestionnaire de réseau.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie sont présentés en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne Marge sur l'activité d'Energy Management. Cette marge correspond au résultat réalisé et latent sur les achats et ventes d'énergie, non qualifiés d' « activité normale » ou de couverture au sens de la norme IAS 39, qui sont réalisées lors d'opérations sur un marché organisé ou de gré à gré avec d'autres opérateurs de marché.

#### **1.5.14 Impôts**

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

Conformément à la norme IAS 12, l'impôt exigible de l'exercice et des exercices précédents est comptabilisé en tant que passif dans la mesure où il n'est pas payé. Si le montant déjà payé au titre de l'exercice et des



exercices précédents excède le montant dû pour ces exercices, l'excédent est comptabilisé en tant qu'actif. Le montant de l'impôt dû au titre de l'exercice est déterminé en utilisant le taux adopté à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des instruments de couverture.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

#### **1.5.15 Résultat opérationnel courant**

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe permettant de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, sont inhabituels ou non récurrents. Pour le Groupe, ces éléments correspondent aux cessions d'actifs non courants, aux pertes de valeurs sur les actifs non courants et aux produits et charges liés aux variations de périmètre.

#### **1.5.16 Résultat par action**

Le résultat net par action de base est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période multiplié par un facteur de pondération en fonction du temps.

Pour le calcul du résultat dilué par action, ce nombre est modifié le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscription d'actions, etc.). Les actions potentielles antidilutives, c'est-à-dire dont la conversion en actions ordinaires aurait pour effet d'augmenter le résultat par action ou de diminuer la perte par action, ne sont pas prise en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

## Note 2. COMPARABILITE DES EXERCICES

Suite à la fusion, le Groupe a modifié le format de ses états financiers afin d'en améliorer la lisibilité et refléter au mieux les spécificités liées à son activité. Les états financiers présentés au titre de l'exercice 2012 respectent ce nouveau format d'état financier.

Afin de respecter ce format, certains éléments des états financiers de Direct Energie présentés en tant que comparatifs au titre de l'exercice 2011 ont fait l'objet de reclassements.

### 2.1 Reclassements sur le compte de résultat de l'exercice 2011

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2011 historique</b>	<b>Reclassements</b>	<b>2011 retraité</b>
Chiffre d'affaires	357 110	(357 110)	-
Chiffre d'affaires hors Energy Management	-	362 417	362 417
Marge sur l'activité d'Energy Management	-	(5 307)	(5 307)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>357 110</b>	-	<b>357 110</b>
Coûts des ventes	(343 841)	-	(343 841)
<b>Marge brute</b>	<b>13 269</b>	-	<b>13 269</b>
Charges de personnel	(11 691)	-	(11 691)
Autres produits opérationnels	3 721	(3 721)	-
Autres charges opérationnelles	(43 304)	43 304	-
Autres produits et charges opérationnels	-	(33 883)	(33 883)
Amortissements, dépréciations et provisions	(6 285)	6 285	-
Amortissements	-	(26 898)	(26 898)
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>	<b>(44 290)</b>	<b>(14 913)</b>	<b>(59 203)</b>
Cessions d'actifs non courants	-	(51)	(51)
Pertes de valeur sur actifs non courants	-	17 421	17 421
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	(2 457)	(2 457)
<b>Résultat Opérationnel</b>	<b>(44 290)</b>	-	<b>(44 290)</b>
Coût de l'endettement financier net	(4 219)	-	(4 219)
Autres produits et charges financiers	1 476	-	1 476
<b>Résultat financier</b>	<b>(2 743)</b>	-	<b>(2 743)</b>
Impôt sur les sociétés	214	-	214
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	12 139	-	12 139
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>	<b>(34 680)</b>	-	<b>(34 680)</b>
Résultat net des activités abandonnées	(6 043)	-	(6 043)
<b>Résultat Net</b>	<b>(40 723)</b>	-	<b>(40 723)</b>
dont Résultat net part du Groupe	(40 458)	-	(40 458)
dont Résultat net part des minoritaires	(266)	-	(266)

### 2.2 Reclassements sur l'état de situation financière au 31 décembre 2011

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2011 historique</b>	<b>Reclassements</b>	<b>2011 retraité</b>
Ecarts d'acquisitions	-	-	-
Autres immobilisations incorporelles	52 381	-	52 381
Immobilisations corporelles	12 924	-	12 924
Participations dans les entreprises associées	52 558	-	52 558
Actifs financiers non courants	15 990	(15 990)	-
Instruments financiers dérivés non courants	-	1 584	1 584
Autres actifs financiers non courants	-	14 406	14 406
Impôts différés actifs	956	-	956
<b>Actifs non courants</b>	<b>134 809</b>	<b>-</b>	<b>134 809</b>
Stocks	9 370	-	9 370
Clients et comptes rattachés	65 476	(310)	65 166
Actifs financiers courants	27 524	(27 524)	-
Instruments financiers dérivés courants	-	20 492	20 492
Autres actifs financiers courants	-	7 032	7 032
Autres actifs courants	24 028	310	24 338
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 788	-	3 788
<b>Actifs courants</b>	<b>130 186</b>	<b>-</b>	<b>130 186</b>
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	25 679	-	25 679
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>290 674</b>	<b>-</b>	<b>290 674</b>
Capital et primes	164 037	(164 037)	-
Résultat de l'exercice	(40 458)	40 458	-
Résultat accumulés et autres réserves	(135 969)	135 969	-
Capitaux propres - part du groupe	-	(12 390)	(12 390)
Participations ne donnant pas le contrôle	275	-	275
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>(12 115)</b>	<b>-</b>	<b>(12 115)</b>
Provisions non courantes	226	-	226
Passifs financiers non courants	22 501	(22 501)	-
Instruments financiers dérivés non courants	-	2 483	2 483
Autres passifs financiers non courants	-	20 018	20 018
Autres passifs non courants	-	-	-
Impôts différés passifs	449	-	449
<b>Passifs non courants</b>	<b>23 176</b>	<b>-</b>	<b>23 176</b>
Provisions courantes	1 993	-	1 993
Fournisseurs et comptes rattachés	126 071	(678)	125 393
Passifs financiers courants	90 842	(90 842)	-
Instruments financiers dérivés courants	-	23 643	23 643
Autres passifs financiers courants	-	67 199	67 199
Autres passifs courants	45 586	678	46 264
<b>Passifs courants</b>	<b>264 491</b>	<b>-</b>	<b>264 491</b>
Passifs liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente	15 122	-	15 122
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>	<b>290 674</b>	<b>-</b>	<b>290 674</b>

### 2.3 Détail des reclassements

Les reclassements effectués sur le compte de résultat du Groupe de l'exercice 2011 sont les suivants :

- La rubrique « chiffre d'affaires » a été ventilé entre le « chiffre d'affaires hors Energy Management » et la « Marge sur l'activité d'Energy Management » ;
- Les « Autres produits opérationnels » et les « Autres charges opérationnelles » ont été regroupé dans la rubrique « Autres produits et charges opérationnels » à l'exception des résultats de cession d'immobilisations et de frais relatifs aux variations de périmètre qui apparaissent respectivement en « Cessions d'actifs non courants » et en « Produits et charges liés aux variations de périmètre » ;
- La rubrique « Amortissements, dépréciations et provisions » a été répartie selon la nature des éléments qui la compose entre les rubriques « Amortissements », « Pertes de valeur sur actifs non courants » et « Autres produits et charges opérationnels ».

Les reclassements effectués sur l'état de situation financière du Groupe au 31 décembre 2011 sont les suivants :

- A l'actif et au passif, les parts courantes et non courantes des instruments financiers dérivés ont été isolées sur des lignes spécifiques ;
- Les rubriques « Capital et primes », « Résultat de l'exercice » et « Résultat accumulés et autres réserves » ont été regroupé sous l'intitulé « Capitaux propres – part du Groupe » ;
- A l'actif, les avances et acomptes fournisseurs reçus, auparavant inclus dans la rubrique « Clients et comptes rattachés », sont désormais présentés en « Autres actifs courants » ;
- Au passif, les fournisseurs d'immobilisations sont dorénavant présentés au sein des « Autres passifs courants » au lieu des « Fournisseurs et comptes rattachés ».

### 3.1 Fusion Direct Energie Poweo

Le 11 juillet 2012, la fusion entre Direct Energie et Poweo est devenue effective, donnant ainsi naissance à Poweo Direct Energie. Avec un portefeuille de plus d'un million de clients, le Groupe se positionne durablement comme le premier opérateur alternatif multi-énergie en France.

Les impacts de cette opération sur les comptes du Groupe sont détaillés dans la note 4 « Principales variations de périmètre ».

### 3.2 Renonciation à l'exercice des options d'achats Poweo Production

En date du 22 octobre 2012, le conseil d'administration de Poweo Direct Energie a annoncé la décision de renoncer définitivement à l'exercice des options d'achat conclues avec Verbund pour l'acquisition des sociétés Poweo Pont-sur-Sambre Production, Poweo Toul Production et Poweo Blaringhem Production.

Cette décision a été prise de manière anticipée par rapport à l'échéance desdites options (30 juin 2013), notamment au regard des autres projets de développement du Groupe dans le domaine de la production d'électricité en France et des incertitudes générées par la procédure de sauvegarde de Poweo Pont-sur-Sambre Production, ouverte en mars 2012. Cette évolution n'a aucun impact sur la trésorerie et permettra de donner une image plus lisible de l'activité du nouveau Groupe.

Les impacts de cette décision sur les comptes consolidés du Groupe Poweo Direct Energie sont détaillés dans la note 4 « Principales variations de périmètre au paragraphe 4.2.

### 3.3 Contrat de prestation de service ERDF

La décision du CoRDIS (Comité de règlement des différends et des sanctions) est devenue définitive et ErDF (Electricité Réseau Distribution de France) et Poweo Direct Energie ont mis un terme à leurs contentieux. La part acheminement des impayés des clients de Poweo Direct Energie n'est plus à la charge de la société. Les modalités précises d'application de la décision du CoRDIS ont été précisées par la Commission de Régulation de l'Énergie le 17 décembre 2012.

Poweo Direct Energie a conclu en octobre 2012 un contrat qui définit pour les quatre prochaines années les modalités de rémunération de Poweo Direct Energie par ErDF pour la gestion de l'accès du client final de la Société aux réseaux de distribution d'électricité. Cet accord – uniquement applicable aux nouveaux entrants ne bénéficiant pas des économies d'échelle et d'envergure des fournisseurs historiques – ainsi que l'économie de la rémunération des prestations effectuées par Poweo Direct Energie pour ErDF ont été approuvés par la Commission de Régulation de l'Énergie (délibération du 26 juillet 2012) et leur caractère non discriminatoire confirmé par l'Autorité de la Concurrence. Ce contrat a eu un impact positif de 26 millions d'euros sur l'exercice 2012 comptabilisé en Chiffre d'affaires hors Energy Management.

### 3.4 Résiliation de contrats d'approvisionnement long terme

Compte tenu de la mise en place de l'ARENH et de l'évolution des prix de marché, le Groupe a décidé de mettre un terme en 2012 à l'ensemble des contrats d'application conclus en 2008 et 2009 dans le cadre des Appels d'Offre Fournisseurs mis en place par EDF suite à la décision de juillet 2007 du Conseil de la Concurrence.

## **Note 4.** PRINCIPALES VARIATIONS DE PERIMETRE

---

### **4.1 Fusion Direct Energie Poweo**

#### **4.1.1 Description de la transaction**

La fusion entre Poweo et Direct Energie, annoncée publiquement en mars 2012, est devenue effective le 11 juillet 2012, après la signature du projet de traité intervenue le 1er juin 2012, l'approbation de celui-ci par les Assemblées Générales Extraordinaires des deux Groupes le 11 juillet 2012, ainsi que la levée des dernières conditions suspensives, telles que prévues dans le Traité de Fusion. L'opération a consisté en une fusion-absorption de Direct Energie par Poweo, la parité d'échange ayant été fixée à 1 216 actions Poweo pour 13 actions Direct Energie.

D'un point de vue comptable la fusion est analysée comme une acquisition inversée de Poweo par Direct Energie. En effet, si l'opération est juridiquement réalisée par voie d'absorption de Direct Energie par Poweo pour des raisons de continuité opérationnelle, conformément à la norme IFRS 3 « Regroupement d'entreprises », l'appréciation de l'ensemble des critères prévus par cette Norme ont conduit à identifier Direct Energie comme l'acquéreur comptable de Poweo.

#### **4.1.2 Calcul et allocation du prix d'acquisition**

Le regroupement d'entreprises a été comptabilisé en date du 11 juillet 2012, date de réalisation effective de la fusion.

Poweo a émis 30 173 milliers d'actions en rémunération des 323 milliers d'actions composant le capital de Direct Energie après déduction des 6 milliers d'actions Direct Energie détenues par Direct Energie. A l'issue de l'émission des 30 173 milliers d'actions Poweo, les actionnaires de l'ancienne entité Direct Energie détiennent environ 77,5% du capital du nouveau Groupe (hors actions Poweo Direct Energie détenues par Poweo Direct Energie suite à la fusion), tandis que les actionnaires de l'ancienne entité Poweo en détiennent environ 22,5%.

Dans la mesure où cette transaction est qualifiée d'acquisition inversée, le prix d'acquisition est réputé avoir été engagé par Direct Energie (c'est-à-dire l'acquéreur comptable). En conséquence, le nombre d'actions à émettre est calculé comme étant le nombre d'actions que Direct Energie aurait eu à émettre si le regroupement d'entreprises avait été réalisé sous forme d'émission d'actions nouvelles par Direct Energie afin de conférer aux actionnaires de Poweo le même pourcentage de détention dans le Groupe combiné que celui réellement obtenu du fait de l'opération juridique. Ainsi, 94 milliers d'actions de Direct Energie auraient dû être émises afin de donner aux actionnaires de Poweo une participation de 22,5% dans le Groupe combiné.

Dans le cas de regroupement d'entreprises uniquement par échange d'instruments de capitaux propres, la norme IFRS 3 « Regroupement d'entreprises » préconise de calculer la juste valeur des instruments échangés par rapport à la juste valeur des instruments de capitaux propres dont l'estimation est la plus fiable. Lors des regroupements d'entreprises entre sociétés cotées et sociétés non cotées, c'est donc le cours des instruments de capitaux propres de la société cotée qui sert de base d'évaluation. Ainsi, le prix d'acquisition a été évalué sur

la base du cours de clôture des actions Poweo au 11 juillet 2012, date effective de la fusion. En conséquence, le prix d'acquisition est estimé à 21 729 milliers d'euros.

Au 10 juillet 2012, Direct Energie détenait 7 541 milliers d'actions Poweo pour une juste valeur de 18 552 milliers d'euros, évaluée sur la base du cours de clôture des actions Poweo au 11 juillet 2012, portant ainsi le prix d'acquisition total à 40 280 milliers d'euros.

Nombre d'actions Direct Energie en circulation au 11 juillet 2012 (en milliers)	323
Participation théorique dans l'entité combinée détenue par les actionnaires Poweo à l'issu de la transaction	22,6%
<b>Nombre d'actions Direct Energie qui devraient être émises au 11 juillet 2012 (en milliers)</b>	<b>94</b>
Valorisation de l'action Direct Energie induite par le cours de bourse de l'action Poweo au 11 juillet 2012 et la parité d'échange (en euros)	230,10
<b>Prix d'acquisition des titres (en milliers d'euros)</b>	<b>21 729</b>
Juste valeur des acquisitions Poweo antérieurement détenues par Direct Energie (en milliers d'euros)	18 552
<b>Prix d'acquisition total (en milliers d'euros)</b>	<b>40 280</b>

Conformément à la norme IFRS 3, le Groupe dispose d'un délai de douze mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser l'allocation du prix d'acquisition aux actifs, passifs et passifs éventuels de Poweo. Compte tenu de la taille et de la complexité de l'opération, les allocations comptabilisées au 31 décembre 2012 présentées ci-après ont été déterminées de façon provisoire et pourraient être revues en fonction de l'évaluation définitive des justes valeurs.

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Valeur comptable</b>	<b>Juste valeur</b>
Ecarts d'acquisitions	-	-
Autres immobilisations incorporelles	2 857	26 271
Immobilisations corporelles	576 227	583 068
Participations dans les entreprises associées	-	-
Instruments financiers dérivés non courants	-	-
Autres actifs financiers non courants	29 374	29 374
Impôts différés actifs	6 108	6 108
<b>Actifs non courants</b>	<b>614 566</b>	<b>644 821</b>
Stocks	4 175	4 175
Clients et comptes rattachés	66 845	66 845
Instruments financiers dérivés courants	1 522	1 522
Autres actifs financiers courants	4 906	4 906
Autres actifs courants	132 106	132 106
Trésorerie et équivalents de trésorerie	48 971	48 971
<b>Actifs courants</b>	<b>258 525</b>	<b>258 525</b>
Provisions non courantes	2 045	2 045
Dettes financières non courantes	430 157	430 157
Instruments financiers dérivés non courants	5 087	5 087
Autres passifs financiers non courants	-	-
Autres passifs non courants	311	311
Impôts différés passifs	16 527	16 527
<b>Passifs non courants</b>	<b>454 127</b>	<b>454 127</b>
Provisions courantes	6 109	5 503
Fournisseurs et comptes rattachés	78 721	78 721
Instruments financiers dérivés courants	9 321	9 321
Autres passifs financiers courants	164 926	76 931
Autres passifs courants	195 321	194 986
<b>Passifs courants</b>	<b>454 398</b>	<b>365 462</b>
<b>Actif net acquis</b>	<b>(35 434)</b>	<b>83 757</b>
Prix d'acquisition total		40 280
<b>Profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses</b>		<b>43 477</b>

Dans le cadre de cette affectation du prix d'acquisition, le Groupe a comptabilisé des immobilisations incorporelles au titre des relations clients de Poweo et a ajusté la valeur globale liée à l'option d'achat des actifs de production :

- Les immobilisations incorporelles au titre des relations clients de Poweo ont été valorisées par une approche par les coûts de remplacement à partir du parc client Poweo et en prenant en compte les coûts d'acquisition client du groupe Direct Energie au premier semestre 2012. Les immobilisations incorporelles ainsi comptabilisées s'élèvent à 23 414 milliers d'euros ;
- Compte tenu de la renonciation anticipée à l'exercice des options d'achat Poweo Production (cf Note 4.2), le Groupe a valorisé la contribution consolidée du pôle production à 0, ce qui a conduit à réévaluer les actifs des sociétés composant le pôle et les éléments relatifs à l'option d'achat. Ces réévaluations ont conduit à une augmentation des actifs non courants de 6 841 milliers d'euros et une diminution des passifs courants de 88 936 milliers d'euros.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.



### 4.1.3 Information pro forma

Si la fusion avec Poweo était intervenue le 1er janvier 2012, les principaux soldes intermédiaires du compte de résultat aurait été les suivants :

	Données pro forma 2012
Produits des activités ordinaires	739 258
Résultat Opérationnel Courant	1 092
Résultat Opérationnel	(11)
Coût de l'endettement financier net	141
Autres produits et charges financiers	(92)
Résultat Net	1 288

Les informations financières pro forma détaillées et les hypothèses utilisées pour leur établissement sont présentées dans le document « informations financières pro forma au 31 décembre 2012 ».

### 4.2 Renonciation à l'exercice des options d'achat Poweo Production

En date du 22 octobre 2012, l'annonce faite par le conseil d'administration de Poweo Direct Energie de renoncer à l'exercice des options d'achats Poweo Production a confirmé la décision de renoncer à ces options d'achat, prise antérieurement à la fusion par les actionnaires historiques du groupe Direct Energie, qui ont pris le contrôle du nouveau Groupe combiné le jour de la fusion. Par conséquent, compte tenu du fait que la décision de renoncer aux options d'achats avait été prise par les nouveaux actionnaires majoritaires avant la réalisation de la fusion, le Groupe considère que la date d'effet de cette décision correspond à la date de réalisation effective de la fusion et non à la date de tenue du conseil d'administration.

La renonciation à l'exercice des options d'achat Poweo Production a donc entraîné la comptabilisation de la cession des actifs et passifs de Poweo Pont-sur-Sambre Production, Poweo Toul Production et Poweo Blaringhem Production ainsi que la décomptabilisation de la dette liée à l'option d'achat de ces actifs immédiatement après la réalisation de la fusion.

Comme expliqué dans la note 4.1 relative à la fusion entre Direct Energie et Poweo, les actifs et passifs de production ainsi que la dette afférente à l'option d'achat ont été réévalués à leur juste valeur au moment des écritures de fusion. La juste valeur de ces éléments ayant été déterminée comme étant le résultat de cession attendu par le Groupe, la comptabilisation de la cession n'a pas d'impact sur le compte de résultat consolidé du Groupe, le résultat global de cession étant nul.

### 4.3 Finalisation de la cession des sociétés Centrale Eolienne de la Fage et Centrale Eolienne du Puech

Le 10 mai 2012, le Groupe a finalisé la cession des sociétés Centrale Eolienne de la Fage et Centrale Eolienne du Puech.

Acquises le 1er juillet 2011 dans le cadre d'une opération d'achat / vente de titres avec la société Direct Energie Neoen, ces sociétés ont été consolidées selon les principes de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » depuis cette date.

Le résultat global de cession comptabilisé dans la rubrique « Résultat net des activités abandonnés » du compte de résultat 2012 s'élève à 452 milliers d'euros, soit la différence entre le prix de cession de 11 040 milliers d'euros et la dernière valeur comptable consolidée des actifs, soit 10 588 milliers d'euros.

#### **4.4 Autres variations de périmètre de l'exercice**

Il n'existe pas d'autre variation de périmètre ayant eu un impact significatif sur les comptes du Groupe au cours de l'exercice.

## Note 5. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES

<i>En milliers d'euros</i>	2012	2011
Ventes d'électricité	233 491	168 072
Ventes de gaz	93 479	29 841
Ventes de services	246 037	153 474
Autres produits	17 354	11 030
<b>Chiffre d'affaires hors Energy Management</b>	<b>590 361</b>	<b>362 417</b>
Marge sur l'activité d'Energy Management - Electricité	(585)	(4 909)
Marge sur l'activité d'Energy Management - Gaz	928	(398)
Marge sur l'activité d'Energy Management - Autres	18	
<b>Marge sur l'activité d'Energy Management</b>	<b>361</b>	<b>(5 307)</b>
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>590 722</b>	<b>357 110</b>

## Note 6. COUTS DES VENTES

<i>En milliers d'euros</i>	2012	2011
Achats d'énergie	(270 155)	(187 501)
Acheminement et prestation GRD	(212 412)	(160 174)
Autres coûts	(6 787)	(2 352)
Variation de stocks	1 201	6 185
<b>Coûts des ventes</b>	<b>(488 152)</b>	<b>(343 841)</b>

## Note 7. CHARGES DE PERSONNEL

### 7.1 Charges de personnel

<i>En milliers d'euros</i>	2012	2011
Salaires et charges sociales	(25 322)	(19 947)
Charges liées aux indemnités de fin de contrat	(91)	(38)
Paiements fondés sur des actions	1 393	8 294
<b>Charges de personnel</b>	<b>(24 021)</b>	<b>(11 691)</b>

L'évolution des charges de personnel en 2012 est principalement due à l'intégration du personnel des entités ex-Poweo.

Les paiements fondés sur des actions et les charges liées aux indemnités de fin de contrat sont détaillés respectivement en note 22 « Paiements fondés sur des actions » et en note 23.1 « Provisions pour avantages au personnel ».

