



Opérateur d'électricité et de gaz

COMPTES CONSOLIDÉS

AU 31 DÉCEMBRE 2011

(Ces comptes seront soumis à l'approbation de l'Assemblée Générale Annuelle)

GROUPE POWEO

Comptes consolidés établis en référentiel IFRS tel qu'adopté dans
l'Union Européenne
Exercice clos le 31 décembre 2011

INFORMATIONS GÉNÉRALES

POWEO SA – Société Anonyme au capital de 16 391 888 euros

DIRIGEANTS :

Charles BEIGBEDER – Président du Conseil d'Administration

Loïc CAPERAN – Directeur Général

SIÈGE SOCIAL A LA DATE D'ARRÊTÉ DES COMPTES :

Immeuble Artois

44 rue Washington

75408 PARIS Cedex 8

PAYS D'ENREGISTREMENT :

France

MONNAIE D'ÉTABLISSEMENT :

Euro

Sommaire

COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDÉ	5
AUTRES ELEMENTS DU RESULTAT GLOBAL	6
ETAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	7
TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS	9
TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS	10
ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS 2011 ETABLIS SELON LE RÉFÉRENTIEL IFRS	11
I. INFORMATIONS GÉNÉRALES	11
II. APPROBATION DES COMPTES	11
III. PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES	11
III-1 INTRODUCTION	11
III-2 PRINCIPES DE CONSOLIDATION	13
III-3 ACTIFS IMMOBILISÉS	15
III-4 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	18
III-5 STOCKS	21
III-6 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	21
III-7 CAPITAUX PROPRES	21
III-8 PROVISIONS	22
III-9 AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	22
III-10 CHIFFRE D'AFFAIRES	22
III-11 IMPÔT	24
III-12 PAIEMENTS EN ACTIONS ET ASSIMILÉS	24
III-13 INFORMATION SUR LES SECTEURS OPERATIONNELS	25
III-14 CONTRATS DE LOCATION	25
III-15 RÉSULTAT PAR ACTION	25
IV. ÉVÈNEMENTS SIGNIFICATIFS INTERVENUS AU COURS DE LA PERIODE	26
IV – 1 EVENEMENTS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2011	26
IV – 1 – A. FINALISATION DE LA VENTE, AVEC OPTION DE RACHAT, DES 60% DE LA BRANCHE PRODUCTION	26
IV – 1 – B. CESSION DE LA BRANCHE ENERGIES RENOUVELABLES ET DEPRECIATION DES ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	28
IV – 1 – C. CESSION A VERBUND DES FILIALES « SOLAIRE DOM »	29
IV – 1 – D. DIRECT ENERGIE RACHETE LES TITRES POWEO DETENUS PAR VERBUND	29
IV – 1 – E. ENTREE EN VIGUEUR DE LA LOI NOME	30
IV – 1 – F. CESSION D'UN ACTIF NON STRATEGIQUE	30
IV – 1 – G. RECLASSIFICATION DE CONTRATS D'ACHAT D'ELECTRICITE	30
IV – 1 – H. RECLASSIFICATION D'UN CONTRAT DE VENTE D'ELECTRICITE, DE SWAPS DE GAZ ET D'UNE RESERVE DE QUOTAS DE CO2	31
IV – 1 – I. ARRET DE L'ACTIVITE DE POSE DE PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUES	31
IV – 1 – J. RACHAT DES MINORITAIRES DE LA SOCIETE GAZ DE NORMANDIE AVEC OPTION DE RACHAT	31
IV – 1 – K. AUGMENTATION DE CAPITAL DE POWEO BLARINGHEM	32
IV – 1 – L. RECONNAISSANCE DES IMPOTS DIFFERES ACTIFS	32
IV – 1 – M. POURSUITE DE LA CONSTRUCTION DE LA CENTRALE THERMIQUE DE TOUL	32
IV – 2 EVENEMENTS SIGNIFICATIFS POSTERIEURS A LA CLOTURE	32
IV – 2 – A. RESILIATION D'UN CONTRAT D'ACHAT D'ELECTRICITE	32
IV – 2 – B. CESSION CONFORME DE L'ACTIF NON STRATEGIQUE	33
V. NOTES SUR LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	34
NOTE 1 - CHIFFRE D'AFFAIRES	34
NOTE 2 - COUT DES VENTES	38
NOTE 3 - AUTRES PRODUITS ET CHARGES COURANTS	38
NOTE 4 - CHARGES DE PERSONNEL	39
NOTE 5 - CHARGES EXTERNES	39
NOTE 6 - AUTRES PRODUITS ET CHARGES	40
NOTE 7 - DOTATIONS ET PROVISIONS	40
NOTE 8 - RÉSULTAT FINANCIER	42
NOTE 9 - IMPÔTS	42
NOTE 10 - PERTE DE VALEUR	44
NOTE 11 - ÉCARTS D'ACQUISITION	46
NOTE 12 - AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	46
NOTE 13 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES	47
NOTE 14 - AUTRES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	48
NOTE 15 - STOCKS	49
NOTE 16 - CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	49
NOTE 17 - AUTRES CREANCES	49

NOTE 18 - CHARGES CONSTATÉES D'AVANCE	50
NOTE 19 - ACTIFS FINANCIERS NON DERIVES A LA JUSTE VALEUR PAR RESULTAT	50
NOTE 20 - TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	50
NOTE 21 - CAPITAUX PROPRES	51
NOTE 22 - PROVISIONS	52
NOTE 23 - FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	52
NOTE 24 - DETTES FISCALES ET SOCIALES	53
NOTE 25 - AUTRES DETTES COURANTES ET PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE	53
NOTE 26 - AUTRES DETTES DIVERSES NON COURANTES	53
NOTE 27 - ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	54
NOTE 28 - VENTILATION DES NOTIONNELS DES OPÉRATIONS A TERME PAR DURÉE RESTANT À COURIR	54
NOTE 29 - JUSTE VALEUR DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	55
NOTE 30 - RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION	60
NOTE 31 - RISQUES DE MARCHÉ ET GESTION DES RISQUES	60
NOTE 32 - PAIEMENTS FONDÉS SUR ACTIONS	64
NOTE 33 - INFORMATION RELATIVE AUX PARTIES LIÉES	65
NOTE 34 - INFORMATION SUR LES SECTEURS OPERATIONNELS	67
NOTE 35 - ENGAGEMENTS HORS-BILAN	72
NOTE 36 - HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	73
NOTE 37 - INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES SUR LE TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ	74
NOTE 38 - PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	74

COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDÉ

En K Euros	NOTE	2011	2010
Production d'électricité		124 297	184 993
Ventes d'électricité		179 713	274 672
Ventes de gaz		74 300	113 082
Total Ventes de CO2 hors activité Energy Management		9 129	3 238
Transport et taxes		77 060	91 562
Prestations de services		10 383	16 205
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES HORS ACTIVITE ENERGY MANAGEMENT		474 882	683 752
Marge sur l'activité d'Energy Management		28 560	12 561
CHIFFRE D'AFFAIRES CONSOLIDES	1	503 442	696 313
COÛTS DES VENTES	2	-455 816	-628 185
MARGE BRUTE		47 626	68 128
Autres produits et charges courants	3	328	4 128
Charges de personnel	4	-18 397	-24 207
Charges externes	5	-49 833	-49 902
Impôts et taxes		-3 804	-4 830
EXCEDENT BRUT OPERATIONNEL		-24 080	-6 683
Autres produits et charges non courants	6	-9 226	-32 651
Dotations et provisions	7	-55 621	-106 896
RESULTAT OPERATIONNEL		-88 927	-146 230
Produits financiers		1 694	462
Charges financières		-17 809	-18 702
RESULTAT FINANCIER	8	-16 115	-18 240
RESULTAT AVANT IMPOT DES SOCIETES INTEGREES		-105 042	-164 470
Impôt	9	1 072	14 362
RESULTAT NET CONSOLIDE		-103 970	-150 107
RESULTAT NET PART DU GROUPE		-64 337	-133 419
RESULTAT NET PART DES MINORITAIRES		-39 633	-16 689
Résultat net par action (en euros)	30	-3,92	-8,1
Résultat net dilué par action (en euros)	30	-3,92	-8,1

AUTRES ELEMENTS DU RESULTAT GLOBAL

En K€	2011	2010
Résultat net consolidé (a)	-103 970	-150 107
Variation de juste valeur des instruments dérivés de couverture de flux de trésorerie (b)	1 503	4 692
Impôt sur la variation de la juste valeur des instruments dérivés de couverture de flux de trésorerie (c)	-2 400	800
Autres éléments du résultat global (b+c)	-897	5 492
Résultat global total (a+b+c)	-104 867	-144 615
Résultat global total - part du groupe	-66 982	-127 260
Résultat global total - part minoritaire	-37 885	-17 355

ETAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

En K Euros	NOTE	31/12/2011	31/12/2010
ACTIFS NON COURANTS			
Ecart d'acquisition	11	0	1 045
Autres Immobilisations incorporelles	12	3 017	16 792
Immobilisations corporelles	13	519 117	543 999
Instruments financiers dérivés non courants	14.3	0	310
Autres actifs financiers non courants	14.1	29 787	20 609
Actifs d'impôts différés	9.2	8 396	45 224
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		560 317	627 979
ACTIFS COURANTS			
Stocks	15	10 096	7 149
Clients et comptes rattachés	16	110 673	138 858
Autres créances courantes	17	98 653	44 111
Charges constatées d'avance	18	23 680	41 871
Instruments financiers dérivés courants	14.4	21 893	20 863
Autres actifs financiers courants	14.2	50 633	0
Actifs financiers non dérivés à la juste valeur par résultat	19	1 004	0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	20	36 351	97 174
TOTAL ACTIFS COURANTS		352 983	350 026
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	27	39 000	0
TOTAL ACTIFS		952 300	978 005

En K Euros	NOTE	31/12/2011	31/12/2010
CAPITAUX PROPRES	21		
Capital		16 392	16 392
Primes		314 592	313 561
Résultats accumulés non distribués		-283 764	-146 551
Gains et pertes latents différés		-1 827	817
Résultat net part du groupe		-64 337	-133 419
CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE		-18 944	50 800
INTERETS MINORITAIRES		10 292	77 162
TOTAL CAPITAUX PROPRES		-8 652	127 962
PASSIFS NON COURANTS			
Dettes financières non courantes	29.4	467 415	334 324
Provisions non courantes	22	2 036	3 098
Autres dettes diverses non courantes	26	311	17 422
Passifs d'impôts différés	9.2	17 071	54 195
Instruments financiers dérivés non courants	14.3	4 370	9 251
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		491 203	418 290
PASSIFS COURANTS			
Dettes financières courantes	29.4	18 060	100 279
Provisions courantes	22	6 422	6 867
Fournisseurs et comptes rattachés	23	156 969	190 689
Dettes fiscales et sociales	24	68 037	51 313
Autres dettes courantes	25	151 671	32 542
Produits constatés d'avance	25	6 262	34 009
Instruments financiers dérivés courants	14.4	62 328	16 054
TOTAL PASSIFS COURANTS		469 749	431 753
TOTAL PASSIFS ET CAPITAUX PROPRES		952 300	978 005

TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

En K Euros	2011	2010
Résultat net consolidé	-103 970	-150 107
Dotations aux amortissements et provisions nettes de reprises (hors actifs courant)	51 780	90 957
Gains et pertes latents sur instruments dérivés	2 009	32 854
Charges liées aux paiements fondés sur les actions	1 031	1 579
Charges / Produits d'intérêts (nets)	17 803	16 718
Plus ou moins values de cession / Mises au rebut	1 353	27 713
Autres éléments sans incidences sur la trésorerie	-33	-27 816
Impôt (y compris impôts différés)	-1 072	-14 362
Marge brute d'autofinancement	-31 099	-22 464
Variation du besoin en fonds de roulement d'exploitation lié à l'activité	8 195	12 673
Variations de trésorerie liées aux appels de marge	13 126	-3 113
Variations de trésorerie liées aux actifs financiers non dérivés à la juste valeur par résultat	-1 510	0
Impôts payés	-19	2
FLUX NET DE TRESORERIE GENERE PAR L'ACTIVITE	-11 307	-12 902
Acquisition d'immobilisations corporelles & incorporelles	-203 145	-153 581
Cessions d'immobilisations corporelles & incorporelles	1 682	2 394
Décaissement / Encaissements liés aux immobilisations financières	-73 901	-1 179
Acquisition de titres de participation nets de la trésorerie acquise	0	-602
Cessions de titres de participation consolidés	6 345	998
Variation du besoin en fonds de roulement lié aux investissements	45 675	-11 884
FLUX NET DE TRESORERIE LIE AUX OPERATIONS D'INVESTISSEMENT	-223 344	-163 854
Sommes reçues des actionnaires lors d'augmentations de capital	0	23
Variation des intérêts minoritaires sur augmentation de capital	918	24
Autres variations (*)	10 058	0
Emprunts souscrits au cours de l'exercice	302 920	174 218
Dividendes versés	-15 000	0
Remboursements d'emprunts	-113 406	-51 566
Intérêts payés	-10 977	-15 648
FLUX NET DE TRESORERIE LIE AUX OPERATIONS DE FINANCEMENT	174 513	107 051
VARIATION NETTE DE LA TRESORERIE	-60 138	-69 706
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	96 356	166 062
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	36 218	96 356
VARIATION NETTE DE LA TRESORERIE	-60 138	-69 706
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	36 218	96 356
Concours bancaires	133	818
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'actif du bilan	36 351	97 174

(*) Les autres variations correspondent essentiellement à la neutralisation au sein des flux de financement de l'impact de la diminution de la dette financière suite à l'opération de « carve out » de Poweo Production décrite dans le paragraphe IV-1-A.

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES 2011	Attribuables aux porteurs des capitaux propres de la société mère						Intérêts Minoritaires	Total des capitaux propres
	Capital	Primes	Résultats accumulés non distribués	Gains et pertes latents différés	Résultat de l'exercice	TOTAL		
Capitaux propres au 31 décembre 2010	16 392	313 561	-146 551	817	-133 419	50 800	77 162	127 962
Résultat de l'exercice					-64 337	-64 337	-39 633	-103 970
Autres éléments du résultat global				-2 645		-2 645	1 748	-897
Résultat global	0	0	0	-2 645	-64 337	-66 982	-37 885	-104 867
Affectation du Résultat			-133 419		133 419	0		0
Paiements fondés sur les actions		1 031				1 031		1 031
Augmentations de capital						0	918	918
Variation de périmètre			-3 599			-3 599	-23 109	-26 708
Actions propres			-207			-207		-207
Distributions						0	-6 798	-6 798
Autres mouvements			12	1		13	4	17
Total transaction avec les actionnaires	0	1 031	-137 213	1	133 419	-2 762	-28 985	-31 747
Capitaux propres au 31 décembre 2011	16 392	314 592	-283 764	-1 827	-64 337	-18 944	10 292	-8 652

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES 2010	Attribuables aux porteurs des capitaux propres de la société mère						Intérêts Minoritaires	Total des capitaux propres
	Capital	Primes	Résultats accumulés non distribués	Gains et pertes latents différés	Résultat de l'exercice	TOTAL		
Capitaux propres au 31 décembre 2009	16 390	311 961	-45 418	-5 341	-93 506	184 086	94 955	279 041
Surestimation des FAE des clients profilés (1)			-7 457			-7 457		-7 457
Capitaux propres au 1er janvier 2010	16 390	311 961	-52 875	-5 341	-93 506	176 629	94 955	271 584
Résultat de l'exercice					-133 419	-133 419	-16 689	-150 108
Autres éléments du résultat global				6 158		6 158	-666	5 492
Résultat global	0	0	0	6 158	-133 419	-127 261	-17 355	-144 616
Affectation du Résultat			-93 506		93 506	0		0
Paiements fondés sur les actions		1 579				1 579		1 579
Augmentations de capital						0		0
Exercice des BCE	2	21				23		23
Variation de périmètre			-175			-175	-425	-600
Autres mouvements			5			5	-13	-8
Total transaction avec les actionnaires	2	1 600	-93 676	0	93 506	1 432	-438	994
Capitaux propres au 31 décembre 2010	16 392	313 561	-146 551	817	-133 419	50 800	77 162	127 962

(1) Un retraitement du bilan a été enregistré au 1er Janvier 2010 afin de corriger une surestimation des créances au cours des périodes précédentes (cf note IV-1 de l'annexe aux comptes consolidés 2010).

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS 2011 ETABLIS SELON LE RÉFÉRENTIEL IFRS

I. INFORMATIONS GÉNÉRALES

Créée en juin 2002, POWEO est l'un des premiers acteurs privés à s'être lancé dans la commercialisation d'électricité et de gaz. POWEO propose ses services à une clientèle professionnelle ainsi que depuis le 1er juillet 2007 à une clientèle résidentielle.

Son activité comprend par ailleurs une activité d'« Energy management », décrite en paragraphe III.10.2.

POWEO a également mis en œuvre une stratégie « verticale » avec le développement de son pôle « Production ». Celui-ci regroupe aujourd'hui la centrale thermique en exploitation Poweo Pont-sur-Sambre, la centrale thermique en cours de construction Poweo Toul et le projet de centrale thermique Poweo Blaringhem qui font l'objet d'une option de rachat (cf paragraphe IV-1-A).

II. APPROBATION DES COMPTES

Les comptes consolidés du Groupe POWEO ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration qui les a arrêtés le 20 mars 2012. Ces comptes seront présentés pour approbation à l'assemblée générale des actionnaires.

III. PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

III-1 INTRODUCTION

- Principes et méthodes comptables retenus

En application du règlement n°1606/2002 adopté le 19 juillet 2002 par le Parlement Européen et le Conseil Européen, les états financiers consolidés de l'exercice 2011 du Groupe POWEO sont établis en conformité avec le référentiel IFRS (International Financial Reporting Standards) publié par l'IASB (International Accounting Standards Board) au 31 décembre 2011 et dont le règlement d'adoption est paru au Journal Officiel de l'Union Européenne à la date d'arrêté des comptes.

Le référentiel IFRS adopté par l'Union Européenne et appliqué par POWEO est disponible sur le site internet de la Commission Européenne, à l'adresse suivante:

http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm

La continuité d'exploitation du groupe Poweo est assurée pour les douze mois suivant la clôture des comptes au 31 décembre 2011 suite notamment à la cession d'un actif non stratégique en date du 1^{er} janvier 2012 (cf paragraphe IV-1-F).

Les principes et méthodes comptables retenus pour l'établissement des comptes consolidés 2011 sont identiques à ceux utilisés par le Groupe pour l'élaboration des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010 à l'exception des nouvelles normes applicables suivantes :

- ***Nouvelles normes et interprétations applicables en 2011***

La norme IAS 24 révisée « Information relative aux parties liées » entre en application le 1^{er} janvier 2011. Elle modifie la définition des parties liées permettant une approche plus cohérente dans l'identification des transactions. De plus, pour les transactions identifiées, il est obligatoire de préciser le montant des engagements en fin de période. Poweo a donc intégré cette nouvelle obligation d'information dans son annexe.

Les amendements à la norme IAS 32 « Classement des instruments donnant aux porteurs le droit d'acquérir des instruments de capitaux propres de l'entité pour un montant fixe en devises », l'interprétation IFRIC 19 « Extinction de passifs financiers avec des instruments de capitaux propres » et les amendements à IFRIC 14 « Paiements d'avance d'exigences de financement minimal » sont les autres nouveaux textes d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011. Ces amendements et interprétations n'ont eu aucun impact sur les comptes consolidés 2011 de Poweo.

- ***Normes comptables ou interprétations que le Groupe appliquera dans le futur***

Le Groupe n'a pas appliqué par anticipation dans ses comptes consolidés 2011 les amendements aux normes IFRS 7 « Instruments financiers : Informations à fournir » et IAS 1 « Présentation des états financiers ». L'objectif de l'amendement à IFRS 7 est de permettre au lecteur des états financiers de comprendre le lien entre des actifs décomptabilisés pour partie seulement et la dette au passif ainsi que d'évaluer la nature et les risques associés à l'implication continue de l'entité dans les actifs décomptabilisés en totalité. L'objectif de l'amendement à IAS 1 est d'améliorer les éléments publiés en « Autres éléments du résultat global » en distinguant notamment ceux qui peuvent potentiellement être reclassés en résultat de ceux qui ne peuvent pas l'être.

L'application des amendements à IFRS 7 et à IAS 1 est obligatoire pour les exercices ouverts à compter respectivement du 1^{er} juillet 2011 et du 1^{er} janvier 2013¹.

L'IASB a publié des normes et des interprétations qui n'ont pas encore été adoptées par l'Union Européenne au 31 décembre 2011, notamment IFRS 9 « Instruments Financiers », IFRS 10 « Etats financiers consolidés », IFRS 11 « Accords conjoints », IFRS 12 « Informations à fournir sur les participations dans les autres entités », IFRS 13 « Evaluation de la juste valeur », Amendements à IAS 12 « Impôts différés liés à des actifs réévalués », IAS 19 Révisée « Avantages du personnel » et IAS 28 Révisée « Participation dans des entreprises associées ».

L'impact potentiel de ces textes est en cours d'évaluation par le groupe.

- ***Estimations et jugements***

Pour établir les comptes du groupe Poweo, la Direction procède à des estimations dans la mesure où de nombreux éléments inclus dans les états financiers ne peuvent être précisément évalués. La Direction revoit ses estimations et appréciations de manière régulière pour prendre en compte l'expérience passée et les autres facteurs jugés pertinents au regard des conditions économiques. En conséquence et dans le contexte actuel de forte dégradation de l'environnement économique et financier les montants figurant dans les futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

¹ Date prévue par l'IASB ; susceptible d'être modifiée par l'Europe en cas d'adoption retardée.