## 7.2 Effectif moyen

	2012	2011
Cadres	200	194
Non cadres	88	86
<b>Effectif moyen</b>	<b>288</b>	<b>280</b>

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

## Note 8. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	2012	2011
Production immobilisée	1 134	2 338
Subvention d'exploitation	435	534
Autres produits	995	860
<b>Autres produits opérationnels</b>	<b>2 563</b>	<b>3 732</b>
Charges externes	(30 488)	(26 485)
Impôts et taxes	(1 418)	(1 504)
Créances irrécouvrables	(22 210)	(12 727)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	1 751	3 713
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(1 460)	(519)
Autres charges	(1 388)	(91)
<b>Autres charges opérationnelles</b>	<b>(55 213)</b>	<b>(37 614)</b>
<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>(52 649)</b>	<b>(33 882)</b>

## Note 9. PRODUITS ET CHARGES LIES AUX VARIATIONS DE PERIMETRE

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Coûts directs liés à l'acquisition	(936)	(2 447)
Résultat de réévaluation	(50 945)	-
Profits résultant d'acquisition à des conditions avantageuses	43 476	-
<b>Fusion Poweo - Direct Energie</b>	<b>(8 405)</b>	<b>(2 447)</b>
Résultat de cession	-	-
Frais de cession	-	-
<b>Cession des actifs de production Poweo</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Autres opérations</b>	<b>-</b>	<b>(10)</b>
<b>Produits et charges liés aux variations de périmètre</b>	<b>(8 405)</b>	<b>(2 457)</b>

### 9.1 Fusion Poweo – Direct Energie

L'opération de fusion entre Poweo et Direct Energie est décrite dans la note 4 « Principales variations de périmètre » au paragraphe 4.1. Un profit résultant d'acquisition à des conditions avantageuses a été comptabilisé pour 43 476 milliers d'euros. La réévaluation à la juste valeur des titres Poweo détenus par Direct Energie antérieurement à l'opération a dégagé une moins-value de réévaluation de 50 945 milliers d'euros. Les coûts directs liés à l'acquisition comprennent notamment les honoraires des conseils.

### 9.2 Cession des actifs de production Poweo

Comme indiqué dans la note 4 « Principales variations de périmètre » au paragraphe 4.2, la renonciation à l'option d'achat des actifs de production Poweo décidée par le Groupe a entraîné la comptabilisation de la cession de ces actifs mais n'a pas eu d'impact sur le compte de résultat consolidé du Groupe.

### 9.3 Produits et charges liés aux variations de périmètre en 2011

En 2011, les produits et charges liés aux variations de périmètre comprennent principalement les honoraires des conseils versés en 2011 pour l'acquisition des titres Poweo et la préparation de la fusion entre Poweo et Direct Energie.

## Note 10. RESULTAT FINANCIER

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Coût de l'endettement financier net	(3 419)	(4 223)
Autres produits et charges financiers	(92)	1 480
<b>Résultat Financier</b>	<b>(3 511)</b>	<b>(2 743)</b>

### 10.1 Coût de l'endettement financier net

Ce poste comprend principalement les charges d'intérêts sur les emprunts bancaires et sur les comptes courants avec les actionnaires, les autres intérêts et agios bancaires, les produits d'intérêts sur placement de trésorerie ainsi que la variation de juste valeur des valeurs mobilières de placement et des équivalents de trésorerie.

<i>En milliers d'euros</i>	2012	2011
Charges d'intérêts	(4 287)	(4 499)
Produits d'intérêts	872	116
Revenus net des VMP et équivalents de trésorerie	(4)	160
<b>Coûts de l'endettement financier net</b>	<b>(3 419)</b>	<b>(4 223)</b>

Les charges d'intérêts comprennent les intérêts liés aux avances consenties par certains actionnaires du Groupe, les intérêts sur des cautions consenties à la demande du Groupe par les établissements bancaires en faveur de certaines contreparties et les intérêts versés aux actionnaires qui émettent des contre-garanties pour ces cautions.

### 10.2 Autres produits et charges financiers

<i>En milliers d'euros</i>	2012	2011
Autres produits financiers	66	1 485
<b>Total Autres produits financiers</b>	<b>66</b>	<b>1 485</b>
Désactualisation des provisions	(130)	(4)
Autres charges financières	(27)	(2)
<b>Total Autres charges financières</b>	<b>(157)</b>	<b>(6)</b>
<b>Autres produits et charges financiers</b>	<b>(92)</b>	<b>1 480</b>

## Note 11. IMPÔTS

### 11.1 Ventilation de la charge d'impôt

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de l'exercice s'élève à 278 milliers d'euros (contre 214 milliers d'euros en 2011). La ventilation de cette charge d'impôts s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	2012	2011
Impôts exigibles	0	6
Impôts différés	277	208
<b>Impôts sur les sociétés</b>	<b>278</b>	<b>214</b>

### 11.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt effective

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique et la charge d'impôt effectivement comptabilisée se présente comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
<b>Résultat net</b>	<b>4 538</b>	<b>(40 723)</b>
Quote-part de résultat des entreprises associées	(21 560)	(12 139)
Impôts sur les sociétés	(278)	(214)
Activités abandonnées	(531)	6 043
<b>Résultat des entreprises intégrées avant impôts</b>	<b>(17 830)</b>	<b>(47 033)</b>
Taux d'impôt théorique	33,33%	33,33%
<b>Charge d'impôt théorique</b>	<b>5 943</b>	<b>15 678</b>
Différences permanentes	802	7 614
Reports déficitaires non reconnus	(6 468)	(23 084)
Autres	1	6
<b>Charge d'impôt effective</b>	<b>278</b>	<b>214</b>
<b>Taux effectif d'impôt</b>	<b>1,56%</b>	<b>0,45%</b>

L'augmentation du taux effectif d'impôt s'explique par une base d'activation des impôts différés actif qui reste stable entre 2011 et 2012 mais un résultat des entreprises intégrées avant impôts en forte amélioration en 2012 par rapport à 2011.

### 11.3 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de situation financière se ventile de la manière suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Impôts différés actifs</b>	<b>Impôts différés passifs</b>	<b>Impôts différés nets</b>
<b>Au 31 décembre 2010</b>	<b>400</b>	<b>(170)</b>	<b>230</b>
Variations en résultat net	556	(348)	208
Variations en capitaux propres	-	69	69
Variations de périmètre	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>956</b>	<b>(449)</b>	<b>507</b>
Variations en résultat net	(842)	1 120	278
Variations en capitaux propres	-	-	-
Variations de périmètre	1 702	(1 775)	(73)
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>1 816</b>	<b>(1 104)</b>	<b>712</b>

### 11.4 Ventilation des actifs et passifs d'impôts différés

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Déficits reportables activés	711	519
Provisions non déductibles	-	-
Autres	1 104	437
<b>Impôts différés actifs</b>	<b>1 815</b>	<b>956</b>
Mise à la juste valeur des instruments financiers	-	-
Autres	(1 104)	(449)
<b>Impôts différés passifs</b>	<b>(1 104)</b>	<b>(449)</b>
<b>Impôts différés nets</b>	<b>711</b>	<b>507</b>

### 11.5 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2012, les impôts différés relatifs aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière s'élève à 147 888 milliers d'euros (contre 48 720 milliers d'euros en 2011). Les impôts différés actifs relatifs à ces reports déficitaires n'ont pas été comptabilisés en raison d'incertitudes du Groupe concernant leur utilisation dans un avenir proche. Leur utilisation reste illimitée dans le temps.

## Note 12. RESULTAT PAR ACTION

Du fait de l'acquisition inversée de Poweo par Direct Energie, en application de la norme IFRS 3 révisée, le calcul du nombre moyen pondéré d'actions en circulation utilisé au dénominateur a été établi en distinguant les périodes pré et post fusion.

Pour les périodes antérieures à la fusion (2011 et 2012 avant fusion), le nombre moyen pondéré d'actions en circulation reflète le nombre moyen pondéré d'actions en circulation de Direct Energie avant la fusion auquel la parité d'échange fixé lors de la fusion a été appliquée.

Pour la période postérieure à la fusion, le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre moyen d'actions Poweo Direct Energie en circulation sur cette période.



	2012	2011
<i>En milliers d'euros</i>	<b>NUMERATEUR</b>	
Résultat net part du Groupe - Activités poursuivies	4 160	(34 415)
Résultat net part du Groupe - Activités abandonnées	531	(6 043)
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>4 691</b>	<b>(40 458)</b>
Effet des instruments dilutifs	-	-
<b>Résultat net part du Groupe dilué</b>	<b>4 691</b>	<b>(40 458)</b>
<i>En milliers d'actions</i>	<b>DENOMINATEUR</b>	
<b>Nombre moyen d'actions en circulation</b>	<b>34 431</b>	<b>30 387</b>
Effet des instruments dilutifs	263	-
<b>Nombre moyen d'actions en circulation dilué</b>	<b>34 694</b>	<b>30 387</b>
<i>En euros</i>	<b>RESULTAT PAR ACTION</b>	
<b>Résultat par action</b>	<b>0,14</b>	<b>(1,33)</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>0,14</b>	<b>(1,33)</b>
Résultat par action des activités poursuivies	0,12	(1,13)
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,12	(1,13)
Résultat par action des activités abandonnées	0,02	(0,20)
Résultat dilué par action des activités abandonnées	0,02	(0,20)

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action sont décrits dans la note 21 « Paiements fondés sur des actions ».

Pour l'exercice 2012, il n'a pas été tenu compte, dans le calcul des résultats net dilués par action, des plans d'options de souscription d'actions dont le prix d'exercice est supérieur au cours moyen annuel de l'action Poweo Direct Energie. Compte tenu d'un cours moyen de l'action à 2,69 € pour l'année 2012, aucun des plans d'options de souscription d'actions du Groupe présenté en note 21 « Paiements fondés sur des actions » n'a été pris en compte pour le calcul des résultats nets dilués.

En 2011, les actions potentielles étant anti-dilutives du fait d'un résultat net négatif, elles n'ont pas été prises en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

## Note 13. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

### 13.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Marques et licences	Acquisition clients	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
<b>VALEURS BRUTES</b>					
<b>Au 31 décembre 2010</b>	<b>1 388</b>	<b>74 089</b>	<b>17 464</b>	<b>4 544</b>	<b>97 485</b>
Acquisitions	497	14 070	-	2 655	17 222
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	2 785	(2 785)	-
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>1 884</b>	<b>88 159</b>	<b>20 249</b>	<b>4 414</b>	<b>114 706</b>
Acquisitions	-	4 952	-	4 465	9 418
Cessions	(785)	-	-	(297)	(1 082)
Variations de périmètre	6 421	23 414	2 077	(2 203)	29 709
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>7 520</b>	<b>116 525</b>	<b>22 326</b>	<b>6 379</b>	<b>152 750</b>
<b>AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS</b>					
<b>Au 31 décembre 2010</b>	<b>(928)</b>	<b>(49 014)</b>	<b>(6 317)</b>	-	<b>(56 259)</b>
Amortissements	(377)	(20 445)	(5 457)	-	(26 279)
Provisions	-	21 184	-	(970)	20 214
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>(1 305)</b>	<b>(48 275)</b>	<b>(11 774)</b>	<b>(970)</b>	<b>(62 324)</b>
Amortissements	-	(24 117)	(6 213)	-	(30 330)
Provisions	-	-	-	297	297
Cessions	664	-	-	-	664
Variations de périmètre	(4 549)	-	1 050	-	(3 499)
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>(5 190)</b>	<b>(72 392)</b>	<b>(16 937)</b>	<b>(673)</b>	<b>(95 192)</b>
<b>VALEURS NETTES</b>					
Au 31 décembre 2010	460	25 075	11 147	4 544	41 226
Au 31 décembre 2011	579	39 884	8 475	3 444	52 382
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>2 330</b>	<b>44 133</b>	<b>5 389</b>	<b>5 706</b>	<b>57 559</b>

Les variations de périmètre ont un impact net de 26 210 milliers d'euros. Elles résultent de l'intégration des actifs de Poweo à la juste valeur pour 26 271 milliers d'euros et de la cession des actifs thermiques de Poweo suite à la renonciation à l'option d'achat tel que décrit dans le note 4 « Principales variations de périmètre ».

### 13.2 Coûts d'acquisition clients

La reprise de perte de valeur constatée en 2011 fait suite à l'amélioration du contexte réglementaire en France au cours de l'année, avec l'application effective de la loi NOME, qui a impacté à la hausse la valeur d'usage des coûts d'acquisition dépréciés en 2010.

### 13.3 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont constituées principalement des outils informatiques développés par la société pour ses activités commerciales et de gestion.

#### **13.4 Immobilisations incorporelles en cours**

Les immobilisations incorporelles en cours au 31 décembre 2012 correspondent principalement à la comptabilisation des charges encourues relatives à l'acquisition des clients qui n'ont pas encore été basculés dans le périmètre Direct Energie, aux coûts relatifs à l'installation et au paramétrage de logiciel pour la partie encore en développement et aux factures concernant des études pour les projets de centrales du Groupe.

En 2011, la perte de valeur de 970 milliers d'euros constatée fait suite à l'annulation de certains permis liés à un projet de centrale à cycle combiné gaz porté par une filiale du Groupe.

## Note 14. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

### 14.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Terrains et constructions	Installations de production	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
	<b>VALEUR BRUTES</b>				
<b>Au 31 décembre 2010</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>3 114</b>	<b>13 166</b>	<b>16 286</b>
Acquisitions	-	-	435	1 128	1 563
Cessions	-	-	(5)	-	(5)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>3 544</b>	<b>14 294</b>	<b>17 844</b>
Acquisitions	-	-	130	685	815
Cessions	-	-	(1 222)	(23 277)	(24 499)
Variations de périmètre	-	-	2 970	23 277	26 247
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>5 422</b>	<b>14 979</b>	<b>20 407</b>
	<b>AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS</b>				
<b>Au 31 décembre 2010</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1 474)</b>	<b>(38)</b>	<b>(1 512)</b>
Amortissements	-	-	(619)	-	(619)
Perte de valeur	(6)	-	-	(2 788)	(2 794)
Cessions	-	-	5	-	5
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(2 088)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(4 920)</b>
Amortissements	-	-	29	-	29
Perte de valeur	-	-	3	23 277	23 280
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	(2 108)	(23 277)	(25 385)
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(4 164)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(6 996)</b>
	<b>VALEURS NETTES</b>				
Au 31 décembre 2010	6	-	1 640	13 128	14 774
Au 31 décembre 2011	-	-	1 456	11 468	12 924
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 258</b>	<b>12 153</b>	<b>13 411</b>

Les variations de périmètre ont un impact net de 862 milliers d'euros. Elles résultent de l'intégration des actifs de Poweo à la juste valeur pour 583 067 milliers d'euros et de la cession des actifs thermiques de Poweo suite à la renonciation à l'option d'achat tel que décrit dans le note 4 « Principales variations de périmètre ».

### 14.2 Immobilisations corporelles en cours

Les immobilisations corporelles en cours comprennent principalement les dépenses encourues sur des projets de centrales de production à cycle combiné gaz qui ne sont pas encore mises en service.

En 2011, la perte de valeur de 2 788 milliers d'euros constatée fait suite à l'annulation de certains permis liés à un projet de centrale à cycle combiné gaz porté par une filiale du Groupe.

En 2012, postérieurement à la fusion, les immobilisations corporelles en cours portée par une filiale du groupe Poweo pour 23 277 milliers d'euros et entièrement dépréciés relatives à un projet de terminal méthanier ont été mises au rebut et la perte de valeur reprise.

## Note 15. PARTICIPATION DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES

### 15.1 Détail des participations dans les entreprises associées

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	% de détention	Valeur comptable des participations	dont quote-part de résultat	% de détention	Valeur comptable des participations	dont quote-part de résultat
EBM Réseau de Distribution	20%	3 129	64	20%	3 130	72
Gascogne Energie Service	20%	1 869	144	20%	1 725	(231)
Poweo	N/A	-	21 351	46%	47 704	12 298
<b>Total</b>		<b>4 998</b>	<b>21 560</b>		<b>52 558</b>	<b>12 139</b>

Comme indiqué dans la note 4 « Principales variations de périmètre », Direct Energie et Poweo ont fusionnés en date du 11 juillet 2012. Les titres détenus par Direct Energie dans Poweo avant la fusion ne constituent plus une participation dans une entreprise associée après la fusion et ont été comptabilisés comme actions propres au jour de la fusion. La diminution de la valeur comptable des participations dans les entreprises associées au 31 décembre 2012 résulte de cette opération. Cependant un résultat de mise en équivalence de ces titres a été comptabilisé au compte de résultat jusqu'à la date effective de la fusion.

### 15.2 Principaux indicateurs relatifs aux entreprises associées

<i>En milliers d'euros</i>	Total Actif	Total Passif	Capitaux propres	Chiffre d'affaires	Résultat net
EBM Réseau de Distribution	22 493	15 106	7 388	7 573	307
Gascogne Energie Service	24 203	14 887	9 315	9 339	721
<b>Total</b>	<b>46 696</b>	<b>29 993</b>	<b>16 703</b>	<b>16 912</b>	<b>1 028</b>

Les principaux indicateurs relatifs aux entreprises associées sont présentés à 100% et correspondent à une période de douze mois.

## Note 16. STOCKS

La valeur comptable des stocks par catégorie est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Stocks de Gaz	14 746	-	14 746	9 370	-	9 370
<b>Stocks</b>	<b>14 746</b>	<b>-</b>	<b>14 746</b>	<b>9 370</b>	<b>-</b>	<b>9 370</b>

Au 31 décembre 2012, les stocks du Groupe sont composés uniquement de gaz.

## Note 17. CLIENTS ET COMPTES RATTACHES

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	31/12/2011
Clients et comptes rattachés	143 388	75 219
Dépréciation	(18 521)	(10 052)
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>124 868</b>	<b>65 166</b>

Les échéances des clients et comptes rattachés sont toutes à moins d'un an

Le risque crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présentés ci-dessous :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
échues < 1 an	32 648	(4 574)	28 074	14 832	(5 069)	9 763
échues > 1 an	15 674	(10 467)	5 207	33 610	(4 983)	28 627
<b>Total créances échues</b>	<b>48 322</b>	<b>(15 041)</b>	<b>33 281</b>	<b>48 441</b>	<b>(10 052)</b>	<b>38 389</b>
<b>Total créances non échues</b>	<b>95 066</b>	<b>(3 480)</b>	<b>91 586</b>	<b>26 777</b>	<b>-</b>	<b>26 777</b>
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>143 388</b>	<b>(18 521)</b>	<b>124 868</b>	<b>75 219</b>	<b>(10 052)</b>	<b>65 167</b>

L'intégralité de la facturation des clients professionnels est subrogée auprès d'une société d'affacturage. La position des comptes liés à l'affacturage au 31 décembre 2012 est :

- Fonds de garantie : Néant
- Compte courant créditeur avec le factor : 871 milliers d'euros

## Note 18. AUTRES ACTIFS COURANTS

Les autres actifs courants sont composés des éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Charges constatées d'avance	5 461	13 389
Créances fiscales et sociales	8 092	10 507
Autres créances	(127)	442
<b>Autres actifs courants</b>	<b>13 427</b>	<b>24 338</b>

Les « Charges constatées d'avance » sont principalement liées aux achats d'énergie pour des volumes d'énergie livrés le mois suivant leur facturation ainsi que des débouclages anticipés d'achats/ventes à termes d'énergie sur les marchés.

Les « Créances fiscales et sociales » sont majoritairement composées de créances de taxe sur la valeur ajoutée.

## **Note 19.** TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements court termes. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans l'état de situation financière :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
VMP et équivalents de trésorerie	-	-
Disponibilités	58 271	3 788
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie - actif</b>	<b>58 271</b>	<b>3 788</b>
Concours bancaires	-	-
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie nets</b>	<b>58 271</b>	<b>3 788</b>

## **Note 20.** CAPITAUX PROPRES

### **20.1** Capital social

	Nombre d'actions			Valeur (en milliers d'euros)		
	Total	En circulation	Propres	Capital	Primes	Actions propres
<b>Au 31 décembre 2010</b>	<b>30 513 836</b>	<b>30 378 018</b>	<b>135 818</b>	<b>9 787</b>	<b>153 989</b>	<b>1 025</b>
Emission	95 129	95 129	-	31	230	-
Achats/ventes d'actions propres	-	(43 028)	43 028	-	-	322
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>30 608 965</b>	<b>30 430 119</b>	<b>178 846</b>	<b>9 818</b>	<b>154 219</b>	<b>1 347</b>
Emission	127 306	127 306	-	41	383	-
Achats/ventes d'actions propres	-	(384 445)	384 445	-	-	3 065
Acquisition Poweo	30 172 608	30 172 608	-	3 017	842	-
Conversion en actions Poweo Direct Energie	(14 344 383)	(21 322 382)	6 977 999	(8 219)	(128 979)	14 328
<b>Au 11 juillet 2012</b>	<b>46 564 496</b>	<b>39 023 206</b>	<b>7 541 290</b>	<b>4 657</b>	<b>26 465</b>	<b>18 740</b>
Emission	9 354	9 354	-	-	-	-
Achats/ventes d'actions propres	-	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>46 573 850</b>	<b>39 032 560</b>	<b>7 541 290</b>	<b>4 657</b>	<b>26 465</b>	<b>18 740</b>

S'agissant d'une acquisition inversée de Poweo par Direct Energie, les capitaux propres de Poweo Direct Energie sont la continuation des capitaux propres du groupe Direct Energie. Cependant, la structure du capital du nouveau Groupe doit représenter le nombre d'actions, le capital social et les actions propres de l'acquéreur juridique Poweo SA. Par conséquent, afin de réconcilier la structure juridique de capital de ex-Direct Energie avec la structure juridique de capital du nouveau Groupe, la différence liée à cette conversion en actions Poweo Direct Energie est présenté sur la ligne « Conversion en actions Poweo Direct Energie ». Cette option de présentation n'a pas d'impact sur les capitaux propres.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2012 résultent :

- de la fusion de Poweo et Direct Energie sur la base d'une parité de 1 216 actions Poweo pour 13 actions Direct Energie. Il n'a pas été procédé à l'échange des actions Direct Energie auto détenues par Direct Energie. La réalisation de cette opération a été effective le 11 juillet 2012. A cette date, il a été procédé à une conversion de 328 591 actions ex-Direct Energie en 30 172 608 actions Poweo Direct Energie ;
- de l'exercice d'options de souscription d'actions et d'attributions définitives d'actions gratuites constituant les émissions de l'exercice.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2011 résultent :

- de l'exercice de bons de souscription de parts de créateur et de levée d'options de souscription d'actions constituant les émissions de la période.

## 20.2 Instruments donnant accès à de nouvelles actions Poweo Direct Energie SA

Les instruments donnant accès à de nouvelles actions Poweo Direct Energie SA sont constitués de plans de bons de souscription de parts de créateur d'entreprise, de plans d'options de souscription d'actions et de plans d'attributions d'actions gratuites que le Groupe a ouvert pour certains salariés du Groupe, y compris les dirigeants. Ces différents plans sont présentés dans la note 21 « Paiements fondés sur des actions ».

Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces instruments est de 1 367 milliers d'actions au 31 décembre 2012.

## 20.3 Actions propres



Au 31 décembre 2012, le Groupe détient 7 541 milliers d'actions propres pour une valeur de 18 740 milliers d'euros enregistrés en diminution des capitaux propres consolidés.

## 20.4 Primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées, y compris le résultat de l'exercice, représentent un montant de 42 646 milliers d'euros au 31 décembre 2012. Elles intègrent les primes versées lors d'augmentation de capital, la prime consécutive de la fusion entre Poweo et Direct Energie et les résultats accumulés par le Groupe.

Au 31 décembre 2012, Poweo Direct Energie SA ne dispose d'aucune réserve distribuable.

## 20.5 Gains et pertes reconnus en capitaux propres part du Groupe

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2012</b>	<b>Variation</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>Variation</b>	<b>31/12/2010</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(8 628)	6 488	(15 116)	(15 324)	208
Impact impôts différés	-	-	-	69	(69)
Quote-part des entreprises associées	(424)	(461)	37	37	-
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>(9 052)</b>	<b>6 027</b>	<b>(15 079)</b>	<b>(15 218)</b>	<b>139</b>
Pertes et gains actuariels	(92)	-	(92)	-	(92)
Impact impôts différés	31	-	31	-	31
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>
<b>Gains et pertes reconnus en capitaux propres</b>	<b>(9 113)</b>	<b>6 027</b>	<b>(15 140)</b>	<b>(15 218)</b>	<b>78</b>

## 20.6 Participations ne donnant pas le contrôle

En 2012, le Groupe a créé la société Compagnie Electrique de Bretagne, en partenariat avec le Groupe Siemens qui en détient 40%, afin de porter le projet de développement d'un cycle combiné au gaz naturel en Bretagne.