Les principaux postes des états financiers dépendant d'estimations et de jugements au 31 décembre 2011 sont les suivants :

- juste valeur des instruments dérivés sur énergie entrant dans le cadre de l'activité d'Energy Management (note 29) ;
- chiffre d'affaires correspondant aux quantités d'électricité et de gaz livrées, non relevées, non facturées (note 1);
- l'activation d'impôts différés actifs, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfiques imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales pourront être imputées (note 9) ;
- l'estimation de la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles (note 10).

- **Saisonnalité de l'activité**

L'activité du Groupe est affectée par le caractère saisonnier de la demande en électricité et en gaz, qui est traditionnellement plus élevée au cours du premier trimestre de l'année, comprenant les mois les plus froids, et moins élevée au cours du troisième trimestre, comprenant les mois les plus chauds.

Cette saisonnalité est reflétée dans le chiffre d'affaires du Groupe, son résultat d'exploitation et son niveau de trésorerie, qui peuvent varier de façon significative d'un trimestre à l'autre de ce fait.

III-2 PRINCIPES DE CONSOLIDATION

III-2.1 Filiales intégrées globalement

Une filiale est intégrée globalement lorsqu'elle est contrôlée par le Groupe. Le contrôle existe lorsque le Groupe dispose du pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles de l'entité afin d'obtenir des avantages de ses activités. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels qui sont actuellement exerçables sont pris en considération. Les états financiers des filiales sont inclus dans les états financiers consolidés à partir de la date à laquelle le contrôle est obtenu jusqu'à la date à laquelle le contrôle cesse.

Les soldes bilanciaux réciproques ainsi que les transactions et résultats internes de la période réalisés entre les sociétés consolidées par intégration globale font l'objet d'une élimination dans les comptes consolidés.

Lorsque la part revenant aux intérêts minoritaires d'une entreprise consolidée par intégration globale devient négative, l'excédent, ainsi que les pertes ultérieures imputables aux intérêts minoritaires sont désormais allouées aux intérêts minoritaires, conformément aux dispositions de la norme IAS 27 révisée.

III-2.2 Entreprises associées

Les investissements du Groupe dans ses entreprises associées sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable.

Dans le cadre de la méthode de mise en équivalence, la participation dans une entreprise associée est initialement comptabilisée au coût d'acquisition 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. L'écart d'acquisition afférent à l'entreprise associée est inclus dans la valeur comptable de la participation. L'écart d'acquisition n'est pas amorti et ne fait pas l'objet de test de dépréciation distinct. Quand un changement est comptabilisé directement dans les capitaux propres des entreprises associées, le Groupe comptabilise sa quote-part et fournit les informations nécessaires dans le tableau des variations des capitaux propres et si cela est applicable le résultat des transactions entre le Groupe et l'entreprise associée est éliminé dans la limite du pourcentage d'intérêt du Groupe.

Lorsque les capitaux propres de l'entreprise associée sont négatifs, le Groupe constate sa quote-part tant qu'elle est inférieure à ses intérêts dans cette entreprise, ses intérêts comprenant la valeur comptable de son investissement déterminée selon la méthode de la mise en équivalence.

Les états financiers des entreprises associées sont préparés sur la même période de référence que ceux de la société mère. Des ajustements sont apportés, le cas échéant, pour homogénéiser les méthodes comptables avec celles du Groupe.

Après l'application de la méthode de la mise en équivalence, le Groupe détermine s'il est nécessaire de comptabiliser une perte de valeur additionnelle pour la participation nette du Groupe dans l'entreprise associée.

La seule filiale concernée par la méthode de consolidation par mise en équivalence a été cédée au cours de l'année 2011 (cf paragraphe IV-1-B).

III-2.3 Regroupements d'entreprises

La norme IFRS 3 révisée est d'application prospective, elle est donc sans incidence sur les regroupements d'entreprises effectués avant le 1^{er} janvier 2010.

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date d'acquisition. Les ajustements de prix éventuels sont comptabilisés à la juste valeur et entrent dans le coût du regroupement à la date d'acquisition. Conformément aux dispositions d'IFRS 3 révisée, les coûts liés à l'acquisition sont constatés en charge de la période.

Dans un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition, les changements de juste valeur du coût du regroupement ou des actifs identifiables et passifs repris, liés à des circonstances qui existaient à la date d'acquisition modifient la comptabilisation du regroupement d'entreprises. A défaut, ou au-delà de la période de 12 mois, l'effet des changements de juste valeur est enregistré en résultat de la période.

III-2.4 Variation du pourcentage d'intérêt

Conformément à la norme IAS 27 révisée, en cas d'acquisition ou cession d'intérêts minoritaires sans qu'il en résulte une prise ou une perte de contrôle, le Groupe comptabilise ces opérations comme des transactions portant sur les capitaux propres et elles n'affectent donc pas le résultat consolidé de la période. L'écart entre le prix d'acquisition ou de cession des titres et la quote-part d'intérêts minoritaires acquise ou cédée est donc constaté directement dans les capitaux propres consolidés. La valeur des actifs et passifs antérieurement acquis, y compris l'écart d'acquisition, est ainsi inchangée.

En cas de cession de titres avec perte de contrôle le Groupe constate en résultat de la période la différence entre :

- la juste valeur de la contrepartie reçue, majorée le cas échéant de la juste valeur de la participation conservée ;
- et la valeur comptable à la date de perte de contrôle des actifs et passifs de la filiale (y compris l'écart d'acquisition).

III-3 ACTIFS IMMOBILISÉS

III-3.1 Ecart d'acquisition

Conformément à la norme IFRS 3 révisée, l'écart d'acquisition, qui résulte de l'acquisition de filiale, co-entreprise ou entreprise associée, correspond désormais à la différence entre :

- la juste valeur du coût d'acquisition, augmentée du montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et le cas échéant de la juste valeur à la date d'acquisition de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et la différence entre la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs repris à la date d'acquisition.

L'effet de la réévaluation de la participation précédemment détenue par l'acquéreur est enregistré dans le compte de résultat consolidé.

Conformément au principe énoncé au paragraphe III-2.3, le montant de l'écart d'acquisition est définitivement déterminé au plus tard dans un délai de douze mois suivant la date d'acquisition.

Les écarts d'acquisition ne sont pas amortissables et font l'objet au moins une fois par an d'un test de dépréciation calculé au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT). Pour ce test, les écarts d'acquisition sont alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) qui correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La valeur d'utilité est déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen et long terme. Lorsque cette valeur est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « perte de valeur », la perte s'imputant en priorité sur l'écart d'acquisition puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.

Les écarts d'acquisition provenant de l'acquisition d'entités contrôlées globalement sont présentés séparément au bilan. De même les pertes de valeur sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat. Les pertes de valeur relatives aux écarts d'acquisition des sociétés mises en équivalence sont enregistrées dans la ligne « quote-part de résultat net dans les sociétés mises en équivalence ».

Lors de la perte du contrôle d'une entité du Groupe, le montant des écarts d'acquisition nets attribuables à la filiale est inclus dans le calcul du résultat de cession.

III-3.2 Actifs incorporels hors écart d'acquisition

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de coûts de développements de logiciels. Ils sont évalués à leur coût d'acquisition ou à leur coût de développement interne. Les coûts

des projets informatiques sont amortis linéairement sur leur durée d'utilisation estimée, soit entre 1 et 5 ans.

III-3.3 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition ou de production diminué des amortissements et des éventuelles pertes de valeur cumulés.

Les immobilisations sont comptabilisées et amorties selon l'approche par composants. Les éléments d'un ensemble sont séparés en fonction de leurs caractéristiques et de leurs durées de vie ou de leur capacité à procurer des avantages économiques sur des rythmes différents.

Les frais financiers associés au financement de l'acquisition et de la construction d'installations encourus pendant la période de construction font partie intégrante du coût de l'actif conformément à la norme IAS 23.

Le coût des immobilisations comprend également le cas échéant les coûts de démantèlement et de remise en état des installations de production. Ces coûts sont évalués lors de la mise en service de l'immobilisation et font l'objet d'un composant spécifique amorti sur la même durée que la structure. Ils sont comptabilisés en contrepartie de provisions constituées au titre de ces obligations.

Les immobilisations corporelles sont amorties en fonction du mode linéaire selon leur durée d'utilité. Les durées d'utilité des principales catégories d'immobilisations corporelles en service sont les suivantes :

- Installations de production d'énergie de source thermique : 25 ans en moyenne ;
- Matériel informatique et mobilier de bureau : 3- 10 ans ;
- Agencements : 10 ans.

III-3.4 Coûts de développement des projets industriels

Les coûts de développement interne des projets de centrales éoliennes, biomasses et solaires font l'objet d'une immobilisation dès lors que les critères suivants sont remplis simultanément :

- les coûts sont identifiables,
- les coûts sont porteurs d'avantages économiques futurs,
- les éléments relatifs aux coûts sont contrôlés par le Groupe et,
- les coûts sont évalués avec une fiabilité suffisante.

Les coûts capitalisés sont de natures diverses : charges de personnel, charges externes, charges financières.

Les sociétés concernées par ce traitement comptable ont été cédées au cours de l'année 2011 (cf paragraphe IV-1-B)

III-3.5 Investissements pour l'exploitation de centrales solaires dans les DOM

Le Groupe POWEO a initié en 2008 des investissements dans les DOM bénéficiant de l'article 199 undecies du Code Général des Impôts (« loi Girardin »).

Le Groupe POWEO réalise la construction de centrales photovoltaïques. Ces centrales font l'objet d'une transaction de cession assortie en retour d'un contrat de location permettant au Groupe d'exploiter ces centrales. L'analyse de la substance de la transaction a conduit le Groupe à ne pas enregistrer l'opération de cession. Cette analyse se fonde sur les critères de l'interprétation SIC 27.

L'avantage fiscal perçu par le Groupe POWEO correspond, conformément aux dispositions de l'article 199 undecies du CGI, à une rétrocession d'une quote-part du crédit d'impôt accordé aux investisseurs des entités cessionnaires des centrales. Les normes IAS 12 et IAS 20 excluent de leurs champs d'application les crédits d'impôts liés à l'investissement. Le Groupe POWEO reconnaît les effets de la rétrocession directement en résultat au niveau de l'excédent brut opérationnel au moment de l'obtention de l'agrément fiscal définitif de l'opération.

Les sociétés concernées par ce traitement comptable ont été cédées au cours de l'année 2011 (cf paragraphe IV-1-C)

III-3.6 Perte de valeur des immobilisations corporelles ou incorporelles

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations corporelles ou incorporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur.

- Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

- Perte de valeur

Ces immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

- Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT).

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT ou d'un actif correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, conformément à IFRS 5, la valeur comptable de l'UGT ou des actifs concernés est ramenée à leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture, de leur issue.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne « Dotations et provisions » du compte de résultat.

III-4 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an. Par exception, l'ensemble des instruments dérivés portant sur l'énergie sont présentés en actifs et passifs financiers courants. Par ailleurs, le Groupe distingue plusieurs catégories d'actifs et passifs financiers :

III-4.1 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La Trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme liquides, 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 IAS 7. Le détail de ces actifs est présenté en note 20.

La juste valeur des parts d'OPCVM détenues par la société et considérées comme des équivalents de trésorerie correspond à la valeur liquidative à la clôture communiquée par le dépositaire.

III-4.2 Instruments financiers dérivés sur l'énergie

POWEO conclut, dans le cadre de son activité, des achats à terme et ventes à terme d'électricité sur le marché de gré à gré ou sur le marché réglementé (EEX Power Derivatives), et des achats et ventes d'options sur électricité sur le marché de gré à gré. Les achats d'options d'achat d'électricité correspondent principalement aux enchères « Virtual Power Plant » (VPP) d'EDF. Il n'y a plus de VPP dans le bilan consolidé de Poweo au 31 décembre 2011. POWEO conclut également des achats et ventes à terme de gaz.

Le périmètre des instruments financiers dérivés a été défini en référence à la norme IAS 39.

- Instruments exclus du champ d'application de la norme IAS 39

Sont exclus du champ d'application de la norme IAS 39 :

- les contrats d'achat et de vente à terme d'énergie (gaz, électricité et CO₂) ;
- les options d'achat d'électricité achetées ;
- et les opérations d'équilibrage volumétrique entre les achats et les ventes d'énergie traitées sur les marchés réglementés EPEX Spot et EEX Power Derivatives ou réalisées par le Réseau de Transport d'Electricité (RTE) ;

dès lors que les opérations sont conclues dans le cadre de l'activité dite « normale » de POWEO.

Entrent dans le cadre de l'activité « normale » de POWEO les contrats d'approvisionnement en électricité, en gaz ou en CO₂ et le contrat de livraison d'électricité produite par la centrale thermique Poweo Pont-sur-Sambre (contrat d'offtake) :

- conclus à l'origine et maintenus avec l'intention de prendre livraison de l'énergie afin de répondre aux besoins anticipés d'approvisionnement des clients finaux ;
- pour lesquels le Groupe n'a pas eu précédemment de pratique de règlement net au titre de contrats de même nature ;
- et en particulier, depuis le 1^{er} juillet 2011, le contrat d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, dit Arenh (cf paragraphe IV-1-E).

- Instrumentes qualifiés de dérivés au sens de la norme IAS 39

Les contrats à terme fermes ou conditionnels conclus par POWEO sur les marchés de l'électricité et du gaz n'entrant pas dans le cadre de l'activité « normale » de POWEO (Cf. supra) sont qualifiés d'instruments dérivés et comptabilisés selon la norme IAS 39. Ne répondant plus aux critères de l'activité dite « normale » en 2011, des contrats long terme d'approvisionnement et de vente d'électricité auprès de l'opérateur historique sont également des dérivés dans le champ d'application d'IAS 39 (cf paragraphe IV-1-G et IV-1-H).

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés non qualifiés de couverture est enregistrée en chiffre d'affaires (« Marge sur l'activité d'Energy management »), la contrepartie est enregistrée au bilan dans le poste « Instruments financiers dérivés courants ».

POWEO a signé des accords de netting avec plusieurs contreparties dans le cadre de contrats standardisés portant sur des produits dérivés de l'énergie. Lorsque les conditions contractuelles le permettent, les justes valeurs positives ou négatives des instruments financiers pour une même contrepartie sont compensées, le montant en résultant étant présenté au bilan dans le poste « Instruments financiers dérivés courants », à l'actif ou au passif.