Les autres filiales consolidées par la méthode de l'intégration globale et dont le Groupe ne détient pas l'intégralité des droits et obligations sur le capital sont les sociétés OSSAU et SOPHYE Lacmort, constituées en 2011 afin de participer au renouvellement des concessions hydrauliques et détenues à 50%, ainsi que la société Direct Energie EBM entreprises, constituée en 2010 et détenue à 50%.

## 20.7 Gestion du capital

L'objectif principal de Poweo Direct Energie en termes de gestion de sa structure financière est d'optimiser la rentabilité du capital investi par ses actionnaires en fonction des risques encourus et de la maîtrise des moyens financiers nécessaires à son développement à court et moyen terme.

Le Groupe apprécie la pertinence de ses projets d'acquisition ou d'investissement sur la base de leur intérêt stratégique mais également de leur profil financier, et organise leur financement en tenant compte de paramètre de rentabilité et des éventuelles opportunités ou contraintes existant sur les marchés de la dette et des capitaux.

Poweo Direct Energie n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum, excepté les exigences légales.

## Note 21. PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Options de souscription d'action	1 343	5 688
Actions gratuites	49	2 607
Bons de souscription de parts de créateur d'entreprise	-	-
<b>Charges liées aux paiements fondés sur des actions</b>	<b>1 393</b>	<b>8 295</b>

### 21.1 Options de souscription d'actions

#### 21.1.1 Evolution des plans historiques Direct Energie avant la fusion avec Poweo

Les caractéristiques des différents plans ouverts par le Groupe et les mouvements sur la période précédant la fusion sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	01/10/2007	23/11/2007	22/01/2008	12/11/2008	23/11/2009*	06/04/2012
Date d'attribution	01/10/2007	23/11/2007	22/01/2008	12/11/2008	23/11/2009	06/04/2012
Date de libération	01/10/2009	23/11/2009	22/01/2010	12/11/2010	23/11/2011	06/04/2016
Date d'expiration	01/10/2012	23/11/2012	22/01/2013	12/11/2013	23/11/2014	06/04/2017
Prix d'exercice	402,00	800,00	800,00	1 200,00	1 400,00	700,00
Nombre d'option initial	2 450	2 650	750	2 800	2 600	9 600
<b>Options en circulation au 31/12/2011</b>	<b>2 245</b>	<b>2 649</b>	<b>750</b>	<b>2 800</b>	<b>2 200</b>	<b>N/A</b>
<i>Dont options exerçables</i>	2 245	2 649	750	2 800	1 800	N/A
Options attribuées	-	-	-	-	-	9 668
Options annulées	-	-	(300)	(1 100)	-	-
Options exercées	(700)	-	-	-	-	-
Options expirées	-	-	-	-	-	-
<b>Options en circulation au 11/07/2012</b>	<b>1 545</b>	<b>2 649</b>	<b>450</b>	<b>1 700</b>	<b>2 200</b>	<b>9 668</b>
<i>Dont options exerçables</i>	1 545	2 649	450	1 700	1 800	-

(\*) concernant 400 options attribuée le 23 novembre 2009, par dérogation aux règles générales, la durée d'indisponibilité a été portée à 3 ans. La date de libération des ces options est donc fixée au 23 novembre 2012.

### 21.1.2 Evolution des plans historiques Direct Energie depuis la fusion

En application des modalités du traité de fusion, les engagements de Direct Energie envers ses optionnaires en cours d'acquisition ont été intégralement repris. Les droits individuels des bénéficiaires ont été ajustés pour tenir compte de la parité de la fusion.

Les 18 144 options sur actions Direct Energie en vigueur au moment de la fusion deviennent, après ajustement, 1 697 157 options sur actions Poweo Direct Energie.

Les caractéristiques ajustées des différents plans et les mouvements sur la période postérieure à la fusion sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	01/10/2007	23/11/2007	22/01/2008	12/11/2008	23/11/2009	06/04/2012
Date d'attribution	01/10/2007	23/11/2007	22/01/2008	12/11/2008	23/11/2009	06/04/2012
Date de libération	01/10/2009	23/11/2009	22/01/2010	12/11/2010	23/11/2011	06/04/2016
Date d'expiration	01/10/2012	23/11/2012	22/01/2013	12/11/2013	23/11/2014	06/04/2017
Prix d'exercice ajusté	4,30	8,55	8,55	12,83	14,97	7,48
Nombre d'option initial ajusté	229 168	247 876	70 154	261 906	243 199	897 965
<b>Options en circulation au 11/07/2012</b>	<b>144 517</b>	<b>247 783</b>	<b>42 093</b>	<b>159 015</b>	<b>205 784</b>	<b>904 326</b>
<i>Dont options exerçables</i>	144 517	247 783	42 093	159 015	168 368	-
Options attribuées	-	-	-	-	-	-
Options annulées	-	-	(42 093)	(102 892)	(79 507)	(386 686)
Options exercées	-	-	-	-	-	-
Options expirées	(144 517)	(247 783)	-	-	-	-
<b>Options en circulation au 31/12/2012</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>56 123</b>	<b>126 277</b>	<b>517 640</b>
<i>Dont options exerçables</i>	-	-	-	56 123	126 277	-

### 21.1.3 Evolution des plans Poweo

Le Groupe Poweo avait ouvert des plans d'options de souscription d'action accordés à certains de ses salariés. Ces plans d'options de souscription ont été maintenus sans changement par Poweo Direct Energie.

Les caractéristiques et les mouvements sur ces plans depuis la fusion sont présentés dans le tableau suivant :

	20/07/2007	18/07/2008	21/08/2009	05/11/2009
Date d'attribution	14/09/2007	18/07/2008	21/08/2009	06/11/2009
Date de libération	20/07/2011	17/12/2012	20/08/2010	05/11/2013
Date d'expiration	19/07/2017	17/07/2018	20/08/2019	05/11/2016
Prix d'exercice	37,87	26,76	29,00	23,00
Nombre d'option initial	88 850	175 000	300 000	153 197
<b>Options en circulation au 11/07/2012</b>	<b>40 500</b>	<b>93 000</b>	<b>300 000</b>	<b>53 000</b>
<i>Dont options exerçables</i>	40 500	-	300 000	-
Options attribuées	-	-	-	-
Options annulées	(5 800)	(5 000)	-	(4 000)
Options exercées	-	-	-	-
Options expirées	-	-	-	-
<b>Options en circulation au 31/12/2012</b>	<b>34 700</b>	<b>88 000</b>	<b>300 000</b>	<b>49 000</b>
<i>Dont options exerçables</i>	34 700	88 000	300 000	-

#### 21.1.4 Juste valeur des plans d'options de souscription d'action

La valorisation des plans d'options de souscription d'action est basée sur le modèle de Black & Scholes. Les hypothèses utilisées pour l'évaluation de la juste valeur unitaire des options sont détaillées ci-après.

##### 21.1.4.1 Juste valeur des plans historiques Direct Energie

Excepté le plan daté du 6 avril 2012, les plans historiques de Direct Energie permettent une monétisation de l'avantage acquis et sont donc traités en tant que transaction réglées en trésorerie, conformément aux dispositions de la norme IFRS 2. La juste valeur de ces plans est donc évaluée à chaque clôture.

Le plan daté du 6 avril 2012 ne présente pas cette caractéristique et est donc traité en tant que transaction réglée en instruments de capitaux propres. Sa juste valeur a été déterminée à la date d'attribution des options.

	12/11/2008	23/11/2009	06/04/2012
Cours au 31/12/2012	3,08	3,08	3,08
Prix d'exercice	12,83	14,97	7,48
Durée de vie attendue	1 an	2 ans	5 ans
Volatilité	60,85%	60,85%	60,85%
Taux sans risque	0,32%	0,38%	1,58%
Distribution de dividendes	-	-	-
<b>Juste valeur unitaire</b>	<b>0,01</b>	<b>0,06</b>	<b>0,95</b>

##### 21.1.4.2 Juste valeur des plans Poweo

Conformément aux dispositions des normes IFRS 2 et IFRS 3, les plans d'options de souscription d'action de Poweo repris sans modification suite à la fusion doivent être évalués à leur juste valeur à la date de réalisation de la fusion, soit le 11 juillet 2012.

	20/07/2007	18/07/2008	21/08/2009	05/11/2009
Cours au 11/07/2012	2,46	2,46	2,46	2,46
Prix d'exercice	37,87	26,76	29,00	23,00
Durée de vie attendue	5 ans	6 ans	1 an	4 ans
Volatilité	60,85%	60,85%	60,85%	60,85%
Taux sans risque	1,31%	1,50%	0,85%	1,12%
Distribution de dividendes	-	-	-	-
<b>Juste valeur unitaire</b>	<b>0,10</b>	<b>0,25</b>	<b>0,00</b>	<b>0,14</b>

### 21.1.5 Impacts sur le résultat de l'exercice

La charge comptabilisée au cours de la période relative aux plans d'options de souscription d'action est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	2012	2011
Plan du 01/10/2007	702	1 782
Plan du 23/11/2007	262	1 590
Plan du 22/01/2008	83	451
Plan du 12/11/2008	218	1 348
Plan du 23/11/2009	200	517
Plan du 06/04/2012	(90)	-
Plan du 20/07/2007	(4)	-
Plan du 18/07/2008	(24)	-
Plan du 21/08/2009	(0)	-
Plan du 05/11/2009	(4)	-
<b>Charges options de souscription d'action</b>	<b>1 343</b>	<b>5 688</b>

### 21.2 Actions gratuites

Il n'y a plus d'engagement relatif à des plans d'actions gratuites comptabilisé au 31 décembre 2012, les derniers plans ayant été débouclés sur l'exercice. Les plans qui avaient été mis en place prévoyaient certaines dispositions permettant aux bénéficiaires de monétiser leur avantage acquis. Ces plans étaient donc traités en tant que transaction réglées en trésorerie.

L'impact sur le compte de résultat de l'exercice est un produit de 49 milliers d'euros contre un produit de 2 607 milliers d'euros en 2011.

### 21.3 Bons de souscription de parts de créateurs d'entreprise

Le Groupe a ouvert des plans de bons de souscription de parts de créateurs d'entreprise accordés à certains salariés. L'analyse des conditions de ces plans a conduit le Groupe à les comptabiliser en tant que transactions réglées en instruments de capitaux propres.

Certains plans arrivés à échéance ont fait l'objet d'une prolongation d'un an.

### 21.3.1 Evolution des plans avant la fusion avec Poweo

Les caractéristiques des différents plans ouverts par le Groupe et les mouvements sur la période précédant la fusion sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	21/06/2005	09/09/2005	22/01/2008
Date d'attribution	21/06/2005	09/09/2005	05/12/2005
Date de libération	27/02/2008	09/05/2007	05/12/2008
Date d'expiration	27/06/2013	09/09/2013	05/12/2013
Prix d'exercice	73,90	219,00	219,00
Nombre de bon initial	750	1 800	4 700
<b>Bons en circulation au 31/12/2011</b>	<b>92</b>	<b>218</b>	<b>3 088</b>
<i>Dont bons exerçables</i>	92	218	3 088
Bons attribués	-	-	-
Bons annulés	(26)	(26)	(50)
Bons exercés	(22)	(139)	(300)
Bons expirés	-	-	-
<b>Bons en circulation au 11/07/2012</b>	<b>44</b>	<b>53</b>	<b>2 738</b>
<i>Dont bons exerçables</i>	44	53	2 738

### 21.3.2 Evolution des plans après la fusion avec Poweo

En application des modalités du traité de fusion, les engagements de Direct Energie envers les bénéficiaires de bons de souscription de parts de créateurs d'entreprises ont été intégralement repris. Les droits individuels des bénéficiaires ont été ajustés pour tenir compte de la parité de la fusion.

Les 2 835 bons en circulation au moment de la fusion deviennent, après ajustement, 265 182 bons.

Les caractéristiques ajustées des différents plans et les mouvements sur la période postérieure à la fusion sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	21/06/2005	09/09/2005	22/01/2008
Date d'attribution	21/06/2005	09/09/2005	05/12/2005
Date de libération	27/02/2008	09/05/2007	05/12/2008
Date d'expiration	27/06/2013	09/09/2013	05/12/2013
Prix d'exercice ajusté	0,79	2,34	2,34
Nombre d'option initial ajusté	70 154	168 368	439 629
<b>Bons en circulation au 11/07/2012</b>	<b>4 116</b>	<b>4 958</b>	<b>256 108</b>
<i>Dont bons exerçables</i>	4 116	4 958	256 108
Bons attribués	-	-	-
Bons annulés	-	-	(70 154)
Bons exercés	-	-	-
Bons expirés	-	-	-
<b>Bons en circulation au 31/12/2012</b>	<b>4 116</b>	<b>4 958</b>	<b>185 954</b>
<i>Dont Bons exerçables</i>	4 116	4 958	185 954

### 21.4 Nouveaux plans d'option de souscription d'actions et d'attribution d'actions gratuites

Le 20 décembre 2012, le conseil d'administration du Groupe a validé l'attribution d'un nouveau plan d'option de souscription d'actions et d'un plan d'attribution d'actions gratuites. Compte tenu du caractère non significatif des impacts de ces plans sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2012, aucune charge n'a été comptabilisée au titre de ces plans en 2012. Les détails de ces deux plans sont les suivants :

	OSA	AGA
	20/12/2012	20/12/2012
Date d'attribution	20/12/2012	20/12/2012
Date de libération	20/12/2015	20/12/2015
Date d'expiration	20/12/2019	N/A
Prix d'exercice	4,77	N/A
Nombre d'option/action initial	711 000	511 000

## Note 22. PROVISIONS

### 22.1 Variation des provisions

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2011	Dotations	Utilisations	Reprises	Désactualisation	Var. Périmètre	31/12/2012
Provisions pour avantages au personnel	226	91	-	-	7	100	425
Provisions pour risques et charges	1 993	7 400	(2 377)	(3 564)	-	5 307	8 760
<b>Provisions</b>	<b>2 219</b>	<b>7 492</b>	<b>(2 377)</b>	<b>(3 564)</b>	<b>7</b>	<b>5 407</b>	<b>9 184</b>

Les variations de périmètre correspondent aux effets liés à l'acquisition de Poweo.

Les flux de dotations, utilisations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En milliers d'euros</i>	Dotations nettes
Charges de personnel	91
Autres produits et charges opérationnels	1 460
Autres produits et charges financiers	7
<b>Total</b>	<b>1 558</b>

### 22.2 Provisions pour avantages au personnel

Les principales hypothèses utilisées pour déterminer l'engagement existant au 31 décembre 2012 sont les suivantes :

- taux d'actualisation de 2,69 % (inflation incluse) ;
- taux d'inflation de 1 % ;
- départ à la retraite à l'initiative du salarié ;

- taux de mobilité du personnel variable selon l'âge ;
- Table de mortalité INSEE TD 2007-2009.

Au 31 décembre 2012, les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 61 milliers d'euros. Aucun écart actuariel n'a été comptabilisé en capitaux propres au titre de l'exercice.

### 22.3 Provisions pour risques et charges

Les provisions constituées au 31 décembre 2012 sont liées principalement à :

- des litiges en cours pour 2 233 milliers d'euros (1 222 milliers d'euros en 2011) ;
- des départs prévus de salariés pour 322 milliers d'euros (531 milliers d'euros en 2011) ;
- l'estimation des obligations du Groupe en termes de certificats d'économie d'énergie relatifs à la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 pour 3 955 milliers d'euros. Cette provision a été passée conformément au règlement de l'ANC 2012-04 que la Société a choisi d'appliquer par anticipation selon les modalités permises par ce texte ;
- Des risques divers non significatifs individuellement pour 1 261 milliers d'euros et un risque fiscal pour 781 milliers d'euros (240 milliers d'euros en 2011).

### 22.4 Part courante et non courante des provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se détaille comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages au personnel	-	425	425	-	226	226
Provisions pour risques et charges	8 760	-	8 760	1 993	-	1 993
<b>Provisions</b>	<b>8 760</b>	<b>425</b>	<b>9 184</b>	<b>1 993</b>	<b>226</b>	<b>2 219</b>

## Note 23. CONTRATS DE LOCATIONS-FINANCEMENT

La valeur nette comptable des immobilisations en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations en fonction de leur nature. Les contrats de location-financement du Groupe résultent d'une cession-bail de ses systèmes d'information intégrés de gestion.

Les contrats de location-financement ont une durée allant de 3 à 5 ans et prévoient la reprise de la propriété des biens par le Groupe à l'issue de la période de financement.

Le détail des paiements minimaux futurs au titre de ces contrats se présentent de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	Total	Échéances		
	31/12/2012	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Paiements minimaux	807	778	29	-
Charges financières	(30)	(27)	(2)	-
<b>Valeur actualisée des paiements minimaux</b>	<b>778</b>	<b>751</b>	<b>27</b>	<b>-</b>



## Note 24. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	31/12/2011
Dettes fournisseurs	57 736	89 751
Factures non parvenues	45 824	35 641
<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>103 560</b>	<b>125 393</b>

## Note 25. AUTRES PASSIFS COURANTS

Les éléments constitutifs des autres passifs courants sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	31/12/2011
Dettes sociales et fiscales	78 603	45 000
Produits constatés d'avance	7 307	584
Autres dettes	19 410	680
<b>Autres passifs courants</b>	<b>105 320</b>	<b>46 264</b>

Les autres dettes sont essentiellement composées de l'excédent net perçu par le Groupe Poweo dans le cadre du mécanisme de compensation TaRTAM.

L'augmentation des produits constatés d'avance résulte de la mise en place du contrat de prestation de service avec ERDF.

## Note 26. ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Les clients et comptes rattachés, la trésorerie et équivalent de trésorerie ainsi que les fournisseurs et comptes rattachés entrent dans le champ d'application de la norme IAS39 et sont présentés dans ces tableaux mais apparaissent sur des lignes distinctes de l'état de situation financière.

### 26.1 Actifs financiers hors instruments financiers dérivés

### 26.1.1 Actifs financiers par catégories

Les différentes catégories d'actifs financiers hors instruments financiers dérivés réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	932	932	-	2 079	2 079
Prêts et créances au coût amorti (hors clients)	4 457	3 230	7 688	7 032	512	7 544
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	5	854	860	-	11 814	11 814
<b>Autres actifs financiers</b>	<b>4 463</b>	<b>5 017</b>	<b>9 480</b>	<b>7 032</b>	<b>14 406</b>	<b>21 438</b>
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>124 868</b>	<b>-</b>	<b>124 868</b>	<b>65 166</b>	<b>-</b>	<b>65 166</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>58 271</b>	<b>-</b>	<b>58 271</b>	<b>3 788</b>	<b>-</b>	<b>3 788</b>
<b>Actifs financiers</b>	<b>187 602</b>	<b>5 017</b>	<b>192 619</b>	<b>75 986</b>	<b>14 406</b>	<b>90 392</b>

### 26.1.2 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs disponibles à la vente du Groupe sont principalement composés de titres de participation dans des sociétés non consolidées pour 932 milliers d'euros. La variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	Juste valeur
<b>Au 31 décembre 2010</b>	<b>1 939</b>
Acquisitions	190
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	(51)
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	1
Variation de périmètre	-
Autres	-
<b>Au 31 décembre 2011</b>	<b>2 079</b>
Acquisitions	209
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	(371)
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(985)
Variation de périmètre	-
Autres	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>932</b>

Sur l'exercice, l'examen de la valeur des différents titres disponibles à la vente ont amené le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 985 milliers d'euros. Cette perte de valeur est enregistrée sur la ligne « Pertes de valeur sur actifs non courants » au compte de résultat. Les autres mouvements en 2012 correspondent à la cession de la participation résiduelle du Groupe dans la société Pyrénées Hydro et au renforcement de ses participation dans les sociétés Weole et Ijenko.

En 2011, le Groupe a renforcé sa participation dans la société Weole et a cédé sa participation résiduelle dans la société Direct Energie Hydro.

### 26.1.3 Prêts et créances au coût amorti (hors clients)

Le détail des prêts et créances au coût amorti se présente ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Dépôts de garantie	4 457	2 942	7 399	6 766	512	7 278
Prêts aux sociétés non intégrées	-	-	-	266	-	266
Autres prêts et créances	-	288	288	-	-	-
<b>Prêts et créances au coût amorti</b>	<b>4 457</b>	<b>3 230</b>	<b>7 688</b>	<b>7 032</b>	<b>512</b>	<b>7 544</b>

Les dépôts de garantie concernent principalement des dépôts de marges effectués en trésorerie auprès de certaines contreparties sur le négoce d'énergie pour couvrir les variations de juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie.

Aucune perte de valeur n'était comprise dans les montants des prêts et créances au coût amorti au 31 décembre 2011 et le Groupe n'a constaté aucune perte de valeur sur les prêts et créances au coût amorti en 2012. La valeur nette comptable des prêts et créances au coût amorti constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

Les produits d'intérêts comptabilisés en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat en 2012 s'élèvent à 196 milliers d'euros contre 49 milliers d'euros en 2011.

#### 26.1.4 Actifs financiers à la juste valeur par résultat

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers de trading	-	854	854	-	11 814	11 814
Actifs financiers sur option	5	-	5	-	-	-
<b>Actifs financiers à la juste valeur par résultat</b>	<b>5</b>	<b>854</b>	<b>860</b>	<b>-</b>	<b>11 814</b>	<b>11 814</b>

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat correspondent essentiellement à des valeurs mobilières de placement nanties dans le cadre d'opérations de marchés ou de contrat d'approvisionnement et d'appels de marge.

#### 26.1.5 Clients et comptes rattachés

Les dépréciations et pertes de valeurs comprises dans les clients et comptes rattachés s'élèvent à 18 521 milliers d'euros au 31 décembre 2012 (contre 10 052 milliers d'euros en 2011). La valeur comptable de ces actifs financiers est une évaluation appropriée de leur juste valeur. Les clients et comptes rattachés ainsi que les dépréciations afférentes sont présentés dans la note 17 « Clients et comptes rattachés ».

#### 26.1.6 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élèvent à 58 271 milliers d'euros en 2012 contre 3 788 milliers d'euros en 2011. Le résultat enregistré sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie en 2012 s'élève à 605 milliers d'euros (contre 217 milliers d'euros en 2011) et est enregistré en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat.

## 26.2 Passifs financiers hors instruments financiers dérivés

### 26.2.1 Passifs financiers par catégorie

Les différentes catégories de passifs financiers réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Passifs financiers évalués au coût amorti	49 163	127	49 290	67 199	20 017	87 216
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-
<b>Autres passifs financiers</b>	<b>49 163</b>	<b>127</b>	<b>49 290</b>	<b>67 199</b>	<b>20 017</b>	<b>87 216</b>
<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>103 560</b>	-	<b>103 560</b>	<b>125 393</b>	-	<b>125 393</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Passifs financiers</b>	<b>152 723</b>	<b>127</b>	<b>152 851</b>	<b>192 592</b>	<b>20 017</b>	<b>212 609</b>

### 26.2.2 Passifs financiers évalués au coût amorti (hors fournisseurs)

Le détail des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	-	-	-	-	-	-
Emprunts sur location-financement	749	28	778	897	773	1 670
Tirages sur facilités de crédit	46	46	91	96	137	233
Dépôts de garantie	397	-	397	4 830	-	4 830
Autres emprunts et dettes assimilées	47 971	53	48 024	61 376	19 107	80 483
<b>Passifs financiers évalués au coût amorti</b>	<b>49 163</b>	<b>127</b>	<b>49 290</b>	<b>67 199</b>	<b>20 017</b>	<b>87 216</b>

Les autres emprunts et dettes assimilées sont principalement composés du solde à verser concernant l'acquisition de la participation dans la société Poweo dont l'échéance est fixée au 1er juillet 2013 pour un montant actualisé de 17 971 milliers d'euros (contre 17 540 milliers en part non courante en 2011) et d'avances en comptes courants des trois principaux actionnaires historiques de Direct Energie, devenus à l'occasion de la fusion les actionnaires de référence du Groupe Poweo Direct Energie, pour un montant total de 30 000 milliers d'euros (contre 61 376 milliers d'euros au 31 décembre 2011). Concernant les avances en comptes courants des actionnaires de référence, leur remboursement est initialement fixé au 31 décembre 2014. Cependant en fonction du respect de certains ratios financiers, ce remboursement peut intervenir au 31 décembre 2013, c'est pourquoi ces avances en comptes courants ont été classées dans la part courante des passifs financiers évalués au coût amorti.