- Couverture du risque de prix

Le Groupe peut avoir recours à des instruments financiers dérivés (swaps de gaz notamment) afin de se couvrir contre le risque de prix qui découle des transactions prévues.

Lorsque les conditions sont remplies et la documentation adéquate mise en place avec la réalisation de tests d'efficacité prospectifs et rétrospectifs réalisés sur une base semi annuelle, le Groupe applique la comptabilité de couverture des flux de trésorerie prévue par la norme IAS 39. Les instruments financiers dérivés sont comptabilisés au bilan en instruments financiers en contrepartie des capitaux propres. Les variations ultérieures de juste valeur des instruments dérivés sont enregistrées en capitaux propres pour la part efficace de la couverture, et leur reconnaissance dans le compte de résultat est différée jusqu'au décaissement des flux de transaction couverts. La part inefficace de la couverture est enregistrée directement au compte de résultat.

Au 31 décembre 2011, le groupe n'applique la comptabilité de couverture pour aucun de ses instruments dérivés d'énergie.

- Principales hypothèses et méthodes d'évaluation retenues pour le calcul de la juste valeur

S'agissant des achats et ventes à terme conclus sur EEX Power Derivatives et Powernext gas future, marchés considérés comme actifs, le dernier cours coté est utilisé pour calculer la juste valeur.

La juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie conclus sur le marché de gré à gré est estimée sur la base d'un modèle reposant sur une comparaison des prix contractuels avec les prix à terme de marché, en tenant compte de l'effet d'actualisation. S'agissant des achats et ventes d'options sur énergie, POWEO utilise des modèles internes, intégrant des paramètres non observables, notamment des hypothèses relatives à la volatilité du sous-jacent et aux quantités d'énergie qui seront livrées en cas d'exercice.

La juste valeur des swaps de gaz équivaut à la valeur que le Groupe POWEO recevrait ou paierait le jour de la clôture de l'exercice comptable. Pour sa détermination, les tendances actuelles observables sur le marché, telles que le prix de gaz, le niveau des taux d'intérêts et les courbes de rendements, ont été pris en compte.

Les méthodes et 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 les valeurs estimées.

Par ailleurs, la juste valeur de l'instrument financier dérivé classé en « actifs détenus en vue de leur vente » est déterminée à partir du prix de cession attendu (cf paragraphe IV-1-F).

Conformément à IFRS7 révisée, les justes valeurs au 31 décembre 2011 sont classées selon une hiérarchie en trois niveaux dont le contenu est décrit en note 29.1 :

- Niveau 1 : Prix coté (non ajusté) sur un marché actif pour des actifs et passifs identiques
- Niveau 2 : Prix coté sur un marché actif pour un instrument similaire ou autre technique d'évaluation basée sur des paramètres observables
- Niveau 3 : Technique d'évaluation incorporant des paramètres non observables

III-4.3 Emprunts

Les emprunts sont initialement comptabilisés à la juste valeur d'origine, diminuée des coûts de transaction qui leur sont directement attribuables.

A chaque clôture, les emprunts sont évalués au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif et sont ventilés au bilan en :

- dettes financières non courantes pour la part exigible à plus d'un an ;
- dettes financières courantes pour la part remboursable à moins d'un an.

Les coûts d'emprunt (frais d'émission et prime d'émission le cas échéant) sont incorporés dans le coût de l'actif sous-jacent lorsqu'ils sont directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif immobilisé.

- Couverture du risque de taux

Le Groupe peut avoir recours à des instruments financiers dérivés (swaps de taux et options de taux notamment) afin de se couvrir contre le risque de taux d'intérêt qui découle de financements contractés à taux variable.

Lorsque les conditions sont remplies, le Groupe applique la comptabilité de couverture des flux de trésorerie prévue par la norme IAS 39. Les instruments financiers dérivés sont initialement comptabilisés au bilan en contrepartie des capitaux propres. Les variations ultérieures de juste valeur des instruments dérivés sont enregistrées en capitaux propres pour la part efficace de la couverture, et leur reconnaissance dans le compte de résultat est différée jusqu'au décaissement des flux d'intérêts couverts. La part inefficace de la couverture est enregistrée directement au compte de résultat.

Une documentation adéquate est mise en place dès l'origine de la couverture, incluant notamment la réalisation de tests d'efficacité prospectifs et rétrospectifs réalisés sur une base semi annuelle.

- Principales hypothèses et méthodes d'évaluation retenues pour le calcul de la juste valeur

La juste valeur des swaps et options de taux équivaut à la valeur que le Groupe POWEO recevra ou paiera le jour de la clôture de l'exercice comptable. Pour sa détermination, les tendances actuelles observables sur le marché, le niveau des taux d'intérêts et les courbes de rendements, ont été pris en compte.

III-5 STOCKS

Les stocks sont essentiellement constitués de gaz naturel mesuré en quantités de MWh, acquis par le Groupe. Ce stock est comptabilisé au coût de revient déterminé selon la méthode du coût moyen pondéré. A la clôture, le prix et les perspectives de vente sont pris en considération pour juger des éventuelles dépréciations de stocks à comptabiliser.

Les stocks des travaux en cours au 31 décembre 2010 sont relatifs à des projets de centrales éoliennes et de centrales solaires pour lesquelles il n'existe pas d'entité juridique dédiée au moment où les coûts sont engagés. Les montants comptabilisés en stocks correspondent aux charges de personnel directes ainsi que d'autres charges externes directes.

Les sociétés concernées par ce traitement comptable ont été cédées au cours de l'année 2011 (cf paragraphe IV-1-B).

III-6 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

Les créances clients comprennent les créances exigibles et les factures à établir relatives à l'énergie livrée ou produite non encore facturée à la clôture. Elles sont reconnues et comptabilisées pour le montant initial de la facture, déduction faite des dépréciations au titre des montants estimés non recouvrables.

Une dépréciation est comptabilisée lorsqu'il existe des éléments objectifs indiquant que le Groupe ne sera pas en mesure de recouvrer ces créances après prise en compte de la couverture d'assurance-crédit. Les créances irrécouvrables sont constatées en perte en fin de procédure de recouvrement ou à réception des certificats d'irrécouvrabilité. Le montant de la dépréciation clients, au compte de résultat, est inscrit dans le poste «Dotations aux amortissements et provisions sur actifs courants». Les pertes sur créances irrécouvrables sont comptabilisées dans le poste autres produits et charges du compte de résultat nettes des reprises de provisions clients préalablement constituées.

Conformément à la norme IAS 39, les créances faisant l'objet d'affacturage et d'opérations assimilées sont maintenues au bilan dès lors que la majorité des risques sont portés par le Groupe. Le cas échéant, le montant de la dette financière résultant du maintien au bilan de ces créances est inscrit dans le poste « Dettes financières courantes ».

III-7 CAPITAUX PROPRES

Les « Primes » correspondent aux primes d'émission, diminuées des coûts externes directement attribuables aux augmentations de capital, et à l'étalement de la valeur des options de souscription d'action évaluée à la date d'attribution (Cf.III.12).

Les « Gains et pertes latents différés » correspondent aux variations, nettes d'impôts différés, de juste valeur des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie pour la part efficace de la couverture.

III-8 PROVISIONS

Les provisions sont comptabilisées par POWEO lorsque les trois conditions suivantes sont remplies :

- Le Groupe est soumis à une obligation actuelle (juridique ou implicite), qui résulte d'un événement passé ;
- Il est probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- Le montant de l'obligation peut être estimé de façon fiable.

Les provisions sont évaluées en application de la norme IAS 37 sur la base de l'estimation la plus probable de la dépense nécessaire pour éteindre l'obligation. Lorsque l'effet de la valeur temps est significatif, le montant de la provision est actualisé.

Dans le cas où aucune estimation fiable ne peut être faite, il existe un passif qui ne peut pas être comptabilisé (passif éventuel).

III-9 AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe en matière d'avantages à long terme postérieurs à l'emploi sont précisées conformément à la norme IAS 19.

Le seul avantage postérieur à l'emploi au sein du Groupe correspond au versement d'indemnités de fin de carrière déterminées en fonction des conventions collectives en vigueur. Les indemnités de fin de carrière relèvent d'un régime à prestations définies et sont traitées comme telles dans les états financiers :

- Les engagements font l'objet d'une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées sur la base des conventions en vigueur dans chaque société, cette évaluation prenant en considération l'ancienneté, l'espérance de vie, le taux d'augmentation des salaires, le taux de rotation des salariés, ainsi que des hypothèses macro-économiques (taux d'inflation, taux d'actualisation, ...) ;
- La détermination des engagements est effectuée par un actuaire externe ;
- En l'absence de financement de ces régimes, les engagements font l'objet d'une comptabilisation au passif du bilan.

III-10 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué des produits issus de la fourniture d'énergie (électricité et gaz) hors « Energy management », de la marge sur l'activité d'« Energy management », de la facturation du transport, des frais de collecte des taxes (taxes municipales et départementales), de prestations de services et de la production vendue d'électricité.

III-10.1 Fourniture d'énergie hors « Energy management », transport, taxes, prestations de services et vente de biens

POWEO constate un produit quand :

- l'existence du contrat est acquise,
- la livraison a eu lieu, ou la prestation de services est achevée,
- le prix est fixé ou déterminable.

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 de profils de consommation et d'estimations de prix de vente.

POWEO comme tous les distributeurs d'électricité en France collecte des taxes locales et départementales, la CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) et la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité). Conformément à la norme IAS 18, seules la CTA et la facturation des frais de collecte des taxes sont enregistrées en chiffre d'affaires.

Par ailleurs, POWEO collecte la rémunération de la prestation de transport auprès de la plupart des clients « télérelevés » (clients bénéficiant d'une télérelève régulière) pour le compte du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Conformément à la norme IAS 18 relative au produit des activités ordinaires, les produits et charges relatifs à ces frais d'acheminement sont comptabilisés en net en chiffre d'affaires au poste « Transport et taxes ».

Les clients « profilés » (clients ne bénéficiant pas d'une télérelève) n'ont de lien contractuel direct qu'avec POWEO. Leur contrat couvre à la fois l'acheminement et la fourniture de l'énergie. Conformément à la norme IAS 18, la facturation de la prestation de transport et le coût y afférent sont comptabilisés respectivement en chiffre d'affaires et en charges sur les lignes « transports et taxes ».

Les clients gaz n'ont de lien contractuel qu'avec POWEO qu'ils soient télérelevés ou profilés, leur contrat couvre à la fois le transport et la distribution de l'énergie. Conformément à la norme IAS 18, la facturation de la prestation de transport et le coût y afférent sont comptabilisés respectivement en chiffre d'affaires et en charges sur les lignes « Transports et taxes ». En tant que distributeur de gaz, POWEO collecte la CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement) et la TICGN (Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel) ; conformément à la norme IAS 18, seules la CTA et la facturation des frais de collecte des taxes sont enregistrées en chiffre d'affaires.

Le chiffre d'affaires relatif aux prestations de services est comptabilisé au moment de l'exécution de la prestation.

III-10.2 « Energy management »

L'activité « Energy management » correspond au résultat réalisé et latent sur les instruments dérivés non qualifiés de couverture (Cf. III-4.2). Il s'agit notamment de la vente sur un marché organisé ou de gré à gré, de l'électricité ou du gaz achetés en sus des consommations prévisionnelles des clients finaux, dans le but d'optimisation de portefeuille, et de la vente d'options sur électricité sur le marché de gré à gré.

La marge sur cette activité est présentée en net dans le chiffre d'affaires.

III-10.3 « Production vendue »

Les ventes d'électricité produite sont reconnues en fonction des quantités produites de chaque période valorisées aux prix définis contractuellement entre chaque filiale de production et ses clients.

III-11 IMPÔT

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.

Un actif d'impôt différé doit être comptabilisé pour le report en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt non utilisés, ainsi que pour les différences temporelles dans la mesure où il est probable que l'on disposera de bénéfiques imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés pourront être imputés.

L'impôt exigible ou différé généré par une transaction enregistrée en capitaux propres est comptabilisé en capitaux propres. Dans le cas contraire, il est comptabilisé en charge.

La loi de finance pour 2010 votée en décembre 2009, introduit une Contribution Economique Territoriale (CET) en remplacement de la Taxe Professionnelle (TP). La CET comprend deux composantes : la Contribution Foncière des Entreprises (CFE) et la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE). La CFE est assise sur la valeur locative des biens passibles de la taxe foncière. La CVAE est égale à 1.5 % de la valeur ajoutée. La CET est plafonnée à 3% de la valeur ajoutée. Les normes IFRS laissent la possibilité de maintenir la CVAE dans les charges opérationnelles ou bien de la classer en impôt sur les résultats. Le Groupe POWEO a décidé de comptabiliser la CVAE, taxe dont l'assiette est assise sur la valeur ajoutée, en charge opérationnelle, compte tenu de la structure de la valeur ajoutée des filiales concernées pour les montants les plus significatifs.

III-12 PAIEMENTS EN ACTIONS ET ASSIMILÉS

Conformément à la norme IFRS 2, la juste valeur des plans d'options de souscription d'actions attribués aux salariés, évaluée à la date d'attribution, est reconnue en charges de personnel sur la période d'acquisition des droits, par contrepartie des capitaux propres.

La juste valeur des options de souscription est calculée en utilisant le modèle de Black and Scholes, qui prend notamment en compte la durée prévue des options, le taux d'intérêt sans risque et la volatilité observée sur le passé de l'action POWEO.

Par ailleurs, la charge de personnel comptabilisée au titre des conditions de souscription d'actions POWEO offertes aux salariés du Groupe dans le cadre des plans d'épargne salariale, est calculée comme étant la différence entre le prix de souscription et le cours de clôture à la date de souscription diminuée d'une éventuelle décote pour inaccessibilité de l'action.

D'autre part, l'acquisition des options de souscription d'actions est soumise à condition de présence dans la société.

III-13 INFORMATION SUR LES SECTEURS OPERATIONNELS

Le groupe POWEO applique depuis le 1^{er} janvier 2009 la norme IFRS 8 pour la présentation de l'information sectorielle. A ce titre, POWEO présente une information financière par secteur opérationnel. Les secteurs opérationnels sont des composantes du groupe POWEO :

- qui se livrent à des activités à partir desquelles elles sont susceptibles de percevoir des produits ordinaires et d'encourir des charges ;
- dont les résultats opérationnels sont régulièrement examinés par le « *principal décideur opérationnel* » en vue de prendre des décisions en matière d'allocation de ressources et d'appréciation de la performance ;
- pour lesquelles des informations financières distinctes sont disponibles.