Les charges d'intérêts relatives aux dettes financières s'élèvent à 4 287 milliers d'euros en 2012 (contre 4 495 milliers d'euros en 2011) et sont comptabilisées au compte de résultat en « Coût de l'endettement financier net ».

La juste valeur des passifs financiers évalués au coût amorti s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012		31/12/2011	
	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable
Passifs financiers évalués au coût amorti	51 720	49 290	88 258	87 216

L'échéancier des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2012</b>				<b>31/12/2011</b>			
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	-	-	-	-	-	-	-	-
Emprunts sur location-financement	749	28	-	778	897	773	-	1 670
Tirages sur facilités de crédit	46	46	-	91	96	137	-	233
Dépôts de garantie	397	-	-	397	4 830	-	-	4 830
Autres emprunts et dettes assimilées	47 971	53	-	48 024	61 376	19 107	-	80 483
<b>Passifs financiers évalués au coût amorti</b>	<b>49 163</b>	<b>127</b>	<b>-</b>	<b>49 290</b>	<b>67 199</b>	<b>20 017</b>	<b>-</b>	<b>87 216</b>

### 26.2.3 Fournisseurs et comptes rattachés

Les fournisseurs et comptes rattachés sont présentés dans la note 24 « Fournisseurs et comptes rattachés ». La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

### 26.3 Endettement financier net

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2012</b>			<b>31/12/2011</b>		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<b>Dettes financières</b>	<b>49 163</b>	<b>127</b>	<b>49 290</b>	<b>67 199</b>	<b>20 017</b>	<b>87 216</b>
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	5	854	860	-	11 814	11 814
Trésorerie et équivalents de trésorerie	58 271	-	58 271	3 788	-	3 788
<b>Trésorerie active</b>	<b>58 276</b>	<b>854</b>	<b>59 131</b>	<b>3 788</b>	<b>11 814</b>	<b>15 602</b>
<b>Endettement financier net</b>	<b>(9 113)</b>	<b>(727)</b>	<b>(9 840)</b>	<b>63 411</b>	<b>8 203</b>	<b>71 614</b>

La variation de l'endettement financier net s'explique par une diminution des dettes financières suite au remboursement partiel des avances actionnaires pour 30 000 milliers d'euros en principal en décembre 2012 et une forte augmentation de la trésorerie active principalement due à l'intégration de la trésorerie du groupe Poweo suite à la fusion.

### 26.4 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture

#### 26.4.1 Instruments financiers dérivés par catégories

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2012</b>			<b>31/12/2011</b>		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Juste valeur positive des dérivés trading	1 992	-	1 992	19 669	545	20 214
Juste valeur positive des dérivés couverture	1 296	33	1 329	823	1 039	1 862
<b>Juste valeur positive des dérivés</b>	<b>3 288</b>	<b>33</b>	<b>3 321</b>	<b>20 492</b>	<b>1 584</b>	<b>22 076</b>
Juste valeur négative des dérivés trading	(2 899)	-	(2 899)	(9 148)	-	(9 148)
Juste valeur négative des dérivés couverture	(7 950)	(2 008)	(9 957)	(14 495)	(2 483)	(16 978)
<b>Juste valeur négative des dérivés</b>	<b>(10 848)</b>	<b>(2 008)</b>	<b>(12 856)</b>	<b>(23 643)</b>	<b>(2 483)</b>	<b>(26 126)</b>
<b>Juste valeur nette des dérivés</b>	<b>(7 561)</b>	<b>(1 975)</b>	<b>(9 535)</b>	<b>(3 151)</b>	<b>(899)</b>	<b>(4 050)</b>

## 26.4.2 Instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	31/12/2011
Juste valeur positive des dérivés trading	1 992	20 214
Juste valeur négative des dérivés trading	(2 899)	(9 148)
<b>Juste valeur nette des dérivés trading</b>	<b>(907)</b>	<b>11 066</b>

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture du Groupe correspondent à des instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction.

Les variations de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture sont enregistrées au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management ».

Les échéances des montants et volumes notionnels des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont les suivantes :

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Juste valeur en milliers d'euros</i>	31/12/2012					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(650)	(451)	(77)	(30 145)	(25 769)	(6 455)
Ventes fermes d'énergie	329	0	-	18 864	8	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(321)</b>	<b>(451)</b>	<b>(77)</b>	<b>(11 281)</b>	<b>(25 761)</b>	<b>(6 455)</b>

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Montants en milliers d'euros</i>	31/12/2011					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(1 317)	(340)	(141)	(41 286)	(22 486)	(11 640)
Ventes fermes d'énergie	2 021	281	-	74 184	8 290	-
Achats optionnels d'énergie	(3 041)	-	-	(143 557)	-	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(2 337)</b>	<b>(59)</b>	<b>(141)</b>	<b>(110 659)</b>	<b>(14 196)</b>	<b>(11 640)</b>

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles pour les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture mais ces instruments sont réputés liquide à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

## 26.4.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	31/12/2011
Juste valeur positive des dérivés couverture	1 329	1 862
Juste valeur négative des dérivés couverture	(9 957)	(16 978)
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture</b>	<b>(8 628)</b>	<b>(15 116)</b>

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concernent des dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

L'impact des variations de juste valeur comptabilisées dans les capitaux propres du Groupe est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	31/12/2011
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture à l'ouverture</b>	<b>(15 116)</b>	<b>139</b>
Variations de juste valeur en capitaux propres	(8 665)	(9 949)
Variations de juste valeur en résultat - recyclage	13 672	(192)
Variations de juste valeur en résultat - inefficacité	-	-
Autres variations	1 481	(5 114)
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture à la clôture</b>	<b>(8 628)</b>	<b>(15 116)</b>

Les variations de juste valeur en capitaux propres comprennent les variations de juste valeur des dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont non échus en fin d'exercice ainsi que la juste valeur des dérivés de couverture souscrits durant l'exercice.

Les variations de juste valeur en résultat pour la part recyclage correspondent à la juste valeur des dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont échus au cours de l'exercice. L'impact total des dérivés de couverture sur le compte de résultat, c'est-à-dire y compris les dérivés souscrits et échus au cours du même exercice, est une charge de 121 376 milliers d'euros (contre une charge de 140 433 milliers d'euros en 2011).

Les autres variations correspondent au changement de qualification de certains dérivés qualifiés d'activité normale au 31 décembre 2012 pour 1 481 milliers d'euros contre 5 039 milliers d'euro liés à l'impact des impôts différés actifs non reconnus sur les dérivés de couverture en 2011 et un impact de 75 milliers d'euros correspondant à la reclassification de dérivés de couverture en dérivés de trading.

Les couvertures de flux de trésorerie par période s'analysent comme suit :

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2012					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
<i>Juste valeur en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(1 079)	(482)	-	(60 564)	(25 124)	-
Ventes fermes d'énergie	251	-	-	12 675	-	-
Achats optionnels d'énergie	(202)	(12)	-	(12 556)	(751)	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(1 031)</b>	<b>(493)</b>	<b>-</b>	<b>(60 445)</b>	<b>(25 875)</b>	<b>-</b>

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2011					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
<i>Montants en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(1 864)	(1 231)	-	(60 654)	(34 405)	-
Ventes fermes d'énergie	61	9	-	3 475	468	-
Achats optionnels d'énergie	(397)	(214)	-	(23 207)	(13 307)	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(2 200)</b>	<b>(1 436)</b>	<b>-</b>	<b>(80 386)</b>	<b>(47 244)</b>	<b>-</b>

## 26.5 Juste valeur des actifs et passifs financiers par niveau

### 26.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012				31/12/2011			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	932	932	-	-	2 079	2 079
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	860	-	-	860	11 814	-	-	11 814
Trésorerie et équivalents de trésorerie	58 271	-	-	58 271	3 788	-	-	3 788
Dérivés de couverture	-	1 227	103	1 329	-	446	1 415	1 861
Dérivés de trading	-	1 992	-	1 992	-	9 675	10 190	19 865
<b>Actifs financiers à la juste valeur</b>	<b>59 131</b>	<b>3 218</b>	<b>1 035</b>	<b>63 384</b>	<b>15 602</b>	<b>10 121</b>	<b>13 684</b>	<b>39 407</b>

Le Groupe a classé les justes valeurs des actifs et passifs financiers entre les niveaux 1, 2 et 3 selon les critères exposés dans la note 1.5.6.3.2 « Evaluation de la juste valeur des dérivés ».

#### Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont composés de titres non cotés dont l'évaluation est basée sur les dernières opérations de marché et sont considérés être de niveau 3 ;

#### Actifs financiers à la juste valeur par résultat / trésorerie et équivalent de trésorerie

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat ainsi que la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont considéré de niveau 1 car le Groupe dispose pour ces actifs financiers de valeurs liquidatives régulières.

#### Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers présentés en niveau 2 sont évalués au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités d'énergie et repose sur des paramètres de marché observable directement ou indirectement.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation à la juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes.

### 26.5.2 Passifs financiers

Les passifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012				31/12/2011			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de couverture	-	7 813	2 145	9 957	-	10 975	6 003	16 978
Dérivés de trading	-	1 152	1 746	2 899	-	7 498	1 650	9 148
<b>Passifs financiers à la juste valeur</b>	<b>-</b>	<b>8 965</b>	<b>3 891</b>	<b>12 856</b>	<b>-</b>	<b>18 473</b>	<b>7 653</b>	<b>26 126</b>

Le classement par niveau des instruments financiers dérivés est précisé ci-dessus (note 26.4.1).



### 26.5.3 Variation des justes valeurs de niveau 3

Au 31 décembre 2012, la variation sur l'exercice de la juste valeur des actifs et passifs financiers considérés être de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2011	Var. par résultat	Var. par capitaux propres	Acquisitions	Cessions	Transferts	31/12/2012
Actifs financiers disponibles à la vente	2 079	(985)	-	209	(371)	-	932
Dérivés de couverture	1 415	-	(1 312)	-	-	-	103
Dérivés de trading	10 190	(10 190)	-	-	-	-	-
<b>Actifs financiers juste valeur niveau 3</b>	<b>13 684</b>	<b>(11 175)</b>	<b>(1 312)</b>	<b>209</b>	<b>(371)</b>	<b>-</b>	<b>1 035</b>
Dérivés de couverture	6 003	-	(3 858)	-	-	-	2 145
Dérivés de trading	1 650	96	-	-	-	-	1 746
<b>Passifs financiers juste valeur niveau 3</b>	<b>7 653</b>	<b>96</b>	<b>(3 858)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 891</b>

### 26.6 Risques de marché et gestion des risques

Les principaux facteurs de risques sont les suivants :

#### 26.6.1 Risque de crédit

Le Groupe est amené à effectuer des transactions (ventes ou achats) avec de nombreuses contreparties pour un montant global important.

Concernant son activité de fourniture d'électricité et de gaz, le Groupe suit au quotidien l'encours clients et constate au besoin des dépréciations sur les créances qui présenteraient un risque de recouvrement trop faible. En particulier l'ensemble des créances pour lesquelles au moins deux incidents de paiements ont été constatés sont dépréciées intégralement, pour tenir compte du risque existant sur ces créances. Au 31 décembre 2012 cette dépréciation des comptes clients représente 18 521 milliers d'euros (contre 10 052 milliers d'euros au 31 décembre 2011).

Concernant son activité de négoce d'énergie, le groupe traite avec des contreparties de premier rang sur le marché européen. Le risque de défaillance de telles contreparties est jugé comme non significatif par le Groupe. La ventilation de la juste valeur par type de contrepartie au 31 décembre 2012 est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	31/12/2011
Marché organisé avec chambre de compensation	(6 247)	(1 271)
Industriels de l'énergie	(3 530)	(28 850)
Banques et assimilées	241	-
<b>Juste valeur nette des dérivés à la clôture</b>	<b>(9 535)</b>	<b>(30 121)</b>

#### 26.6.2 Risque de liquidité

Le Groupe suit quotidiennement ses disponibilités en termes de liquidités et besoins de liquidités à courts et moyens termes pour s'assurer à tout moment d'avoir des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante et les investissements pour le développement du Groupe.

### 26.6.3 Risque de marché

Poweo Direct Energie conclu des contrats d'achats et de ventes fermes d'énergie sur un marché organisé ou avec des contreparties de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent dans la gestion et l'optimisation de l'approvisionnement des clients. Ces instruments sont sensibles à la variation des prix de marché des matières premières, qui a une volatilité importante.

Le Groupe revoit hebdomadairement son portefeuille d'instruments dérivés afin de suivre plus particulièrement les risques liés au marché. L'effet sur le compte de résultat et les réserves d'instruments financiers du Groupe dans le cas d'un choc uniforme sur l'ensemble des cours à terme est présenté dans le tableau suivant (sensibilité linéaire et symétrique aux variations du marché) :

<i>En milliers d'euros</i>	Variation des prix	31/12/2012		31/12/2011	
		Résultat	Réserves	Résultat	Réserves
Achats/ventes à terme d'électricité - couverture	+5€/MWh	-	7 604	-	4 111
Achats/ventes à terme d'électricité - trading		288	-	14 773	-
<b>Sensibilité achats/ventes électricité</b>		<b>288</b>	<b>7 604</b>	<b>14 773</b>	<b>4 111</b>
Achats/ventes à terme de gaz - couverture	-10% gaz	-	-	-	(10 037)
Achats/ventes à terme de gaz - trading	+10% oil	1 756	-	809	-
<b>Sensibilité achats/ventes gaz</b>		<b>1 756</b>	<b>-</b>	<b>809</b>	<b>(10 037)</b>
<b>Sensibilité achats/ventes électricité et gaz</b>		<b>2 044</b>	<b>7 604</b>	<b>15 582</b>	<b>(5 926)</b>

En 2011, la mise en place du mécanisme de l'Arenh (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique) dont bénéficie le Groupe avait conduit le Groupe à reclasser les contrats d'approvisionnement long terme qualifiés jusque-là d'activité normale en instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture avec pour effet de fortement exposer le compte de résultat du Groupe à la volatilité des cours à terme. La résiliation de ces contrats en décembre 2012, telle que décrite dans la note 3 « Faits marquants de l'exercice » a fortement diminuée la sensibilité du compte de résultat du Groupe à cette volatilité.

## Note 27. ACTIFS CLASSES COMME DETENUS EN VUE DE LA VENTE

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	31/12/2011
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	25 679
Passifs liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	15 122
<b>Actifs nets classés comme détenus en vue de la vente</b>	<b>-</b>	<b>10 557</b>

La diminution des actifs nets classés comme détenus en vue de la vente au 31 décembre 2012 résultent de la finalisation de la cession des sociétés Centrale Eolienne de la Fage et Centrale Eolienne du Puech au cours de

l'exercice. Ces sociétés avaient été classées en activités abandonnées lors de leur acquisition en 2011 selon les critères de la norme IFRS 5 sur les filiales acquises exclusivement en vue de la revente.

L'impact de ces filiales sur le compte de résultat en 2011 et en 2012 comprend les résultats après impôts de ces activités, les impacts des réévaluations à la juste valeur diminuée des coûts de la vente et les résultats de cession constatés lors des ventes effectives.

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Résultat net des activités abandonnées	531	(6 043)

## **Note 28.** INFORMATIONS SECTORIELLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

### **28.1 Secteurs opérationnels**

Les secteurs opérationnels retenus pour présenter l'information sectorielle ont été identifiés sur la base du reporting interne utilisé par le Conseil d'Administration du Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs et l'évaluation de leurs performances. Le Conseil d'Administration est le « principale décideur opérationnel » au sens d'IFRS 8.

Le découpage sectoriel correspond à la nouvelle organisation mise en place par le Groupe dans le cadre de la fusion et utilisé pour le reporting interne. Les indicateurs présentés dans le reporting interne pourraient évoluer dans le cadre de la mise en place du suivi de la performance. Les informations sectorielles comparatives au titre de l'exercice 2011 sont présentées selon le même découpage.

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « Commerce » qui correspond à l'activité de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux ;
- « Production » qui désigne les filiales du Groupe en charge des projets de développement de centrale de production d'électricité ;
- « Autres secteurs » qui regroupe les autres participations du Groupe, notamment dans des entreprises locales de distribution.

### **28.2 Indicateurs sectoriels**

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs.

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Au 31/12/2012</b>				
	<b>Commerce</b>	<b>Production</b>	<b>Autres</b>	<b>Eliminations</b>	<b>Total</b>
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	590 871	93	245	(488)	590 722
<i>dont produits externes</i>	590 383	93	245	-	590 722
<i>dont produits inter-secteurs</i>	488	-	-	(488)	-
Marge Brute	102 239	93	237	-	102 570
EBITDA	24 313	(98)	293	-	24 507
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(30 863)	-	(0)	-	(30 863)
Pertes de valeur	(985)	297	-	-	(688)
Actifs sectoriels	307 614	9 591	(8 766)	-	308 439
Investissements	7 100	3 133	-	-	10 233

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Au 31/12/2011</b>				
	<b>Commerce</b>	<b>Production</b>	<b>Autres</b>	<b>Eliminations</b>	<b>Total</b>
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	357 378	117	175	(560)	357 110
<i>dont produits externes</i>	356 818	117	175	-	357 110
<i>dont produits inter-secteurs</i>	560	0	-	(560)	-
Marge Brute	12 977	117	175	-	13 268
EBITDA	(39 726)	(816)	(57)	-	(40 598)
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(26 892)	(6)	-	-	(26 898)
Pertes de valeur	21 184	(3 764)	-	-	17 420
Actifs sectoriels	255 901	32 870	1 904	-	290 674
Investissements	17 657	1 128	-	-	18 785

### 28.3 Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat opérationnel courant

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
<b>EBITDA</b>	<b>24 507</b>	<b>(40 598)</b>
(+) Amortissements	(30 863)	(26 898)
(+) Paiements fondés sur des actions	1 393	8 294
<b>Résultat opérationnel courant</b>	<b>(4 964)</b>	<b>(59 202)</b>

L'EBITDA correspond au principal indicateur suivi par le Conseil d'Administration du Groupe pour évaluer les performances des secteurs. Il correspond à un EBITDA n'intégrant pas les éléments non récurrents et non liés

aux activités opérationnelles du Groupe mais intègre certaines provisions inhérentes à ces activités. En particuliers, l'EBITDA par le principal décideur opérationnel n'intègre pas les produits et charges liés aux variations de périmètre mais comprend les provisions pour dépréciation des créances clients.

## Note 29. ENGAGEMENTS HORS BILAN

### 29.1 Cautions et nantissements

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	< 1 an	> 1 an et < 5 ans	> 5 ans
Garanties Bancaires sur contrats énergie forward	3 000	3 000	-	-
Garanties Bancaires sur contrats énergie long terme	32 805	32 805	-	-
Garanties Bancaires sur bail immobilier	813	-	813	-
Garanties Bancaires liées au réseau	6 328	6 328	-	-
Autres garanties bancaires	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>42 946</b>	<b>42 133</b>	<b>813</b>	<b>-</b>

Les garanties bancaires sur contrats énergie forward représentent des garanties émises envers les contreparties financières du Groupe sur les achats et reventes à terme d'électricité.

Les garanties bancaires sur contrats énergie long terme représentent des garanties émises envers les contreparties industrielles du Groupe concernant les contrats long-terme mis en place et qui couvrent principalement des garanties de paiements.

Les garanties bancaires liées au réseau correspondent aux cautions émises envers les responsables des réseaux de transport et de distribution d'énergie, pour couvrir le risque de défaut du Groupe en tant qu'acteur sur les réseaux français.

Certaines de ces garanties bancaires sont tout ou partiellement contre garanties par des actionnaires du concert EBM, François Premier Energie et Impala pour un montant total de 37 millions d'euros au 31 décembre 2012. D'autres font l'objet de dépôts nantis par le Groupe pour un montant total de 0,8 millions d'euros au 31 décembre 2012.

### 29.2 Engagements d'achats et de ventes d'énergie dans le cadre de l'activité normale

Dans le cadre de son activité normale, le Groupe a souscrit des contrats fermes ou optionnels d'achats à terme et de vente à terme d'énergie afin d'ajuster ses approvisionnements et couvrir les consommations de ses clients. L'analyse a conduit exclure certains contrats du champ d'application de la norme IAS 39. Les échéances des montants et volumes notionnels de ces contrats exclus du champ d'application de la norme IAS 39 sont les suivantes :

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2012					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
<i>Juste valeur en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(840)	(515)	-	(23 546)	(13 836)	-
Ventes fermes d'énergie	2 322	1 208	-	62 407	31 693	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>1 482</b>	<b>693</b>	<b>-</b>	<b>38 860</b>	<b>17 857</b>	<b>-</b>

<i>Notionnels en GWh</i>	31/12/2011					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
<i>Montants en milliers d'euros</i>						
Achats fermes d'énergie	(3 335)	-	-	(140 082)	-	-
Ventes fermes d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(3 335)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(140 082)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Par ailleurs, le Groupe a pris des engagements pour l'année 2013 dans le cadre de son activité de fournisseur via le mécanisme de l'Arenh.

### 29.3 Contrats de location simple

Les contrats de location simples conclus par le Groupe en tant que preneur concernent essentiellement les locaux utilisés par les sociétés du Groupe.

Les paiements de locations et les revenus de sous-location comptabilisés au cours des exercices 2012 et 2011 se détaillent ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2012	31/12/2011
Paiements minimaux	(3 052)	(904)
Loyers conditionnels	-	-
Revenus de sous-location	370	-
<b>Charges de la période</b>	<b>(2 681)</b>	<b>(904)</b>

Les paiements minimaux futurs et les revenus de sous-location à effectuer ou recevoir en vertu de contrats de location simples non résiliables et de contrats de sous-location non résiliables sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	Total	Échéances		
	31/12/2012	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Paiements minimaux futurs	(4 483)	(1 772)	(2 711)	-
Revenus de sous-location futurs	754	754	-	-
<b>Total</b>	<b>(3 730)</b>	<b>(1 019)</b>	<b>(2 711)</b>	<b>-</b>

## Note 30. PARTIES LIEES

<i>En milliers d'euros</i>	Périmètre de consolidation		Autres parties liées		Total	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Ventes aux parties liées	1 386	309	48	130	1 434	439
Achats aux parties liées	(2 108)	(100)	(3 568)	(13 175)	(5 676)	(13 275)
Créances sur les parties liées	119	62	27	301	145	363
Dettes sur les parties liées	-	(84)	(30 048)	(63 752)	(30 048)	(63 836)

### 30.1 Transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation

Les transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation concernent les transactions avec les entreprises associées. Comme indiqué dans la note 15 « Participations dans les entreprises associées », jusqu'au 11 juillet 2012, les sociétés du groupe Poweo faisait partie des entreprises associées.

Les transactions avec les entreprises associées sont principalement composées d'achats et ventes d'énergie ou de prestations de service.

### 30.2 Transactions avec les autres parties liées

Les transactions avec les autres parties liées au 31 décembre 2012 sont principalement composées de transactions avec les sociétés actionnaires de Poweo Direct Energie dont notamment les avances en compte courant détaillées dans la note 26.2.2 « Passifs financiers évalués au coût amorti (hors fournisseurs) ».

## Note 31. REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président directeur général et les directeurs généraux délégués.

La rémunération attribuée en 2012 aux dirigeants du Groupe s'élève à 1 325 milliers d'euros (946 milliers d'euros en 2011). Cette rémunération recouvre les avantages à courts termes (salaires et avantages en nature), ainsi que les charges patronales correspondantes.

Aucun crédit ou avance n'a été alloué aux membres des organes d'administration en 2011 et 2012.

## Note 32. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Contrôle légal	877	335
Autres diligences directement liées	31	-
Autres prestations	-	-
<b>Honoraires des Commissaires aux comptes</b>	<b>908</b>	<b>335</b>

## **Note 33.** EVENEMENTS POST CLOTURE

---

Depuis le 31 décembre 2012, aucun événement significatif n'est à signaler.

## **Note 34.** PERIMETRE DE CONSOLIDATION

---



Nom de l'entité	Adresse du siège social	% d'intérêts	% de contrôle	Méthode de consolidation
Poweo Direct Energie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	Société mère
Direct Energie Génération	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Yfrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Hambrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Compagnie Electrique de Bretagne	Route du Moulin 38570 Tencin	60%	60%	IG
Direct Energie Concessions	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
OSSAU	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	50%	50%	IG
SOPHYE LACMORT	Route du Moulin 38570 Tencin	50%	50%	IG
Direct Energie Distribution	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
EBM Réseau de Distribution	26 rue du Rhône 68300 Saint Louis	20%	20%	ME
Gascogne Energies Services	62 rue de Sarron 40801 Aire sur l'Adour	20%	20%	ME
Direct Energie EBM Entreprises	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	50%	50%	IG
Direct Energie 2	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Gaz de Normandie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Poweo Services	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Posilys	24 bis rue du Moulin 69700 Givors	100%	100%	IG
MG Bat	24 bis rue du Moulin 69700 Givors	100%	100%	IG
Poweo Entreprises	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2012, sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Poweo Direct Energie, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

### **I. Opinion sur les comptes consolidés**

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes de l'annexe :

- la fusion entre Poweo et Direct Energie en date du 11 juillet 2012 et ses conséquences sur les comptes consolidés (note 4.1) ;
- la renonciation à l'exercice des options d'achats Poweo Production et ses incidences sur les comptes consolidés (note 4.2).

### **II. Justification des appréciations**

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

#### **Principes et méthodes comptables suivis**

La note 1.5.6.3 de l'annexe expose les principes de comptabilisation des opérations à terme fermes et conditionnelles portant principalement sur l'énergie. Dans le cadre de notre appréciation des principes et des méthodes comptables suivis par votre société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables appliquées par votre société et des informations fournies dans l'annexe.

### **Estimations comptables**

Dans le cadre de l'arrêté des comptes et comme indiqué en note 1.4 « Utilisation d'estimations et de jugements », votre société procède à des estimations concernant :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation des provisions ;
- le chiffre d'affaires correspondant à l'énergie en compteur ;
- la valorisation des instruments financiers.

Nous avons examiné les processus mis en place par la direction, les hypothèses retenues et les paramètres utilisés, et vérifié que ces estimations comptables font l'objet d'informations appropriées et s'appuient sur des méthodes documentées conformes aux principes décrits dans la note 1.4 l'annexe.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

### **III. Vérification spécifique**

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 5 avril 2013

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

François-Xavier Ameyé

Philippe Diu

## ANNEXE 2 : COMPTES CONSOLIDES SEMESTRIELS

### 1. COMPTES CONSOLIDES SEMESTRIELS POUR LA PERIODE DU 1ER JANVIER 2015 AU 30 JUIN 2015 AYANT FAIT L'OBJET D'UN RAPPORT D'EXAMEN LIMITE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

#### COMPTE DE RESULTAT

<i>En milliers d'euros</i>	Note	30/06/2015	30/06/2014 retraité
Chiffre d'affaires hors Energy Management		506 520	425 612
Marge sur l'activité d'Energy Management		(867)	(3 028)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>5</b>	<b>505 653</b>	<b>422 584</b>
Coûts des ventes	6	(427 281)	(361 115)
<b>Marge brute</b>		<b>78 373</b>	<b>61 469</b>
Charges de personnel	7	(13 631)	(11 800)
Autres produits et charges opérationnels	8	(31 308)	(26 014)
Amortissements		(10 721)	(10 481)
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>		<b>22 713</b>	<b>13 173</b>
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés		7 322	(4 236)
Energie à caractère opérationnel			
Cessions d'actifs non courants	12 - 13	(3 356)	648
Pertes de valeur sur actifs non courants		(550)	-
Produits et charges liés aux variations de périmètre		-	-
<b>Résultat Opérationnel</b>		<b>26 129</b>	<b>9 585</b>
Coût de l'endettement financier net		(1 504)	(373)
Autres produits et charges financiers		2	(4)
<b>Résultat financier</b>	<b>9</b>	<b>(1 501)</b>	<b>(378)</b>
Impôt sur les sociétés	10	(190)	800
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	14	(14)	(56)
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>		<b>24 424</b>	<b>9 952</b>
Résultat net des activités abandonnées	26	(1 236)	-
<b>Résultat Net</b>		<b>23 189</b>	<b>9 952</b>
dont Résultat net part du Groupe		23 189	9 952
dont Résultat net part des minoritaires		-	-
<b>Résultat par action</b>	<b>11</b>	<b>0,57</b>	<b>0,25</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>11</b>	<b>0,55</b>	<b>0,24</b>
Résultat par action des activités poursuivies	11	0,60	0,25
Résultat dilué par action des activités poursuivies	11	0,58	0,24
Résultat par action des activités abandonnées	11	(0,03)	-
Résultat dilué par action des activités abandonnées	11	(0,03)	-

*L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*

*La contribution au résultat net du premier semestre 2014 des actifs classés en vue de la vente au cours du premier semestre 2015 s'élevait à 0 millier d'euros*

## ETAT DU RESULTAT GLOBAL

	30/06/2015			30/06/2014 retraité		
	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle
<i>En milliers d'euros</i>						
<b>Résultat net</b>	<b>23 189</b>	<b>23 189</b>	-	<b>9 952</b>	<b>9 952</b>	-
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	20 395	20 395	-	(4 409)	(4 409)	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	8	8	-	-	-	-
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>20 403</b>	<b>20 403</b>	-	<b>(4 409)</b>	<b>(4 409)</b>	-
Pertes et gains actuariels	-	-	-	-	-	-
<i>Impact impôts différés</i>	-	-	-	-	-	-
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Résultat Global</b>	<b>43 591</b>	<b>43 591</b>	-	<b>5 543</b>	<b>5 543</b>	-

L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## ETAT DE SITUATION FINANCIERE

<i>En milliers d'euros</i>	Note	30/06/2015	31/12/2014 retraité
Immobilisations incorporelles	12	39 356	40 728
Immobilisations corporelles	13	4 412	4 943
Participations dans les entreprises associées	14	901	5 741
Instruments financiers dérivés non courants	25	28 107	8 768
Autres actifs financiers non courants	25	1 430	1 994
Autres actifs non courants	17	5 144	1 542
Impôts différés actifs	10	11 147	10 662
<b>Actifs non courants</b>		<b>90 496</b>	<b>74 378</b>
Stocks	15	20 956	26 894
Clients et comptes rattachés	16	178 867	130 673
Instruments financiers dérivés courants	25	47 699	30 486
Autres actifs financiers courants	25	47 532	48 799
Autres actifs courants	17	12 700	23 701
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18	18 293	31 629
<b>Actifs courants</b>		<b>326 047</b>	<b>292 182</b>
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	26	3 705	-
<b>TOTAL ACTIF</b>		<b>420 248</b>	<b>366 559</b>
Capitaux propres - part du groupe		74 082	36 022
Participations ne donnant pas le contrôle		-	-
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>19</b>	<b>74 082</b>	<b>36 022</b>
Provisions non courantes	21	1 001	1 865
Instruments financiers dérivés non courants	25	37 580	19 311
Autres passifs financiers non courants	25	55 223	55 679
Autres passifs non courants		2 137	837
Impôts différés passifs	10	7 304	8 071
<b>Passifs non courants</b>		<b>103 245</b>	<b>85 763</b>
Provisions courantes	21	4 854	3 341
Fournisseurs et comptes rattachés	23	89 639	115 755
Instruments financiers dérivés courants	25	32 800	43 761
Autres passifs financiers courants	25	28 787	8 163
Autres passifs courants	24	86 837	73 753
<b>Passifs courants</b>		<b>242 918</b>	<b>244 774</b>
Passifs liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente	26	3	-
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		<b>420 248</b>	<b>366 559</b>

*L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*

## ETAT DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

	Note	Capital	Primes	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Autres éléments du résultat global		Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total Capitaux propres
						Variations de juste valeur	Autres			
<i>En milliers d'euros</i>										
<b>Capitaux propres au 31/12/2013 historiques</b>		4 008	4 994	31 685	(90)	(5 554)	(454)	34 589	-	34 589
<b>Impacts IFRIC 21</b>		-	-	657	-	-	-	657	-	657
<b>Capitaux propres au 01/01/2014 retraités</b>		4 008	4 994	32 342	(90)	(5 554)	(454)	35 246	-	35 246
Résultat net		-	-	9 952	-	-	-	9 952	-	9 952
Autres éléments du résultat global		-	-	-	-	(4 409)	-	(4 409)	-	(4 409)
<b>Résultat global</b>		-	-	9 952	-	(4 409)	-	5 543	-	5 543
Augmentation de capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Options		-	-	708	-	-	-	708	-	708
Achats/ventes d'actions propres		-	-	-	(22)	-	-	(22)	-	(22)
Dividendes versés		-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Capitaux propres au 30/06/2014 retraités</b>		4 008	4 994	43 002	(112)	(9 963)	(454)	41 476	-	41 476
<b>Capitaux propres au 31/12/2014 historiques</b>		4 079	4 923	48 534	(101)	(21 590)	(527)	35 319	-	35 319
<b>Impacts IFRIC 21</b>		-	-	704	-	-	-	704	-	704
<b>Capitaux propres au 31/12/2014 retraités</b>		4 079	4 923	49 238	(101)	(21 590)	(527)	36 022	-	36 022
Résultat net		-	-	23 189	-	-	-	23 189	-	23 189
Autres éléments du résultat global	19	-	-	-	-	20 395	8	20 403	-	20 403
<b>Résultat global</b>		-	-	23 189	-	20 395	8	43 591	-	43 591
Augmentation de capital		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Options	20	-	-	559	-	-	-	559	-	559
Achats/ventes d'actions propres		-	-	-	27	-	-	27	-	27
Dividendes versés		-	-	(6 118)	-	-	-	(6 118)	-	(6 118)
<b>Capitaux propres au 30/06/2015</b>		4 079	4 923	66 868	(74)	(1 195)	(519)	74 082	-	74 082

L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »



TABLEAUX DES FLUX DE TRESORERIE

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2015</b>	<b>30/06/2014 retraité</b>
Résultat Net Consolidé	23 189	9 952
Charges / Produits d'impôts	190	(800)
Résultat financier	1 501	378
<b>Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers</b>	<b>24 880</b>	<b>9 530</b>
Amortissements	10 721	10 481
Pertes de valeurs	550	-
Provisions	3 168	161
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	559	722
Variation de juste valeur des instruments financiers	(8 848)	2 915
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	4 892	390
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	14	56
<b>Éléments sans effets sur la trésorerie</b>	<b>11 055</b>	<b>14 724</b>
Variation du besoin en fonds de roulement	(50 934)	(51 233)
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>(14 999)</b>	<b>(26 979)</b>
Acquisitions d'immobilisations	(12 175)	(9 119)
Cessions d'immobilisations	3	-
Variation des dépôts et cautionnements	(3 457)	1 599
Acquisition de parts de sociétés non intégrées globalement	-	(10)
Variation d'actifs financiers	(164)	-
Variation nette des prêts émis par l'entreprise	(604)	598
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(16 398)</b>	<b>(6 931)</b>
Actions propres	27	(22)
Produits de l'émission d'emprunts	25 128	1 827
Remboursement d'emprunts	(533)	(300)
Intérêts financiers versés	(1 139)	(654)
Intérêts financiers reçus	355	306
Dividendes versés	(6 118)	-
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>17 721</b>	<b>1 158</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(13 676)</b>	<b>(32 753)</b>
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie des activités abandonnées</b>	<b>(28)</b>	<b>-</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>31 308</b>	<b>29 340</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>17 605</b>	<b>(3 413)</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Direct Energie (la Société) est une société anonyme de droit français, enregistrée en France. Le siège du Groupe est domicilié au 2bis rue Louis Armand à Paris 75015, France et ses titres sont cotés sur la bourse de Paris (compartiment Alternext).

Direct Energie couvre tous les métiers de la chaîne de valeur de l'énergie, intervenant sur la production d'électricité, la fourniture et la distribution d'électricité et de gaz naturel, garantissant ainsi un développement équilibré et pérenne du Groupe. Direct Energie est le premier fournisseur alternatif multi-énergie en France.

Les comptes consolidés de Direct Energie et de ses filiales (le Groupe) sont présentés en euros arrondis au millier le plus proche, sauf indication contraire.

Le Conseil d'Administration a arrêté et autorisé la publication des comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2015 en date du 1<sup>er</sup> Octobre 2015.

## Note 1. PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

---

### 1.1 Déclaration de conformité

Les comptes consolidés intermédiaires résumés de Direct Energie S.A. et de ses filiales (« Le Groupe ») qui sont publiés au titre de la période de six mois close au 30 juin 2015, sont préparés conformément à la norme IAS 34 Information financière intermédiaire qui permet de présenter une sélection de notes annexes. Les états financiers consolidés intermédiaires résumés n'incluent donc pas toutes les notes et informations requises par les IFRS pour les états financiers annuels et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés de l'exercice 2014.

A l'exception des changements mentionnés ci-après, les règles et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées dans les comptes consolidés arrêtés au 31 décembre 2014 et décrites dans la note 1 Principes et méthodes comptables de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

Les informations comparatives 2014 ont été établies selon le même référentiel.

### 1.2 Evolution du référentiel comptable

Les méthodes et principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 30 juin 2015 sont identiques à ceux utilisés dans les comptes consolidés au 31 décembre 2014, à l'exception des normes, amendements et interprétations IFRS d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2015 et qui n'avaient pas été appliqués par anticipation par le Groupe.

#### 1.2.1 Normes et interprétations d'application obligatoire à partir du 1er janvier 2015

Les normes suivantes, adoptées par l'Union Européenne, sont devenues d'application obligatoire à compter du 1<sup>er</sup> Janvier 2015.

### **1.2.1.1 Interprétation IFRIC 21**

L'interprétation IFRIC 21 « Taxes » est appliquée de manière rétrospective au 1<sup>er</sup> Janvier 2014 conformément à IAS 8. Elle vise à clarifier le fait générateur de la comptabilisation des passifs pour impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices. Le fait générateur d'un passif d'impôts est défini comme l'événement qui rend la taxe exigible en application des dispositions légales ou réglementaires.

L'application de cette interprétation a pour conséquence principale la comptabilisation de certaines taxes dès la survenance du fait générateur, alors qu'elles étaient auparavant étalées sur l'année, ainsi que la modification de l'exercice de comptabilisation de certaines taxes.

Les impacts résultant de l'application de l'interprétation IFRIC 21 sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2 « Comparabilité des exercices »

### **1.2.2 Amendements adoptés par l'Union Européenne dont l'application n'est pas obligatoire à partir du 1er janvier 2015 et non appliqués par anticipation par le Groupe**

- Les amendements à IAS 19 « Régime à prestations définies – Cotisations des membres du personnel » ;

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés du fait de la mise en œuvre de cet amendement.

### **1.2.3 Textes non adoptés par l'Union Européenne et non appliqués par anticipation par le Groupe**

- La norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- La norme IFRS 15 « Produits provenant des contrats avec les clients »
- Les amendements à IFRS 11 « Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans une entreprise commune »
- Les amendements à IAS 16 et IAS 38 « Clarification sur les modes d'amortissement acceptables »
- Les amendements à IFRS 10 et IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise »
- Les amendements à IAS 1 « Initiative Informations à fournir »

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes et amendements sur les comptes du Groupe reste en cours d'évaluation.

### **1.3 Utilisation d'estimations et de jugements**

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes à la date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les hypothèses au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont principalement les suivantes :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et passifs repris dans le cadre de regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation et les pertes de valeur associées aux écarts d'acquisition et aux autres actifs immobilisés ;
- l'évaluation des provisions ;
- le chiffre d'affaires correspondant à l'énergie en compte ;
- la valorisation des instruments financiers ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

Toute modification d'hypothèses pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe. Des informations complémentaires sur le contenu de ces estimations sont présentées dans la Note 1 des états financiers consolidés annuels pour l'exercice 2014.

## 1.4 Particularités de l'établissement des états financiers intermédiaires

### 1.4.1 Saisonnalité des activités

Par nature, les activités du Groupe sont très sensibles aux variations climatiques. Les indicateurs et résultats présentés dans les comptes consolidés intermédiaires au 30 juin 2015 ne sont donc pas nécessairement indicatifs de ceux qui seront présentés dans les comptes annuels au 31 décembre 2015.

### 1.4.2 Impôts sur les résultats

La charge d'impôts sur le résultat de l'arrêté intermédiaire est généralement calculée en appliquant la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt sur le résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt pour chaque entité ou groupe fiscal.

## Note 2. COMPARABILITE DES EXERCICES

---

Les états financiers sont présentés selon le même modèle que celui utilisé lors de la clôture 2014 à l'exception des incidences liées au changement de méthode associé à l'application de l'interprétation IFRIC 21, qui concernent exclusivement la Contribution Sociale de Solidarité (C3S).<sup>17</sup>

Les tableaux ci-dessous présentent l'incidence de ces changements de méthode sur les états financiers présentés au titre des exercices comparatifs.

---

<sup>17</sup> La contribution au résultat net du premier semestre 2014 des actifs classés en vue de la vente au cours du premier semestre 2015 s'élevait à 0 millier d'euros. En conséquence aucun retraitement n'a été enregistré dans le compte de résultat comparatif au 30 juin 2014.

## 2.1 Compte de résultat au 30 juin 2014

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2014 historique</b>	<b>Impact IFRIC 21</b>	<b>30/06/2014 retraité</b>
Chiffre d'affaires hors Energy Management	425 612	-	425 612
Marge sur l'activité d'Energy Management	(3 028)	-	(3 028)
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>422 584</b>	-	<b>422 584</b>
Coûts des ventes	(361 115)	-	(361 115)
<b>Marge brute</b>	<b>61 469</b>	-	<b>61 469</b>
Charges de personnel	(11 800)	-	(11 800)
Autres produits et charges opérationnels	(25 631)	(383)	(26 014)
Amortissements	(10 481)	-	(10 481)
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>	<b>13 556</b>	<b>(383)</b>	<b>13 173</b>
Variations de juste valeur des instruments financiers dérivés			
Energie à caractère opérationnel	(4 236)	-	(4 236)
Cessions d'actifs non courants	648	-	648
Pertes de valeur sur actifs non courants	-	-	-
Produits et charges liés aux variations de périmètre	-	-	-
<b>Résultat Opérationnel</b>	<b>9 968</b>	<b>(383)</b>	<b>9 585</b>
Coût de l'endettement financier net	(373)	-	(373)
Autres produits et charges financiers	(4)	-	(4)
<b>Résultat financier</b>	<b>(378)</b>	-	<b>(378)</b>
Impôt sur les sociétés	680	120	800
Quote part de résultat net des sociétés mises en équivalence	(52)	(3)	(56)
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>	<b>10 218</b>	<b>(266)</b>	<b>9 952</b>
Résultat net des activités abandonnées	-	-	-
<b>Résultat Net</b>	<b>10 218</b>	<b>(266)</b>	<b>9 952</b>
dont Résultat net part du Groupe	10 218	(266)	9 952
dont Résultat net part des minoritaires	-	-	-
<b>Résultat par action</b>	<b>0,25</b>	<b>(0,01)</b>	<b>0,25</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>0,24</b>	<b>(0,01)</b>	<b>0,24</b>
Résultat par action des activités poursuivies	0,25	(0,01)	0,25
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,24	(0,01)	0,24
Résultat par action des activités abandonnées	-	-	-
Résultat dilué par action des activités abandonnées	-	-	-

*L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*

## 2.2 Etat du résultat global au 30 juin 2014

	30/06/2014 historique			Impact IFRIC 21			30/06/2014 retraité		
	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total	Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle
<i>En milliers d'euros</i>									
<b>Résultat net</b>	<b>10 218</b>	<b>10 218</b>	-	<b>(266)</b>	<b>(266)</b>	-	<b>9 952</b>	<b>9 952</b>	-
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impact impôts différés	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(4 409)	(4 409)	-	-	-	-	(4 409)	(4 409)	-
Impact impôts différés	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>(4 409)</b>	<b>(4 409)</b>	-	-	-	-	<b>(4 409)</b>	<b>(4 409)</b>	-
Pertes et gains actuariels	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impact impôts différés	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	-	-	-	-	<b>-</b>	<b>-</b>	-
<b>Résultat Global</b>	<b>5 809</b>	<b>5 809</b>	-	<b>(266)</b>	<b>(266)</b>	-	<b>5 543</b>	<b>5 543</b>	-

L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## 2.3 Etat de situation financière au 31 décembre 2014

<i>En milliers d'euros</i>	<b>31/12/2014 historique</b>	<b>Impact IFRIC 21</b>	<b>31/12/2014 retraité</b>
Immobilisations incorporelles	40 728	-	40 728
Immobilisations corporelles	4 943	-	4 943
Participations dans les entreprises associées	5 733	9	5 741
Instruments financiers dérivés non courants	8 768	-	8 768
Autres actifs financiers non courants	1 994	-	1 994
Autres actifs non courants	1 542	-	1 542
Impôts différés actifs	11 086	(424)	10 662
<b>Actifs non courants</b>	<b>74 793</b>	<b>(416)</b>	<b>74 378</b>
Stocks	26 894	-	26 894
Clients et comptes rattachés	130 673	-	130 673
Instruments financiers dérivés courants	30 486	-	30 486
Autres actifs financiers courants	48 799	-	48 799
Autres actifs courants	23 701	-	23 701
Trésorerie et équivalents de trésorerie	31 629	-	31 629
<b>Actifs courants</b>	<b>292 182</b>	<b>-</b>	<b>292 182</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>366 975</b>	<b>(416)</b>	<b>366 559</b>
Capitaux propres - part du groupe	35 319	704	36 022
Participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>35 319</b>	<b>704</b>	<b>36 022</b>
Provisions non courantes	1 865	-	1 865
Instruments financiers dérivés non courants	19 311	-	19 311
Autres passifs financiers non courants	55 679	-	55 679
Autres passifs non courants	837	-	837
Impôts différés passifs	8 071	-	8 071
<b>Passifs non courants</b>	<b>85 763</b>	<b>-</b>	<b>85 763</b>
Provisions courantes	3 341	-	3 341
Fournisseurs et comptes rattachés	115 755	-	115 755
Instruments financiers dérivés courants	43 761	-	43 761
Autres passifs financiers courants	8 163	-	8 163
Autres passifs courants	74 873	(1 120)	73 753
<b>Passifs courants</b>	<b>245 894</b>	<b>(1 120)</b>	<b>244 774</b>
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>	<b>366 975</b>	<b>(416)</b>	<b>366 559</b>

*L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »*



## 2.4 Tableau des flux de trésorerie au 30 juin 2014

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2014 historique</b>	<b>Impact IFRIC 21</b>	<b>30/06/2014 retraité</b>
Résultat Net Consolidé	10 218	(266)	9 952
Charge d'impôt différé	(680)	(120)	(800)
Résultat financier	378	-	378
<b>Résultat Avant Impôt et Intérêts financiers</b>	<b>9 915</b>	<b>(386)</b>	<b>9 530</b>
Amortissements	10 484	-	10 484
Pertes de valeurs	-	-	-
Provisions	161	-	161
Effets de périmètre et autres résultats de cession	-	-	-
Dépenses liées aux paiements fondés sur des actions	722	-	722
Variation des impôts différés sans impact résultat	-	-	-
Variation de juste valeur des instruments financiers	2 915	-	2 915
Autres éléments financiers sans effet de trésorerie	4	383	387
Quote-part dans le résultat des entreprises associées	52	3	56
<b>Éléments sans effets sur la trésorerie</b>	<b>14 339</b>	<b>386</b>	<b>14 724</b>
Variation du besoin en fonds de roulement	(51 233)	-	(51 233)
<b>Flux nets de trésorerie provenant des activités opérationnelles</b>	<b>(26 979)</b>	<b>-</b>	<b>(26 979)</b>
Acquisitions d'immobilisations	(9 119)	-	(9 119)
Cessions d'immobilisations	-	-	-
Variation des dépôts et cautionnements	1 599	-	1 599
Acquisition de parts de sociétés non intégrées globalement	(10)	-	(10)
Cessions de parts de sociétés non intégrées globalement	-	-	-
Acquisition de titres disponibles à la vente	-	-	-
Cession de titres disponibles à la vente	-	-	-
Acquisition de filiale et fusion, sous déduction de la trésorerie acquise	-	-	-
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie acquise	-	-	-
Variation nette des prêts émis par l'entreprise	598	-	598
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités d'investissement</b>	<b>(6 931)</b>	<b>-</b>	<b>(6 931)</b>
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	-	-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-
Changement de part d'intérêts dans des entités contrôlées	-	-	-
Actions propres	(22)	-	(22)
Produits de l'émission d'emprunts	1 827	-	1 827
Remboursement d'emprunts	(300)	-	(300)
Intérêts financiers versés	(654)	-	(654)
Intérêts financiers reçus	306	-	306
Dividendes versés	-	-	-
<b>Flux de trésorerie nets utilisés dans les activités de financement</b>	<b>1 158</b>	<b>-</b>	<b>1 158</b>
<b>Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(32 753)</b>	<b>-</b>	<b>(32 753)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture</b>	<b>29 340</b>	<b>-</b>	<b>29 340</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture</b>	<b>(3 413)</b>	<b>-</b>	<b>(3 413)</b>

L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 3.1 Mise en place d'un crédit syndiqué

Le Groupe a mis en place au cours du deuxième trimestre 2015 un crédit syndiqué d'un montant de 60 millions d'euros. Cette ligne de crédit, confirmée sur une durée de trois ans, fait suite au placement privé de son premier emprunt obligataire pour 55 M€ en trois tranches, réalisé au deuxième semestre 2014.

Ces émissions contribuent à la sécurisation de la structure de financement du Groupe, qui comptait par ailleurs au 30 juin 2015 17 M€ de lignes de crédit auprès d'établissements bancaires.

### 3.2 Extension de l'implantation en Belgique

Après avoir débuté la commercialisation de ses offres grand public en Wallonie, le 1er juillet 2014, Direct Energie Belgium, une société de droit belge constituée et détenue à 100% par le Groupe, a étendu son activité au reste du territoire belge à compter du 8 avril 2015.

Au 30 juin 2015, Direct Energie Belgium avait ainsi acquis plus de 10 000 sites clients.

### 3.3 Processus de cession de Direct Energie Distribution et ses participations

Le Groupe a engagé un processus de cession de sa filiale Direct Energie Distribution ainsi que des participations détenues par celle-ci dans les sociétés EBM Réseau de Distribution et Gascogne Energie Services. Compte tenu de l'avancée du processus, ces filiales et participations ont été classés en actifs détenus en vue de la vente, conformément aux principes fixés par la norme IFRS 5.

### 3.4 Transfert de cotation sur le marché réglementé d'Euronext Paris

Le Conseil d'administration de la Société a confirmé au cours du premier semestre 2015 sa décision de réaliser d'ici la fin de l'année 2015 un transfert de cotation sur le marché réglementé d'Euronext Paris. Celui-ci devrait intervenir au cours du quatrième trimestre 2015.

## Note 4. PRINCIPALES VARIATIONS DE PERIMETRE

Aucune variation de périmètre significative n'est intervenue au cours du premier semestre 2015.

## Note 5. PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	30/06/2014
Ventes d'électricité	206 410	191 326
Ventes de gaz	79 807	51 456
Ventes de services	210 480	172 347
Autres produits	9 823	10 483
<b>Chiffre d'affaires hors Energy Management</b>	<b>506 520</b>	<b>425 612</b>
Marge sur l'activité d'Energy Management - Electricité	(939)	(1 740)
Marge sur l'activité d'Energy Management - Gaz	73	(1 288)
Marge sur l'activité d'Energy Management - Autres	-	-
<b>Marge sur l'activité d'Energy Management</b>	<b>(867)</b>	<b>(3 028)</b>
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>505 653</b>	<b>422 584</b>

## Note 6. COÛTS DES VENTES

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	30/06/2014
Achats d'énergie	(202 314)	(178 291)
Acheminement et prestation GRD	(213 731)	(174 911)
Autres coûts	(5 297)	(3 230)
Variation de stocks	(5 938)	(4 683)
<b>Coûts des ventes</b>	<b>(427 281)</b>	<b>(361 115)</b>

## Note 7. CHARGES DE PERSONNEL

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	30/06/2014
Salaires et charges sociales	(13 014)	(11 010)
Charges liées aux indemnités de fin de contrat	(58)	(69)
Paiements fondés sur des actions	(559)	(722)
<b>Charges de personnel</b>	<b>(13 631)</b>	<b>(11 800)</b>

Les paiements fondés sur des actions et les charges liées aux indemnités de fin de contrat sont détaillés respectivement en note 20 « Paiements fondés sur des actions » et en note 21.2 « Provisions pour avantages au personnel ».

## Note 8. AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	30/06/2014*
Production immobilisée	1 439	581
Subvention d'exploitation	106	400
Autres produits	4 004	456
<b>Autres produits opérationnels</b>	<b>5 549</b>	<b>1 436</b>
Charges externes	(22 829)	(17 904)
Impôts et taxes	(2 419)	(1 870)
Créances irrécouvrables	(8 383)	(7 311)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(1 595)	(176)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(1 513)	84
Autres charges	(117)	(273)
<b>Autres charges opérationnelles</b>	<b>(36 856)</b>	<b>(27 450)</b>
<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>(31 308)</b>	<b>(26 014)</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Ils se composent principalement :

- De charges externes associées notamment à la gestion de la relation client, à des prestations juridiques et de conseils, et à de la communication externe
- Du coût net des impayés clients comprenant les créances irrécouvrables et les dotations nettes aux provisions couvrant le risque crédit associé aux créances clients
- Des compensations perçues par la Commission de Régulation de l'Energie au titre de la mise en œuvre par le Groupe du Tarif Spécial de Solidarité pour le gaz et du Tarif de Première Nécessité pour l'électricité.

## Note 9. RESULTAT FINANCIER

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	30/06/2014
Coût de l'endettement financier net	(1 504)	(373)
Autres produits et charges financiers	2	(4)
<b>Résultat Financier</b>	<b>(1 501)</b>	<b>(378)</b>

### 9.1 Coût de l'endettement financier net

Ce poste comprend principalement les intérêts sur emprunts obligataires, les charges d'intérêts sur caution, les charges d'intérêts sur les marchés à terme, les intérêts sur emprunts bancaires, les autres intérêts et agios bancaires, les produits d'intérêts sur placement de trésorerie et sur les comptes courants avec les entités du

groupe non intégrées par la méthode d'intégration globale, ainsi que la variation de juste valeur des valeurs mobilières de placement et des équivalents de trésorerie.

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2015</b>	<b>30/06/2014</b>
Charges d'intérêts	(1 858)	(584)
Produits d'intérêts	175	170
Revenus net des VMP et équivalents de trésorerie	180	41
<b>Coût de l'endettement financier net</b>	<b>(1 504)</b>	<b>(373)</b>

Les charges d'intérêts comprennent les intérêts sur emprunts obligataires et emprunts bancaires, les intérêts sur des cautions consenties à la demande du Groupe par les établissements bancaires en faveur de certaines contreparties et les intérêts versés sur les marchés à terme.

## 9.2 Autres produits et charges financiers

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2015</b>	<b>30/06/2014</b>
Autres produits financiers	0	-
<b>Total Autres produits financiers</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
Désactualisation des provisions	3	(4)
Autres charges financières	(1)	(0)
<b>Total Autres charges financières</b>	<b>2</b>	<b>(4)</b>
<b>Autres produits et charges financiers</b>	<b>2</b>	<b>(4)</b>

### 10.1 Ventilation de la charge d'impôt

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de la période s'élève à (190) milliers d'euros (contre un produit de 800 milliers d'euros au 30 juin 2014). La ventilation de cette charge d'impôts s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2015</b>	<b>30/06/2014*</b>
Impôts exigibles	(1 442)	(0)
Impôts différés	1 252	800
<b>Impôts sur les sociétés</b>	<b>(190)</b>	<b>800</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

### 10.2 Taux effectif d'impôt

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2015</b>	<b>30/06/2014*</b>
<b>Résultat net</b>	<b>23 189</b>	<b>9 952</b>
Quote-part de résultat des entreprises associées	14	56
Impôts sur les sociétés	190	(800)
Activités abandonnées	1 236	-
<b>Résultat des entreprises intégrées avant impôts</b>	<b>24 628</b>	<b>9 207</b>
<b>Charge d'impôt effective</b>	<b>190</b>	<b>(800)</b>
<b>Taux effectif d'impôt</b>	<b>0,77%</b>	<b>-8,69%</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

La variation du taux effectif d'impôt s'explique principalement par la reconnaissance par le groupe d'une charge d'impôt exigible au titre du premier semestre 2015, alors qu'aucun impôt exigible n'avait été enregistré au cours du premier semestre 2014, et l'activation de reports déficitaires complémentaires au 30 juin 2015 au titre du deuxième semestre 2015.

Au 30 juin 2015, des déficits fiscaux ont été activés à hauteur de 4 486 K€, compte tenu des perspectives de résultat du Groupe à la date de clôture.

L'horizon attendu de recouvrement des reports déficitaires activés couvre le deuxième semestre de l'année 2015 et tient compte de l'environnement réglementaire dans lequel évolue le Groupe, des perspectives de développement de sa base client, et de l'évolution attendue de ses coûts d'approvisionnement, qui constituent les trois principaux éléments affectant les perspectives de rentabilités du Groupe.

## Note 11. RESULTAT PAR ACTION

	30/06/2015	30/06/2014*
<i>En milliers d'euros</i>		
	<b>NUMERATEUR</b>	
Résultat net part du Groupe - Activités poursuivies	24 424	9 952
Résultat net part du Groupe - Activités abandonnées	(1 236)	-
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>23 189</b>	<b>9 952</b>
Effet des instruments dilutifs	-	-
<b>Résultat net part du Groupe dilué</b>	<b>23 189</b>	<b>9 952</b>
<i>En milliers d'actions</i>		
	<b>DENOMINATEUR</b>	
<b>Nombre moyen d'actions en circulation</b>	<b>40 793</b>	<b>40 082</b>
Effet des instruments dilutifs	1 416	1 714
<b>Nombre moyen d'actions en circulation dilué</b>	<b>42 209</b>	<b>41 796</b>
<i>En euros</i>		
	<b>RESULTAT PAR ACTION</b>	
<b>Résultat par action</b>	<b>0,57</b>	<b>0,25</b>
<b>Résultat dilué par action</b>	<b>0,55</b>	<b>0,24</b>
Résultat par action des activités poursuivies	0,60	0,25
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,58	0,24
Résultat par action des activités abandonnées	(0,03)	-
Résultat dilué par action des activités abandonnées	(0,03)	-

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

En 2015, comme en 2014, le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre moyen d'actions Direct Energie en circulation sur la période.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action sont décrits dans la note 20 « Paiements fondés sur des actions ».

Il n'a pas été tenu compte en 2015 comme en 2014, dans le calcul des résultats nets dilués par action, des plans d'options de souscription d'actions dont le prix d'exercice est supérieur au cours moyen semestriel de l'action Direct Energie.

Au 30 juin 2015, quatre plans de souscription d'actions présentent un prix d'exercice inférieur au cours moyen semestriel de l'action Direct Energie qui s'établit à 10,91 € sur le premier semestre 2015. Ces plans de souscription ont ainsi été pris en compte pour le calcul du résultat dilué par action.

Au 30 juin 2014, deux plans de souscription d'actions présentaient un prix d'exercice inférieur au cours moyen semestriel de l'action Direct Energie qui s'établissait à 7,56 € sur le premier semestre 2014. Ces plans de souscription avaient ainsi été pris en compte pour le calcul du résultat dilué par action.



## Note 12. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

### 12.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Marques et licences	Acquisition clients	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
	<b>VALEURS BRUTES</b>				
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>6 797</b>	<b>124 514</b>	<b>26 790</b>	<b>3 237</b>	<b>161 339</b>
Acquisitions	2 048	14 454	3 196	482	20 179
Cessions	(3)	-	-	-	(3)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(36)	-	290	(316)	(63)
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>8 806</b>	<b>138 968</b>	<b>30 276</b>	<b>3 402</b>	<b>181 452</b>
Acquisitions	226	8 364	1 679	1 153	11 422
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	143	(2 399)	(2 256)
<b>Au 30 juin 2015</b>	<b>9 031</b>	<b>147 332</b>	<b>32 098</b>	<b>2 156</b>	<b>190 618</b>
	<b>AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS</b>				
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>(5 368)</b>	<b>(92 929)</b>	<b>(21 090)</b>	<b>(673)</b>	<b>(120 059)</b>
Amortissements	(1 261)	(16 240)	(3 203)	-	(20 704)
Cessions	3	-	-	-	3
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	36	-	-	-	36
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>(6 589)</b>	<b>(109 169)</b>	<b>(24 293)</b>	<b>(673)</b>	<b>(140 724)</b>
Amortissements	(727)	(8 115)	(1 696)	-	(10 538)
Cessions	-	-	-	-	-
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	-	-	-
<b>Au 30 juin 2015</b>	<b>(7 316)</b>	<b>(117 284)</b>	<b>(25 989)</b>	<b>(673)</b>	<b>(151 262)</b>
	<b>VALEURS NETTES</b>				
Au 31 décembre 2013	1 429	31 585	5 701	2 564	41 279
Au 31 décembre 2014	2 216	29 799	5 983	2 729	40 728
<b>Au 30 juin 2015</b>	<b>1 715</b>	<b>30 048</b>	<b>6 109</b>	<b>1 483</b>	<b>39 356</b>

### **12.2 Coûts d'acquisition clients**

Au cours du premier semestre 2015, le groupe a procédé à l'activation de 8 364 milliers d'euros de coûts d'acquisition clients, et ce en lien avec sa dynamique commerciale.

### **12.3 Autres immobilisations incorporelles**

Les autres immobilisations incorporelles sont constituées principalement des outils informatiques développés par la société pour ses activités commerciales et de gestion.

### **12.4 Immobilisations incorporelles en cours**

Les immobilisations incorporelles en cours au 30 juin 2015 correspondent principalement à la comptabilisation des charges encourues relatives à l'acquisition des clients qui n'ont pas encore été basculés dans le périmètre Direct Energie et aux coûts relatifs à l'installation et au paramétrage de logiciel pour la partie encore en développement.

Au 30 juin 2015, la diminution de 2 256 milliers d'euros des immobilisations en cours concerne la mise au rebut d'immobilisations relatives à un des projets de développement de cycle combiné gaz du Groupe et devenues obsolètes compte tenu des retards pris dans la réalisation de ce projet.

## Note 13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

### 13.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Terrains et constructions	Installations de production	Autres immobilisations	Immobilisations en cours	Total
	<b>VALEUR BRUTES</b>				
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>5 478</b>	<b>9 939</b>	<b>15 423</b>
Acquisitions	-	-	1 096	352	1 448
Cessions	-	-	(1 223)	-	(1 223)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	(2 288)	(3 942)	(6 230)
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>3 064</b>	<b>6 349</b>	<b>9 418</b>
Acquisitions	-	-	194	559	753
Cessions	-	-	(13)	-	(13)
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	170	(1 677)	(1 507)
<b>Au 30 juin 2015</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>3 416</b>	<b>5 230</b>	<b>8 652</b>
	<b>AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS</b>				
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(4 473)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(7 305)</b>
Amortissements	-	-	(295)	-	(295)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	-	-	1 201	-	1 201
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	1 923	-	1 923
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(1 644)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(4 476)</b>
Amortissements	-	-	(183)	-	(183)
Perte de valeur	-	-	-	-	-
Cessions	-	-	9	-	9
Variations de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	410	-	410
<b>Au 30 juin 2015</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>(1 408)</b>	<b>(2 826)</b>	<b>(4 240)</b>
	<b>VALEURS NETTES</b>				
Au 31 décembre 2013	-	-	1 006	7 113	8 118
Au 31 décembre 2014	-	-	1 420	3 523	4 943
<b>Au 30 juin 2015</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 008</b>	<b>2 404</b>	<b>4 412</b>

### **13.2 Autres immobilisations corporelles**

La diminution de 2 288 milliers d'euros en valeur brute des immobilisations corporelles constatée sur l'année 2014 concernait essentiellement la mise au rebut d'agencements et de mobilier dans le cadre du projet de rénovation du siège social.

### **13.3 Immobilisations corporelles en cours**

Les immobilisations corporelles en cours comprennent principalement les dépenses encourues sur des projets de centrales de production à cycle combiné gaz qui ne sont pas encore mises en service.

Au 30 juin 2015, la diminution de 1 677 milliers d'euros présentée sur la ligne « Autres mouvements » de la catégorie « Immobilisations en cours » comprend 884 milliers d'euros de mise au rebut d'immobilisations relatives à un des projets de développement de cycle combiné gaz du Groupe et devenues obsolètes compte tenu des retards pris dans la réalisation de ce projet. En 2014, une diminution de 3 942 milliers d'euros avait été constatée sur ce même projet.

Sur le premier semestre 2015, les mises au rebut relatives à ce projet s'élèvent ainsi à 3 140 milliers d'euros :

- 2 256 milliers d'euros pour des mises au rebut d'immobilisations incorporelles
- 884 milliers d'euros pour des mises au rebut d'immobilisations corporelles

Les cessions d'actifs non courants présentées au compte de résultat pour un montant de 3 356 milliers d'euros comprennent en plus 213 milliers d'euros de mises au rebut d'installations générales, d'agencements et de mobilier et 3 milliers d'euros de cessions nettes.

## Note 14. PARTICIPATION DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET COENTREPRISES

Suite à l'application des Normes IFRS 10 et 11 à compter du 1er janvier 2014, les sociétés Direct Energie EBM Entreprises, Compagnie Electrique de Bretagne, Ossau et Sophye LacMort sont consolidées par mise en équivalence et qualifiées de coentreprises.

Le Groupe a engagé un processus de cession de sa filiale Direct Energie Distribution ainsi que des participations détenues par celle-ci dans les sociétés EBM Réseau de Distribution et Gascogne Energie Services. Compte tenu de l'avancée du processus, ces filiales et participations ont été classés en actifs détenus en vue de la vente, conformément aux principes fixés par la norme IFRS 5.

Les conséquences de ce reclassement sont présentées dans la note 26 « Actifs classés comme détenus en vue de la vente ».

Au 30 juin 2015, les principales caractéristiques des coentreprises sont les suivantes :

	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	OSSAU	SOPHYE LACMORT
Date de reporting des états financiers	30/06/2015	30/06/2015	30/06/2015	30/06/2015
Nature de la relation	Co-entreprise	Co-entreprise	Co-entreprise	Co-entreprise
Pays de l'établissement principal	France	France	France	France
Activité principale	Vente de gaz et d'électricité	Constuction et exploitation de centrale thermique	Acquisition et exploitation de concessions hydroélectriques	Acquisition et exploitation de concessions hydroélectriques
Pourcentage de détention et des droits de vote	50%	60%	50%	50%
Mode comptabilisation	Mise en équivalence	Mise en équivalence	Mise en équivalence	Mise en équivalence

Au 30 juin 2015, les contributions des coentreprises sont les suivantes :

	30/06/2015			
	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	OSSAU	SOPHYE LACMORT
<i>En milliers d'euros</i>				
Actifs courants	8 282	702	7	12
Actifs non courants	418	11 390	-	-
Passifs courants	6 912	10 493	3	1
<i>Dont Passifs financiers courants</i>	<i>1 017</i>	<i>9 492</i>	-	-
<i>Dont Passifs non financiers courants</i>	<i>5 895</i>	<i>1 001</i>	3	1
Passifs non courants	2	-	-	-
<b>Actif net</b>	<b>1 786</b>	<b>1 599</b>	<b>4</b>	<b>11</b>
Quote part de l'actif net	893	960	2	6
Autres ajustements	-	(960)	-	-
<b>Valeur comptable des participations</b>	<b>893</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>6</b>
Dividendes reçus par le groupe	-	-	-	-
Chiffre d'affaires	16 112	-	-	-
Résultat net	130	(128)	(3)	(0)
Résultat global	130	(128)	(3)	(0)
<b>Quote-part du résultat net</b>	<b>65</b>	<b>(77)</b>	<b>(2)</b>	<b>(0)</b>
<b>Quote-part du résultat global</b>	<b>65</b>	<b>(77)</b>	<b>(2)</b>	<b>(0)</b>

Au 31 décembre 2014, les contributions des coentreprises sont les suivantes :

En milliers d'euros	31/12/2014*			
	Direct Energie EBM Entreprises	Compagnie Electrique de Bretagne	OSSAU	SOPHYE LACMORT
Actifs courants	5 814	1 191	11	13
Actifs non courants	492	9 692	-	-
Passifs courants	4 639	9 156	4	2
<i>Dont Passifs financiers courants</i>	<i>1 470</i>	<i>8 584</i>	-	-
<i>Dont Passifs non financiers courants</i>	<i>3 169</i>	<i>572</i>	<i>4</i>	<i>2</i>
Passifs non courants	2	-	-	-
<b>Actif net</b>	<b>1 665</b>	<b>1 727</b>	<b>7</b>	<b>11</b>
Quote part de l'actif net	832	1 036	3	6
Autres ajustements	-	(1 036)	-	-
<b>Valeur comptable des participations</b>	<b>832</b>	<b>(0)</b>	<b>3</b>	<b>6</b>
Dividendes reçus par le groupe	-	-	-	-
Chiffre d'affaires	19 548	-	-	-
Résultat net	(24)	(195)	(8)	(2)
Résultat global	(24)	(195)	(8)	(2)
<b>Quote-part du résultat net</b>	<b>(12)</b>	<b>(117)</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>
<b>Quote-part du résultat global</b>	<b>(12)</b>	<b>(117)</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les principaux indicateurs relatifs aux coentreprises présentés en 2015 correspondent à une période de six mois.

Au 30 juin 2015, l'impact des coentreprises sur la formation des résultats est non significatif. Le pourcentage de détention du Groupe dans les coentreprises Direct Energie EBM Entreprises, Compagnie Electrique de Bretagne, Ossau et Sophye Lacmort n'a pas évolué depuis le 31 décembre 2014. Au 30 juin 2015, leurs valeurs comptables s'élèvent à un total de 901 milliers d'euros. Ces valeurs comptables incluent des quotes-parts de résultat de (14) milliers d'euros.

## Note 15. STOCKS

La valeur comptable des stocks par catégorie est la suivante :

En milliers d'euros	30/06/2015			31/12/2014		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Stocks de Gaz	20 956	-	20 956	26 894	-	26 894
<b>Stocks</b>	<b>20 956</b>	<b>-</b>	<b>20 956</b>	<b>26 894</b>	<b>-</b>	<b>26 894</b>

Au 30 juin 2015, les stocks du Groupe sont composés uniquement de gaz.

## Note 16. CLIENTS ET COMPTES RATTACHES

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
Clients et comptes rattachés	200 219	150 429
Dépréciation	(21 352)	(19 756)
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>178 867</b>	<b>130 673</b>

Les échéances des clients et comptes rattachés sont toutes à moins d'un an.

## Note 17. AUTRES ACTIFS COURANTS ET NON COURANTS

Les autres actifs courants et non courants sont composés des éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
Charges constatées d'avance	4 272	13 938
Créances fiscales et sociales	4 057	7 968
Autres créances	4 372	1 794
<b>Autres actifs courants</b>	<b>12 700</b>	<b>23 701</b>

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
Charges constatées d'avance	4 526	121
Créances fiscales et sociales	-	-
Autres créances	618	1 420
<b>Autres actifs non courants</b>	<b>5 144</b>	<b>1 542</b>

Les « Charges constatées d'avance » courantes et non courantes sont principalement liées aux achats d'énergie pour des volumes d'énergie livrés le mois suivant leur facturation ainsi que des débouclages anticipés d'achats/ventes à termes d'énergie sur les marchés, de la maintenance informatique et des loyers.

Les « Créances fiscales et sociales » sont majoritairement composées de créances de taxe sur la valeur ajoutée et de CSPE.

Les « Autres créances » comprennent principalement des créances relatives à la mise en œuvre du « Tarif de Première Nécessité » et du « Tarif Spécial de Solidarité ».

## Note 18. TRÉSORERIE ET EQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements court termes. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans l'état de situation financière :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
VMP et équivalents de trésorerie	-	-
Disponibilités	18 293	31 629
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie - actif</b>	<b>18 293</b>	<b>31 629</b>
Concours bancaires	(689)	(321)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie nets</b>	<b>17 605</b>	<b>31 308</b>

## Note 19. CAPITAUX PROPRES

### 19.1 Capital social

Au 30 juin 2015, le capital social de Direct Energie s'élève à 4 079 297 Euros divisé en 40 792 965 actions d'une valeur nominale de 0,1 euro chacune. Aucune évolution n'est intervenue depuis le 31 décembre 2014.

### 19.2 Instruments donnant accès à de nouvelles actions Direct Energie SA

Au 30 juin 2015, les instruments donnant accès à de nouvelles actions Direct Energie SA sont constitués de plans d'options de souscription d'actions que le Groupe a ouverts pour certains salariés du Groupe, y compris les dirigeants. Les caractéristiques de ces différents plans sont présentées dans la note 20 « Paiements fondés sur des actions ».

Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces instruments est de 2 349 milliers d'actions au 30 juin 2015.

### 19.3 Actions propres

Au 30 juin 2015, un solde de 74 milliers d'euros correspondant à 5,6 milliers d'actions auto-détenues dans le cadre d'un contrat de liquidité est enregistré en diminution des capitaux propres consolidés.

### 19.4 Primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées, y compris le résultat de l'exercice, représentent un montant de 71 791 milliers d'euros au 30 juin 2015. Elles intègrent les primes versées lors d'augmentations de capital et la prime consécutive à la fusion entre Poweo et Direct Energie, diminuées de l'incidence de l'annulation des actions auto-détenues, ainsi que les résultats accumulés par le Groupe.



## 19.5 Autres éléments du résultat global

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	Variation	31/12/2014	Variation	31/12/2013
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(1 195)	20 395	(21 590)	(16 036)	(5 554)
Impact impôts différés	-	-	-	-	-
Quote-part des entreprises associées	(519)	8	(527)	(74)	(454)
<b>Total éléments recyclables</b>	<b>(1 715)</b>	<b>20 403</b>	<b>(22 117)</b>	<b>(16 109)</b>	<b>(6 008)</b>
Pertes et gains actuariels	(92)	-	(92)	-	(92)
Impact impôts différés	31	-	31	-	31
<b>Total éléments non recyclables</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>
<b>Gains et pertes reconnus en capitaux propres</b>	<b>(1 776)</b>	<b>20 403</b>	<b>(22 178)</b>	<b>(16 109)</b>	<b>(6 069)</b>

## 19.6 Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 juin 2015, aucune filiale dont le groupe ne détient pas l'intégralité des droits et obligations sur le capital n'est intégrée par la méthode d'intégration globale.

## 19.7 Gestion du capital

L'objectif principal de Direct Energie en termes de gestion de sa structure financière est d'optimiser la rentabilité du capital investi par ses actionnaires en fonction des risques encourus et de la maîtrise des moyens financiers nécessaires à son développement à court et moyen terme.

Le Groupe apprécie la pertinence de ses projets d'acquisition ou d'investissement sur la base de leur intérêt stratégique mais également de leur profil financier, et organise leur financement en tenant compte de paramètres de rentabilité et des éventuelles opportunités ou contraintes existant sur les marchés de la dette et des capitaux.

Direct Energie n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum, excepté les exigences légales.

## Note 20. PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	30/06/2014
Options de souscription d'action	(559)	(191)
Actions gratuites	-	(531)
Autres	-	-
<b>Charges liées aux paiements fondés sur des actions</b>	<b>(559)</b>	<b>(722)</b>

## Note 21. PROVISIONS

### 21.1 Variation des provisions

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2014	Dotations	Utilisations	Reprises	Désactualisation	Var. Périètre	Autres	30/06/2015
Provisions pour avantages au personnel	943	60	-	-	(3)	-	-	1 001
Provisions pour risques et charges	4 263	3 169	(1 400)	(256)	-	-	(922)	4 854
<b>Provisions</b>	<b>5 207</b>	<b>3 230</b>	<b>(1 400)</b>	<b>(256)</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>(922)</b>	<b>5 855</b>

Les flux de dotations, utilisations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Dotations nettes</b>
Charges de personnel	60
Autres produits et charges opérationnels	1 513
Autres produits et charges financiers	(3)
<b>Total</b>	<b>1 571</b>

### 21.2 Provisions pour avantages au personnel

Les principales hypothèses utilisées pour déterminer l'engagement existant au 30 juin 2015 sont les suivantes :

- taux d'actualisation de 2,06 % (inflation incluse) ;
- taux d'inflation de 2 % ;
- départ à la retraite à l'initiative du salarié ;
- taux de mobilité du personnel variable selon l'âge ;
- Table de mortalité INSEE 2011-2013.

Au 30 juin 2015, le Groupe a constaté une charge de 60 milliers d'euros pour les engagements au titre des indemnités de fin de carrière du personnel. La provision des engagements du Groupe au titre des indemnités de fin de carrière du personnel s'élève à 1 001 milliers d'euros.

### 21.3 Provisions pour risques et charges

Les provisions constituées au 30 juin 2015 sont liées principalement à :

- des litiges en cours pour 3 225 milliers d'euros (1 700 milliers d'euros au 31 décembre 2014). L'augmentation constatée sur le semestre est principalement liée à un litige commercial opposant le Groupe à l'un de ses fournisseurs ;
- l'estimation des obligations du Groupe en termes de certificats d'économie d'énergie et de garanties d'origines relatifs à la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 pour 1 390 milliers d'euros. Cette provision a été enregistrée conformément au règlement de l'ANC 2012-04 selon les modalités permises par ce texte (1 401 milliers d'euros au 31 décembre 2014) ;
- des risques divers pour 239 milliers d'euros (1 162 milliers d'euros en 2014).

## 21.4 Part courante et non courante des provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se détaille comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015			31/12/2014		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages au personnel	-	1 001	1 001	-	943	943
Provisions pour risques et charges	4 854	-	4 854	3 341	922	4 263
<b>Provisions</b>	<b>4 854</b>	<b>1 001</b>	<b>5 855</b>	<b>3 341</b>	<b>1 865</b>	<b>5 207</b>

## Note 22. CONTRATS DE LOCATIONS-FINANCEMENT

La valeur nette comptable des immobilisations en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations en fonction de leur nature. Les contrats de location-financement du Groupe résultent d'une cession bail de ses systèmes d'information intégrés de gestion et de crédits-bails sur matériel de bureau et informatique.

Les contrats de location-financement ont une durée allant de 3 à 5 ans et prévoient la reprise de la propriété des biens par le Groupe à l'issue de la période de financement.

Le détail des paiements minimaux futurs au titre de ces contrats se présentent de la façon suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	Total	Échéances		
	30/06/2015	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Paiements minimaux	303	107	196	-
Charges financières	(20)	(12)	(9)	-
<b>Valeur actualisée des paiements minimaux</b>	<b>282</b>	<b>95</b>	<b>187</b>	<b>-</b>

## Note 23. FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
Dettes fournisseurs	35 252	33 613
Factures non parvenues	54 387	82 142
<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>89 639</b>	<b>115 755</b>

## Note 24. AUTRES PASSIFS COURANTS ET NON COURANTS

Les éléments constitutifs des autres passifs courants et non courants sont les suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2015</b>	<b>31/12/2014*</b>
Dettes sociales et fiscales	72 748	55 209
Produits constatés d'avance	9 039	8 415
Autres dettes	5 051	10 129
<b>Autres passifs courants</b>	<b>86 837</b>	<b>73 753</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

Les autres dettes sont essentiellement composées du solde de l'excédent net perçu par le Groupe dans le cadre du mécanisme de compensation TARTAM, lequel est en cours de régularisation.

La part courante des produits constatés d'avance résulte principalement du contrat de prestation de service avec ERDF.

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2015</b>	<b>31/12/2014</b>
Dettes sociales et fiscales	-	-
Produits constatés d'avance	2 137	837
Autres dettes	-	-
<b>Autres passifs non courants</b>	<b>2 137</b>	<b>837</b>

## Note 25. ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Les clients et comptes rattachés, la trésorerie et équivalents de trésorerie ainsi que les fournisseurs et comptes rattachés entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 et sont présentés dans ces tableaux mais apparaissent sur des lignes distinctes de l'état de situation financière.

### 25.1 Actifs financiers hors instruments financiers dérivés

#### 25.1.1 Actifs financiers par catégories

Les différentes catégories d'actifs financiers hors instruments financiers dérivés réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015			31/12/2014		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	112	112	-	661	661
Prêts et créances au coût amorti (hors clients)	19 498	1 319	20 816	20 929	1 332	22 261
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	28 034	-	28 034	27 871	-	27 871
<b>Autres actifs financiers</b>	<b>47 532</b>	<b>1 430</b>	<b>48 962</b>	<b>48 799</b>	<b>1 994</b>	<b>50 793</b>
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>178 867</b>	<b>-</b>	<b>178 867</b>	<b>130 673</b>	<b>-</b>	<b>130 673</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>18 293</b>	<b>-</b>	<b>18 293</b>	<b>31 629</b>	<b>-</b>	<b>31 629</b>
<b>Actifs financiers</b>	<b>244 693</b>	<b>1 430</b>	<b>246 123</b>	<b>211 102</b>	<b>1 994</b>	<b>213 096</b>

### 25.1.2 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs disponibles à la vente du Groupe sont principalement composés de titres de participation dans des sociétés non consolidées pour 112 milliers d'euros. La variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>Juste valeur</b>
<b>Au 31 décembre 2013</b>	<b>661</b>
Acquisitions	-
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	-
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	-
Variation de périmètre	-
Autres	-
<b>Au 31 décembre 2014</b>	<b>661</b>
Acquisitions	-
Cessions - valeur comptable hors variation de juste valeur en capitaux propres	-
Cessions - variation de juste valeur en capitaux propres décomptabilisé	-
Variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	-
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(550)
Variation de périmètre	-
Autres	-
<b>Au 30 juin 2015</b>	<b>112</b>

Au 30 juin 2015, l'examen de la valeur des différents titres disponibles à la vente a amené le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 550 milliers d'euros.

### 25.1.3 Prêts et créances au coût amorti (hors clients)

Le détail des prêts et créances au coût amorti se présente ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	<b>30/06/2015</b>			<b>31/12/2014</b>		
	<b>Courant</b>	<b>Non courant</b>	<b>Total</b>	<b>Courant</b>	<b>Non courant</b>	<b>Total</b>
Dépôts de garantie	12 456	1 319	13 775	14 535	1 332	15 868
Prêts aux sociétés non intégrées	6 726	-	6 726	6 122	-	6 122
Autres prêts et créances	315	-	315	271	-	271
<b>Prêts et créances au coût amorti</b>	<b>19 498</b>	<b>1 319</b>	<b>20 816</b>	<b>20 929</b>	<b>1 332</b>	<b>22 261</b>

Les dépôts de garantie concernent principalement des dépôts effectués en trésorerie auprès de certaines contreparties pour couvrir des engagements ainsi que les variations de juste valeur associés aux achats et ventes à terme d'énergie.

Aucune perte de valeur n'était comprise dans les montants des prêts et créances au coût amorti au 31 décembre 2014 et le Groupe n'a constaté aucune perte de valeur sur les prêts et créances au coût amorti au 30 juin 2015. La valeur nette comptable des prêts et créances au coût amorti constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

Les produits d'intérêts comptabilisés en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat sur le premier semestre 2015 s'élèvent à 112 milliers d'euros contre 97 milliers d'euros sur le premier semestre 2014.

#### 25.1.4 Actifs financiers à la juste valeur par résultat

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015			31/12/2014		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers de trading	-	-	-	-	-	-
Actifs financiers sur option	-	-	-	-	-	-
Autres actifs financiers	28 034	-	28 034	27 871	-	27 871
<b>Actifs financiers à la juste valeur par résultat</b>	<b>28 034</b>	<b>-</b>	<b>28 034</b>	<b>27 871</b>	<b>-</b>	<b>27 871</b>

Au 30 juin 2015, les actifs financiers évalués à la juste valeur par le résultat correspondent à des dépôts à terme sans risque en capital ayant un horizon de placement supérieur à 3 mois, souscrits par le Groupe dans le cadre de l'optimisation de ses liquidités pour un montant de 28,0 M€ (27,9 M€ au 31 décembre 2014).

#### 25.1.5 Clients et comptes rattachés

Les dépréciations et pertes de valeurs comprises dans les clients et comptes rattachés s'élèvent à 21 352 milliers d'euros au 30 juin 2015 (contre 19 756 milliers d'euros au 31 décembre 2014). La valeur comptable de ces actifs financiers est une évaluation appropriée de leur juste valeur. Les clients et comptes rattachés ainsi que les dépréciations afférentes sont présentés dans la note 16 « Clients et comptes rattachés ».

#### 25.1.6 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie nets s'élèvent à 17 605 milliers d'euros au 30 juin 2015 contre 31 308 milliers d'euros au 31 décembre 2014. Le résultat comptabilisé sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie au premier semestre 2015 s'élève à 243 milliers d'euros contre 114 milliers d'euros au premier semestre 2014 et est enregistré en « Coût de l'endettement financier net » au compte de résultat.

## 25.2 Passifs financiers hors instruments financiers dérivés

### 25.2.1 Passifs financiers par catégorie

Les différentes catégories de passifs financiers réparties entre part courante et non courante se présentent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015			31/12/2014		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Passifs financiers évalués au coût amorti	28 787	55 223	84 010	8 163	55 679	63 842
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-
<b>Autres passifs financiers</b>	<b>28 787</b>	<b>55 223</b>	<b>84 010</b>	<b>8 163</b>	<b>55 679</b>	<b>63 842</b>
<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>89 639</b>	<b>-</b>	<b>89 639</b>	<b>115 755</b>	<b>-</b>	<b>115 755</b>
<b>Passifs financiers</b>	<b>118 426</b>	<b>55 223</b>	<b>173 649</b>	<b>123 918</b>	<b>55 679</b>	<b>179 597</b>

### 25.2.2 Passifs financiers évalués au coût amorti (hors fournisseurs)

Le détail des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015			31/12/2014		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	25 001	-	25 001	-	-	-
Emprunts sur location-financement	97	186	282	95	233	328
Concours bancaires	689	-	689	321	-	321
Dépôts de garantie et appels de marge	1 062	-	1 062	6 612	-	6 612
Autres emprunts et dettes assimilées	1 939	55 038	56 976	1 136	55 446	56 581
<b>Passifs financiers évalués au coût amorti</b>	<b>28 787</b>	<b>55 223</b>	<b>84 010</b>	<b>8 163</b>	<b>55 679</b>	<b>63 842</b>

Les emprunts auprès des établissements de crédit comprennent un tirage de 25 millions d'euros sur le crédit syndiqué de 60 millions d'euros mis en place au cours du deuxième trimestre 2015.

Les autres emprunts et dettes assimilées sont principalement composés d'emprunts obligataires émis en 2014 dans un but de sécurisation de la structure de financement du Groupe.

Les concours bancaires correspondent aux concours bancaires arrêtés en date du 30 juin 2015. La position nette de trésorerie est présentée en note 18 « Trésorerie et équivalents de trésorerie ».

Les charges d'intérêts relatives aux dettes financières s'élèvent à 1 858 milliers d'euros au premier semestre 2015 (contre 584 milliers d'euros au premier semestre 2015) et sont comptabilisées au compte de résultat en « Coût de l'endettement financier net ».

La juste valeur des passifs financiers évalués au coût amorti s'établit comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015		31/12/2014	
	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable
Passifs financiers évalués au coût amorti	85 085	84 010	65 482	63 842

L'échéancier des passifs financiers évalués au coût amorti est le suivant :



En milliers d'euros	30/06/2015				31/12/2014			
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	25 001	-	-	25 001	-	-	-	-
Emprunts sur location-financement	97	186	-	282	95	233	-	328
Concours bancaires	689	-	-	689	321	-	-	321
Dépôts de garantie et appels de marge	1 062	-	-	1 062	6 612	-	-	6 612
Autres emprunts et dettes assimilées	1 939	28 862	26 176	56 976	1 136	29 289	26 157	56 581
<b>Passifs financiers évalués au coût amorti</b>	<b>28 787</b>	<b>29 047</b>	<b>26 176</b>	<b>84 010</b>	<b>8 163</b>	<b>29 522</b>	<b>26 157</b>	<b>63 842</b>

### 25.2.3 Fournisseurs et comptes rattachés

Les fournisseurs et comptes rattachés sont présentés dans la note 23 « Fournisseurs et comptes rattachés ». La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

## 25.3 Endettement financier net

En milliers d'euros	30/06/2015			31/12/2014		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<b>Dettes financières</b>	<b>28 787</b>	<b>55 223</b>	<b>84 010</b>	<b>8 163</b>	<b>55 679</b>	<b>63 842</b>
Appels de marge hors couverture de dettes	1 000	-	1 000	6 550	-	6 550
<b>Dettes financières hors appels de marge</b>	<b>27 787</b>	<b>55 223</b>	<b>83 010</b>	<b>1 613</b>	<b>55 679</b>	<b>57 292</b>
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	28 034	-	28 034	27 871	-	27 871
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18 293	-	18 293	31 629	-	31 629
<b>Trésorerie active</b>	<b>46 328</b>	<b>-</b>	<b>46 328</b>	<b>59 500</b>	<b>-</b>	<b>59 500</b>
<b>Endettement financier net*</b>	<b>(18 541)</b>	<b>55 223</b>	<b>36 682</b>	<b>(57 887)</b>	<b>55 679</b>	<b>(2 208)</b>

\* L'endettement financier net correspond à la différence entre les dettes financières hors impact des appels de marge et la trésorerie active

La variation de l'endettement financier net s'explique principalement par une variation négative du besoin en fonds de roulement à hauteur de 50 934 K€, sensiblement équivalente à celle observée sur le premier semestre 2014, et inhérente à la saisonnalité de l'activité du groupe. Celle-ci a eu pour conséquences une réduction de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et une augmentation des dettes financières, sous l'effet d'un tirage de 25 M€, réalisé par le Groupe préalablement au 30 juin 2015, sur la facilité de crédit mise en place au cours du deuxième trimestre 2015.

## 25.4 Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture

### 25.4.1 Instruments financiers dérivés par catégories

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015			31/12/2014		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Juste valeur positive des dérivés trading	908	-	908	1 970	-	1 970
Juste valeur positive des dérivés couverture	21 946	25 471	47 417	3 855	5 510	9 364
Juste valeur positive des dérivés Energie à caractère opérationnel	24 844	2 636	27 480	24 661	3 259	27 920
<b>Juste valeur positive des dérivés</b>	<b>47 699</b>	<b>28 107</b>	<b>75 806</b>	<b>30 486</b>	<b>8 768</b>	<b>39 254</b>
Juste valeur négative des dérivés trading	(2 358)	-	(2 358)	(4 946)	-	(4 946)
Juste valeur négative des dérivés couverture	(20 831)	(27 781)	(48 612)	(19 772)	(11 182)	(30 954)
Juste valeur négative des dérivés Energie à caractère opérationnel	(9 611)	(9 798)	(19 410)	(19 043)	(8 129)	(27 172)
<b>Juste valeur négative des dérivés</b>	<b>(32 800)</b>	<b>(37 580)</b>	<b>(70 380)</b>	<b>(43 761)</b>	<b>(19 311)</b>	<b>(63 072)</b>
<b>Juste valeur nette des dérivés</b>	<b>14 898</b>	<b>(9 473)</b>	<b>5 425</b>	<b>(13 275)</b>	<b>(10 542)</b>	<b>(23 818)</b>

### 25.4.2 Instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés trading	908	1 970
Juste valeur négative des dérivés trading	(2 358)	(4 946)
<b>Juste valeur nette des dérivés trading</b>	<b>(1 450)</b>	<b>(2 976)</b>
Juste valeur positive des dérivés Energie à caractère opérationnel	27 480	27 920
Juste valeur négative des dérivés Energie à caractère opérationnel	(19 410)	(27 172)
<b>Juste valeur nette des dérivés à caractère opérationnel</b>	<b>8 070</b>	<b>748</b>
<b>Juste valeur nette des dérivés non qualifiés de couverture</b>	<b>6 620</b>	<b>(2 228)</b>

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture du Groupe correspondent à :

- des instruments financiers dérivés conclus dans le cadre de couvertures économiques de flux opérationnels sur sous-jacents Energie (dérivés à caractère opérationnel)
- des instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction (dérivés de trading)

Les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont enregistrées au compte de résultat dans le poste « Marge sur l'activité d'Energy Management » pour les instruments financiers dérivés de trading et dans le poste « Variations nettes de Juste valeur des instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel » pour les instruments financiers dérivés Energie à caractère opérationnel.

Les échéances des montants et volumes notionnels des instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont les suivantes :

	30/06/2015					
<i>Notionnels en GWh</i>	Notionnels			Montants		
<i>Juste valeur en milliers d'euros</i>	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(12 654)	(2 645)	-	(351 388)	(80 969)	-
Ventes fermes d'énergie	15 878	830	-	408 425	28 621	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés non qualifiés de couverture</b>	<b>3 224</b>	<b>(1 815)</b>	<b>-</b>	<b>57 037</b>	<b>(52 348)</b>	<b>-</b>

	31/12/2014					
<i>Notionnels en GWh</i>	Notionnels			Montants		
<i>Montants en milliers d'euros</i>	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(16 055)	(3 596)	-	(432 147)	(92 806)	-
Ventes fermes d'énergie	17 001	3 421	-	428 538	81 283	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés non qualifiés de couverture</b>	<b>947</b>	<b>(176)</b>	<b>-</b>	<b>(3 609)</b>	<b>(11 523)</b>	<b>-</b>

### 25.4.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

La juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture comptabilisés dans l'état de situation financière se détaille ainsi :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
Juste valeur positive des dérivés couverture	47 417	9 364
Juste valeur négative des dérivés couverture	(48 612)	(30 954)
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture</b>	<b>(1 195)</b>	<b>(21 590)</b>

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne des dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

L'impact des variations de juste valeur comptabilisées dans les capitaux propres du Groupe est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture à l'ouverture</b>	<b>(21 590)</b>	<b>(5 554)</b>
Variations de juste valeur en capitaux propres	15 375	(18 110)
Variations de juste valeur en résultat - recyclage	5 020	2 075
Variations de juste valeur en résultat - inefficacité	-	-
Autres variations	-	-
<b>Juste valeur nette des dérivés couverture à la clôture</b>	<b>(1 195)</b>	<b>(21 590)</b>

Les variations de juste valeur en capitaux propres comprennent les variations de juste valeur des instruments financiers dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont non échus en fin d'exercice ainsi que la juste valeur des instruments financiers dérivés de couverture souscrits durant l'exercice.

Les variations de juste valeur en résultat pour la part recyclage correspondent à la juste valeur des instruments financiers dérivés de couverture qui étaient valorisés à la clôture précédente et qui sont échus au cours de l'exercice. L'impact total des instruments financiers dérivés de couverture sur le compte de résultat, c'est-à-dire y compris les instruments financiers dérivés souscrits et échus au cours du même exercice, est une charge de 93 031 milliers d'euros (contre une charge de 49 076 milliers d'euros au premier semestre 2014).

Les couvertures de flux de trésorerie par période s'analysent comme suit :

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Juste valeur en milliers d'euros</i>	30/06/2015					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(7 337)	(7 916)	-	(308 205)	(320 919)	-
Ventes fermes d'énergie	527	55	-	19 877	2 384	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(6 810)</b>	<b>(7 862)</b>	<b>-</b>	<b>(288 328)</b>	<b>(318 535)</b>	<b>-</b>

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Montants en milliers d'euros</i>	31/12/2014					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(2 804)	(2 421)	-	(135 748)	(107 845)	-
Ventes fermes d'énergie	711	-	-	26 566	-	-
Achats optionnels d'énergie	-	-	-	-	-	-
<b>Total dérivés de couverture</b>	<b>(2 093)</b>	<b>(2 421)</b>	<b>-</b>	<b>(109 182)</b>	<b>(107 845)</b>	<b>-</b>

## 25.5 Juste valeur des actifs et passifs financiers par niveau

### 25.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015				31/12/2014			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	112	112	-	-	661	661
Actifs financiers à la juste valeur par résultat	28 034	-	-	28 034	27 871	-	-	27 871
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18 293	-	-	18 293	31 629	-	-	31 629
Dérivés de couverture	-	47 417	-	47 417	-	9 364	-	9 364
Dérivés de trading	-	908	-	908	-	1 970	-	1 970
Dérivés Energie à caractère opérationnel	-	18 575	8 905	27 480	-	17 733	10 187	27 920
<b>Actifs financiers à la juste valeur</b>	<b>46 328</b>	<b>66 901</b>	<b>9 016</b>	<b>122 245</b>	<b>59 500</b>	<b>29 067</b>	<b>10 848</b>	<b>99 415</b>

Le Groupe a classé les justes valeurs des actifs et passifs financiers entre les niveaux 1, 2 et 3 selon les critères exposés dans la note 1.5.6.3.4 « Evaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés » des annexes aux comptes consolidées au 31 décembre 2014.

#### Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont composés de titres non cotés dont l'évaluation est basée sur les dernières opérations de marché comparables observées et sont considérés être de niveau 3.

#### Actifs financiers à la juste valeur par résultat / trésorerie et équivalents de trésorerie

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat ainsi que la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont considérés de niveau 1 car le Groupe dispose pour ces actifs financiers de valeurs liquidatives régulières.

#### Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 2 sont évalués au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités d'énergie et reposent sur des paramètres de marché observables directement ou indirectement.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation à la juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes.

Les méthodes et les hypothèses retenues sont par nature théoriques, et une part importante de jugement intervient dans l'interprétation des données du marché. L'utilisation d'hypothèses différentes et/ou de méthodes d'évaluation différentes pourrait avoir un effet significatif sur la juste valeur estimée de ces instruments financiers.

### 25.5.2 Passifs financiers

Les passifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015				31/12/2014			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Passifs financiers à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de couverture	-	48 612	-	48 612	-	30 954	-	30 954
Dérivés de trading	-	2 358	-	2 358	-	4 946	-	4 946
Dérivés Energie à caractère opérationnel	-	14 311	5 098	19 410	-	23 516	3 656	27 172
<b>Passifs financiers à la juste valeur</b>	<b>-</b>	<b>65 282</b>	<b>5 098</b>	<b>70 380</b>	<b>-</b>	<b>59 416</b>	<b>3 656</b>	<b>63 072</b>

Le classement par niveau des instruments financiers dérivés est précisé ci-dessus (note 25.5.1).

### 25.5.3 Variation des justes valeurs de niveau 3

Au 30 juin 2015, la variation sur l'exercice de la juste valeur des actifs et passifs financiers considérés être de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2014	Var. par résultat	Var. par capitaux propres	Acquisitions	Cessions	Transferts	30/06/2015
Actifs financiers disponibles à la vente	661	(550)	-	-	-	-	112
Dérivés de couverture	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de trading	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés à caractère opérationnel	10 187	(1 282)	-	-	-	-	8 905
<b>Actifs financiers juste valeur niveau 3</b>	<b>10 848</b>	<b>(1 832)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9 016</b>
Dérivés de couverture	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés de trading	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés à caractère opérationnel	3 656	1 442	-	-	-	-	5 098
<b>Passifs financiers juste valeur niveau 3</b>	<b>3 656</b>	<b>1 442</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 098</b>

Au 30 juin 2015, les actifs financiers de niveau 3 comprennent principalement un contrat d'approvisionnement en gaz, dont la juste valeur est calculée sur la base d'un modèle optionnel interne, basé sur les paramètres observables et estimés suivants :

- Paramètres observables sur un marché : Prix de marché forward gaz-PEG nord, prix de marché forward des produits pétroliers et du gaz TTF ;
- Paramètres estimés en interne : Volatilité du gaz, volatilité du pétrole, corrélation gaz-pétrole, spread bid-ask de marché.

La valorisation de ce contrat d'approvisionnement en gaz retenue dans les comptes s'élève à 8,9 M€ au 30 juin 2015 contre 10,2 M€ au 31 décembre 2014.

Les passifs financiers de niveau 3 comprennent principalement un contrat d'approvisionnement en électricité, dont la juste valeur est calculée sur la base d'un modèle optionnel interne, basé sur les paramètres observables et estimés suivants :

- Paramètres observables sur un marché : Prix de marché forward électricité horizon marché, prix de marché forward garanties d'origine horizon marché ;
- Paramètres estimés en interne : Prix de marché forward électricité au-delà des horizons marché, prix de marché forward garanties d'origine au-delà des horizons marché, facteurs de forme production (estimés sur des données historiques), productions par centrales, prix de marché de la capacité, pertes en ligne, indices du coût de rachat de la production ainsi que des paramètres liés à l'option d'achat.

La valorisation de ce contrat d'approvisionnement en électricité s'élève à (5,1) M€ au 30 juin 2015 contre (3,7) M€ au 31 décembre 2014.

## 25.6 Risques de marché et gestion des risques

Les principaux facteurs de risques sont les suivants :

### 25.6.1 Risque de crédit

Le Groupe est amené à effectuer des transactions (ventes ou achats) avec de nombreuses contreparties pour un montant global important.

Concernant son activité de fourniture d'électricité et de gaz, le Groupe suit au quotidien l'encours clients et constate au besoin des dépréciations sur les créances qui présenteraient un risque de recouvrement trop faible. En particulier, les provisions pour dépréciation couvrent l'intégralité du risque de perte du Groupe en cas de non recouvrement des créances clients échues à plus d'un an. Au 30 juin 2015, cette dépréciation des comptes clients représente 21 352 milliers d'euros (contre 19 756 milliers d'euros au 31 décembre 2014).

Concernant son activité de négoce d'énergie, le groupe traite avec des contreparties de premier rang sur le marché européen. Le risque de défaillance de telles contreparties est jugé comme non significatif par le Groupe. La ventilation de la juste valeur par type de contrepartie au 30 juin 2015 est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
Marché organisé avec chambre de compensation	(1 814)	(17 163)
Industriels de l'énergie	7 999	(3 798)
Banques et assimilées	(759)	(2 857)
<b>Juste valeur nette des dérivés à la clôture</b>	<b>5 425</b>	<b>(23 818)</b>

### 25.6.2 Risque de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ces contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie à travers l'utilisation d'instruments financiers dérivés.

Dans le cas des instruments financiers dérivés à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive. Lors de l'évaluation des instruments dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces instruments financiers dérivés.

### 25.6.3 Risque de liquidité

Le Groupe suit quotidiennement ses disponibilités en termes de liquidités et besoins de liquidités à courts et moyens termes pour s'assurer à tout moment d'avoir des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante et les investissements pour le développement du Groupe.

Le groupe dispose de facilités de crédit court terme consenties par ses partenaires bancaires et a mis en place au cours du deuxième trimestre 2015 un crédit syndiqué d'un montant de 60 millions d'euros.

#### 25.6.4 Risque de marché

Direct Energie conclut des contrats d'achats et de ventes fermes d'énergie sur des marchés organisés ou avec des contreparties de gré à gré.

Ces instruments financiers dérivés entrent dans la gestion et l'optimisation de l'approvisionnement des clients. Ces instruments sont sensibles à la variation des prix de marché des matières premières, qui a une volatilité importante.

Le Groupe revoit hebdomadairement son portefeuille d'instruments financiers dérivés afin de suivre plus particulièrement les risques liés au marché. L'effet sur le compte de résultat et les réserves d'instruments financiers du Groupe dans le cas d'un choc uniforme sur l'ensemble des cours à terme est présenté dans le tableau suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	Variation des prix	30/06/2015		31/12/2014	
		Résultat	Réserves	Résultat	Réserves
Achats/ventes à terme d'électricité - couverture		-	73 194	-	22 519
Achats/ventes à terme d'électricité - non qualifiés de couverture	+5€/MWh	5 819	-	5 719	-
<b>Sensibilité achats/ventes électricité</b>		<b>5 819</b>	<b>73 194</b>	<b>5 719</b>	<b>22 519</b>
Achats/ventes à terme de gaz - couverture		-	-	-	-
Achats/ventes à terme de gaz - non qualifiés de couverture	-10% gaz +10% oil	(41 121)	-	6 832	-
<b>Sensibilité achats/ventes gaz</b>		<b>(41 121)</b>	<b>-</b>	<b>6 832</b>	<b>-</b>
<b>Sensibilité achats/ventes électricité et gaz</b>		<b>(35 302)</b>	<b>73 194</b>	<b>12 551</b>	<b>22 519</b>



## Note 26. ACTIFS CLASSES COMME DETENUS EN VUE DE LA VENTE

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 705	-
Passifs liés aux actifs classés comme détenus en vue de la vente	3	-
<b>Actifs nets classés comme détenus en vue de la vente</b>	<b>3 702</b>	<b>-</b>

Les actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente correspondent aux actifs et passifs de l'entité Direct Energie Distribution, filiale du Groupe détenant des participations dans les sociétés EBM Réseau de Distribution et Gascogne Energie Service. Ceux-ci ont été classés en actifs détenus en vue de la vente selon les critères de la norme IFRS 5, suite au processus de cession engagé par le groupe et qu'il entend finaliser au cours du 4<sup>ème</sup> trimestre 2015.

Ces actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente sont composés principalement de la valeur des titres de participations détenus dans les sociétés EBM Réseau de Distribution et Gascogne Energie Service pour 3 677 K€ et de la trésorerie de Direct Energie Distribution au 30 juin 2015 pour 28 K€.

L'impact de cette filiale et des participations détenues par celle-ci sur le compte de résultat au 30 juin 2015 est le suivant :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	31/12/2014
Résultat net des activités abandonnées	(1 236)	-

Il correspond principalement à la mise à la juste valeur de la participation détenue par le Groupe dans la société Direct Energie Distribution, et de ses participations dans les sociétés EBM Réseau de Distribution et Gascogne Energie Service

Au 30 juin 2015, les principales caractéristiques des entreprises associées EBM Réseau de Distribution et Gascogne Energie Service, détenues par Direct Energie Distribution sont les suivantes :

	EBM Réseau de Distribution	Gascogne Energie Service
Date de reporting des états financiers	31/03/2015*	31/03/2015*
Nature de la relation	Entreprise associée	Entreprise associée
Pays de l'établissement principal	France	France
Activité principale	Distribution d'électricité	Commerce de combustibles gazeux par conduites
Pourcentage de détention et des droits de vote	20%	20%
Mode comptabilisation	Mise en équivalence	Mise en équivalence

\* La quote part de résultat intégrée dans les comptes consolidés du groupe correspond au résultat calculé sur la période du 1er janvier au 31 mars 2015.

Au 30 juin 2015, les contributions des entreprises associées sont les suivantes :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	
	EBM Réseau de Distribution	Gascogne Energie Service
Actifs courants	2 415	22 854
Actifs non courants	21 920	
Passifs courants	1 402	14 086
Passifs non courants	15 256	
<b>Actif net</b>	<b>7 677</b>	<b>8 769</b>
Quote part de l'actif net	1 535	1 758
Autres ajustements	1 652	(1 269)
<b>Valeur comptable des participations</b>	<b>3 187</b>	<b>489</b>
Dividendes reçus par le groupe	-	-
Chiffre d'affaires	2 591	2 186
Résultat net	174	(6)
Résultat global	174	(6)
<b>Quote-part du résultat net*</b>	<b>35</b>	<b>(1)</b>
<b>Quote-part du résultat global</b>	<b>35</b>	<b>(1)</b>

\* La quote part de résultat intégrée dans les comptes consolidés du groupe correspond au résultat calculé sur la période du 1er janvier au 31 mars 2015.

Au 31 décembre 2014, les contributions des entreprises associées sont les suivantes :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/2014	
	EBM Réseau de Distribution	Gascogne Energie Service
Actifs courants	1 415	22 859
Actifs non courants	21 575	
Passifs courants	1 307	14 086
Passifs non courants	14 220	
<b>Actif net</b>	<b>7 464</b>	<b>8 774</b>
Quote part de l'actif net	1 493	1 759
Autres ajustements	1 652	-
<b>Valeur comptable des participations</b>	<b>3 145</b>	<b>1 759</b>
Dividendes reçus par le groupe	60	-
Chiffre d'affaires	7 341	10 960
Résultat net	294	(116)
Résultat global	294	(116)
<b>Quote-part du résultat net</b>	<b>59</b>	<b>(23)</b>
<b>Quote-part du résultat global</b>	<b>59</b>	<b>(23)</b>

Au 30 juin 2015, le pourcentage de détention du Groupe dans les entreprises associées EBM Réseau de distribution et Gascogne Energie Service n'a pas évolué depuis le 31 décembre 2014. Au 30 juin 2015, leurs valeurs comptables, sont respectivement de 3 187 milliers d'euros et 489 milliers d'euros (une perte de valeur de 1 269 K€ ayant été constatée sur le premier semestre 2015 sur les titres Gascogne Energie Service). Ces valeurs comptables incluent respectivement des quote-parts de résultat de 35 milliers d'euros et (1) milliers d'euros.

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

### **27.1 Secteurs opérationnels**

Les secteurs opérationnels retenus pour présenter l'information sectorielle ont été identifiés sur la base du reporting interne utilisé par le Conseil d'Administration du Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs et l'évaluation de leurs performances. Le Conseil d'Administration est le « principal décideur opérationnel » au sens d'IFRS 8.

Les informations sectorielles comparatives au titre de l'exercice 2014 sont présentées selon le même découpage.

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « Commerce » qui correspond à l'activité de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux ;
- « Production » qui désigne les filiales du Groupe en charge des projets de développement de centrale de production d'électricité ;
- « Autres secteurs » qui regroupe les autres participations du Groupe, notamment dans des entreprises locales de distribution. Au 30 juin 2015, ce secteur comprend la filiale Direct Energie Distribution, et les participations détenues par celle-ci. Cette entité est classée en actifs détenus en vue de la vente conformément aux principes fixés par la norme IFRS 5.

## 27.2 Indicateurs sectoriels

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs.

<i>En milliers d'euros</i>	Au 30/06/2015				
	Commerce	Production	Autres	Eliminations	Total
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	506 154	207	-	(708)	505 653
<i>dont produits externes</i>	505 446	207	-	-	505 653
<i>dont produits inter-secteurs</i>	708	-	-	(708)	-
Marge Brute	78 166	207	-	-	78 373
EBITDA	34 274	(281)	-	-	33 993
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(10 721)	-	-	-	(10 721)
Pertes de valeur	(550)	-	-	-	(550)
Actifs sectoriels nets	425 604	(5 742)	386	-	420 248
Investissements	12 038	137	-	-	12 175
<b>Au 30/06/2014*</b>					
<i>En milliers d'euros</i>	Commerce	Production	Autres	Eliminations	Total
<b>Eléments du compte de résultat</b>					
Produits des activités ordinaires	423 313	329	-	(1 059)	422 584
<i>dont produits externes</i>	422 255	329	-	-	422 584
<i>dont produits inter-secteurs</i>	1 059	-	-	(1 059)	-
Marge Brute	61 139	329	-	-	61 469
EBITDA	24 174	229	(27)	-	24 377
<b>Autres informations</b>					
Amortissements	(10 481)	-	-	-	(10 481)
Pertes de valeur	-	-	-	-	-
Actifs sectoriels nets	248 000	1 497	1 495	-	250 992
Investissements	9 084	34	-	-	9 119

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

## 27.3 Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat opérationnel courant

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2015	30/06/2014*
<b>EBITDA</b>	<b>33 992</b>	<b>24 377</b>
(+) Amortissements	(10 721)	(10 481)
(+) Paiements fondés sur des actions	(559)	(722)
<b>Résultat opérationnel courant</b>	<b>22 712</b>	<b>13 173</b>

\* L'interprétation IFRIC 21 prévoit une application rétrospective. En conséquence les données 2014 ont été retraitées, comme expliqué dans la note 1.2 « Evolution du référentiel comptable »

L'EBITDA correspond au principal indicateur suivi par le Conseil d'Administration du Groupe pour évaluer les performances des secteurs. Il correspond à un EBITDA n'intégrant pas les éléments non récurrents et non liés aux activités opérationnelles du Groupe mais intègre certaines provisions inhérentes à ces activités. En particulier, l'EBITDA suivi par le principal décideur opérationnel n'intègre pas les produits et charges liés aux variations de périmètre mais comprend les provisions pour dépréciation des créances clients.

## Note 28. ENGAGEMENTS HORS BILAN

Dans le cadre de son activité normale, le Groupe a souscrit des contrats fermes ou optionnels d'achats à terme et de vente à terme d'énergie afin d'ajuster ses approvisionnements et couvrir les consommations de ses clients. L'analyse a conduit à exclure certains contrats du champ d'application de la norme IAS 39. Les échéances des montants et volumes notionnels de ces contrats exclus du champ d'application de la norme IAS 39 sont les suivantes :

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Juste valeur en milliers d'euros</i>	30/06/2015					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(1 753)	(524)	-	(43 869)	(13 396)	-
Ventes fermes d'énergie	585	56	-	13 832	1 567	-
<b>Total engagements fermes Energie</b>	<b>(1 168)</b>	<b>(468)</b>	<b>-</b>	<b>(30 038)</b>	<b>(11 829)</b>	<b>-</b>

<i>Notionnels en GWh</i> <i>Montants en milliers d'euros</i>	31/12/2014					
	Notionnels			Montants		
	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans	< à 1 an	1an à 5 ans	> 5 ans
Achats fermes d'énergie	(1 378)	(1 102)	-	(35 976)	(28 395)	-
Ventes fermes d'énergie	285	154	-	7 520	4 266	-
<b>Total engagements fermes Energie</b>	<b>(1 093)</b>	<b>(948)</b>	<b>-</b>	<b>(28 456)</b>	<b>(24 130)</b>	<b>-</b>

## Note 29. PARTIES LIEES

<i>En milliers d'euros</i>	Périmètre de consolidation		Autres parties liées		Total	
	30/06/2015	31/12/2014	30/06/2015	31/12/2014	30/06/2015	31/12/2014
Ventes aux parties liées	6 792	11 485	-	-	6 792	11 485
Achats aux parties liées	(63)	(837)	(99)	(431)	(162)	(1 268)
Créances sur les parties liées	11 643	8 320	-	-	11 643	8 320
Dettes sur les parties liées	(409)	(185)	-	-	(409)	(185)

### 29.1 Transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation

Les transactions avec les entreprises du périmètre de consolidation concernent les transactions avec les coentreprises. Elles sont principalement composées d'achats et ventes d'énergie ou de prestations de service.

### 29.2 Transactions avec les autres parties liées

Les transactions avec les autres parties liées au 30 juin 2015 sont composées de transactions avec les sociétés actionnaires de Direct Energie.

### 29.3 Rémunération des dirigeants

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président directeur général et les directeurs généraux délégués.

Sur le premier semestre 2015, la rémunération globale des dirigeants s'est élevée à 615 milliers d'euros à laquelle s'ajoutent 7 milliers d'euros d'avantages en nature. Pour l'année 2014, la rémunération globale des dirigeants s'élevait à 1 062 milliers d'euros, à laquelle s'ajoutaient 14 milliers d'euros d'avantages en nature.

Au cours du premier semestre 2015, le Groupe a enregistré dans ses comptes des charges relatives aux plans de souscription d'actions de ses dirigeants pour un montant de 182 milliers d'euros.

Une charge relative aux engagements de retraite des dirigeants a également été comptabilisée pour un montant de 29 milliers d'euros.

Au 30 juin 2015, les provisions au titre de ces engagements de retraite s'élèvent à 164 milliers d'euros (contre 135 milliers d'euros au 31 décembre 2014).

Aucun crédit ou avance n'a été alloué aux membres des organes d'administration en 2013 et 2014.

## Note 30. EVENEMENTS POST CLOTURE

Aucun événement post clôture significatif n'est à signaler.

## Note 31. PERIMETRE DE CONSOLIDATION

Nom de l'entité	Adresse du siège social	% d'intérêts	% de contrôle	Méthode de consolidation
Direct Energie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	Société mère
Direct Energie Génération	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Yfrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Hambrégie	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Compagnie Electrique de Bretagne	Route du Moulin 38570 Tencin	60%	60%	ME
Direct Energie Concessions	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
OSSAU	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	50%	50%	ME
SOPHYE LACMORT	Route du Moulin 38570 Tencin	50%	50%	ME
Direct Energie Distribution	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
EBM Réseau de Distribution	26 rue du Rhône 68300 Saint Louis	20%	20%	ME
Gascogne Energies Services	62 rue de Sarron 40801 Aire sur l'Adour	20%	20%	ME
Direct Energie EBM Entreprises	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	50%	50%	ME
Direct Energie 2	2 bis rue Louis Armand 75015 Paris	100%	100%	IG
Direct Energie Belgium	Avenue Louise 149/24 1050 Bruxelles	100%	100%	IG
Direct Energie Services	Avenue Louise 149/24 1050 Bruxelles	100%	100%	IG

Au 30 juin 2015, L'entité Direct Energie Distribution ainsi que ses participations détenues dans les sociétés EBM Réseau de Distribution et Gascogne Energie Services constituent des actifs détenus en vue de la vente au sens de la norme IFRS 5.

## 2. RAPPORT D'EXAMEN LIMITE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES RESUMES AU 30 JUIN 2015 ETABLIS CONFORMEMENT A LA NORME IAS 34

### Rapport d'examen limité des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés résumés

Au Président Directeur Général,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société Direct Energie et en réponse à votre demande dans le cadre du projet de transfert des actions de votre société sur le marché Euronext Paris, nous avons effectué un examen limité des comptes consolidés résumés de celle-ci, relatifs à la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2015, tels que joints au présent rapport.

Nous précisons que les informations relatives à la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2014 présentées à titre comparatif n'ont pas fait l'objet d'un audit ou d'un examen limité.

Ces comptes consolidés résumés ont été établis sous la responsabilité de votre conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes consolidés résumés.

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes consolidés résumés, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes consolidés résumés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union Européenne relative à l'information financière intermédiaire.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.2 et 2 de l'annexe qui exposent l'application de l'interprétation IFRIC 21 « Droits et taxes » et son impact sur la comparabilité des exercices.

Ce rapport est régi par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou du présent rapport, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 2 octobre 2015

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

François-Xavier Ameye

Philippe Diu