Suite à la cession de la branche Production à VERBUND (cf. note IV-1-A), le secteur « Amont » a été retiré du reporting interne en 2011 car il n'est plus directement sous le contrôle opérationnel de son conseil d'administration, principal décideur opérationnel, bien qu'il soit inclus dans son périmètre de consolidation.

III-14 CONTRATS DE LOCATION

Conformément à la norme IAS 17, les biens pris en location - financement sont immobilisés lorsque les contrats de location ont pour effet de transférer à la société la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de ces biens. Les actifs détenus en vertu de ces contrats sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

Les contrats de location ne possédant pas les caractéristiques d'un contrat de location-financement, sont comptabilisés comme des contrats de location opérationnelle, et seuls les loyers sont enregistrés en résultat.

III-15 RÉSULTAT PAR ACTION

Conformément à la norme IAS 33, le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de la période.

Pour calculer le résultat dilué par action, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires est ajusté pour prendre en compte l'effet de la conversion de toutes les actions ordinaires potentielles dilutives.

IV. ÉVÈNEMENTS SIGNIFICATIFS INTERVENUS AU COURS DE LA PERIODE

IV – 1 EVENEMENTS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2011

IV – 1 – A. FINALISATION DE LA VENTE, AVEC OPTION DE RACHAT, DES 60% DE LA BRANCHE PRODUCTION

- *Présentation de la transaction*

Le 4 février 2011, le Groupe POWEO et le Groupe VERBUND ont signé un accord sur la vente des titres de POWEO PRODUCTION SAS détenus par POWEO SA au Groupe VERBUND pour 120 millions d'euros. Cette vente transfère la propriété de l'ensemble des actifs de production du Groupe POWEO à VERBUND. Ce dernier assure désormais la gestion opérationnelle des filiales thermiques sans toutefois pouvoir les céder sans l'accord préalable de POWEO SA. Le groupe VERBUND a également géré opérationnellement les filiales d'énergies renouvelables jusqu'à leur cession effective (cf. paragraphe IV-1-B). L'accord prévoit également que POWEO bénéficie d'une option d'achat portant sur la totalité des actions cédées à Verbund. L'option est exerçable au prix fixe de 120 millions d'euros plus intérêts (EURIBOR 12M majoré de 150 points de base) éventuellement ajusté des distributions et contributions au capital, et non pas à la juste valeur à la date d'exercice. En outre, en cas de renonciation à cette option de rachat, l'accord prévoit un éventuel complément au prix initial de la transaction, sur la base de la juste valeur de marché des actifs de production à la date considérée, qui sera revue par un expert indépendant.

La prise d'effet de cet accord est intervenue le 21 février 2011 à la suite de son homologation dans le cadre d'une procédure de conciliation.

L'accord prévoit également que POWEO PRODUCTION est autorisée à poursuivre le processus de vente des filiales renouvelables, et en particulier à travers un « carve out » de Poweo Production, auquel cas les obligations liées à l'option continuent à s'appliquer à la partie non renouvelable.

Dans le cadre d'une opération de « carve out » liée au projet de cession de la branche Energies Renouvelables, POWEO PRODUCTION SAS a distribué fin juin 2011 les titres des filiales thermiques qu'il détenait (Poweo Pont-sur-Sambre Production, Poweo Toul Production et Poweo Blaringhem Production) ainsi que 15 M€ de trésorerie et 2 M€ de créance en compte courant au groupe Verbund. Conformément aux dispositions du call option agreement, les obligations liées à l'option restent attachées aux filiales thermiques et la distribution des 15 M€ de trésorerie et de 2 M€ de créance en compte courant minorent de 10.2 M€, soit 60% de 17 M€, le prix de l'option de rachat des filiales thermiques. Par ailleurs, au cours du second semestre 2011, l'acquisition par Verbund des filiales « solaire DOM » (cf paragraphe IV-1-C), la cession de la branche Energies Renouvelables (cf paragraphe IV-1-B) et l'augmentation de capital de Blaringhem (cf paragraphe IV-1-K) ont également fait varier le prix d'exercice de l'option de rachat. Au 31 décembre 2011, celui-ci s'élève à 82.9 M€ (cf note 29.4)

Au 31 décembre 2011 et à la date d'arrêté de ses comptes, POWEO SA n'a ni levé, ni renoncé à cette option de rachat.

- ***Incidence de la transaction dans les comptes consolidés***

Suite à l'analyse des normes IFRS, les filiales thermiques sont maintenues dans le périmètre de consolidation de POWEO SA. Le transfert de contrôle tel que le définit IAS 27 n'a en effet pas lieu car les droits de vote potentiels liés à l'option de rachat doivent être pris en compte.

D'autre part, en cas d'exercice de l'option de rachat, POWEO SA bénéficie du résultat des opérations qui se sont déroulées depuis la cession de ses parts dans les filiales thermiques. POWEO SA bénéficie donc des avantages inhérents à la propriété des actions des filiales thermiques ce qui au sens d'IAS 39 ne permet pas la décomptabilisation de ces sociétés.

Par ailleurs, Poweo Production et ses filiales d'énergies renouvelables ont été maintenues dans le périmètre de consolidation de Poweo SA jusqu'à leur cession au consortium formé par Axa Private Equity et Neoen le 22 septembre 2011 (cf. paragraphe IV-1-B).

Les impacts de la transaction dans les comptes consolidés POWEO SA au 31 décembre 2011 sont les suivants :

- conformément à IAS 39, une dette financière de 82.9 M€ a été enregistrée dans les comptes consolidés en contrepartie de la trésorerie versée par VERBUND ajustée des encaissements et décaissements non opérationnels reçus ou versés par Verbund qui sont relatifs à Poweo Production et ses filiales énergies renouvelables cédées à Neon et Kallista ou relatifs aux filiales thermiques (cf. note 29.4). Dans les comptes au 31 décembre 2011, cette dette est considérée comme non courante ;
- les intérêts financiers correspondant ont été déterminés conformément aux dispositions du call option agreement (Euribor 12 mois plus 150 pts de base). Ils s'élèvent à 3.3 M€ au 31 décembre 2011 ;
- les intérêts de POWEO SA et VERBUND dans les capitaux propres des filiales thermiques restent respectivement de 60 % et 40%, l'option de rachat empêchant Verbund d'avoir pleinement accès aux bénéfices associés aux 60% d'actions détenus précédemment par POWEO SA.

- ***Incidence d'une levée de l'option de rachat***

En cas de levée ultérieure de l'option, l'impact sur les comptes consolidés se résumerait à une diminution des dettes financières et à une diminution de la trésorerie pour un montant équivalent : 86.2 M€ sur la base des comptes au 31 décembre 2011, dont 82.9 M€ de principal et 3.3 M€ d'intérêts courus (cf. note 29.4).

- ***Incidence d'une renonciation à l'exercice de l'option***

La cession des actifs et passifs des filiales thermiques interviendrait dans les comptes consolidés en cas de renonciation à l'exercice de l'option. Une renonciation au 31 décembre 2011 aurait les conséquences suivantes sur les comptes consolidés de POWEO SA :

- une diminution des actifs non courants de 523 M€ (dont 518 M€ d'immobilisations corporelles) ;
- une diminution des actifs courants de 102 M€ (dont 73 M€ de créances courantes constituées notamment d'un compte courant avec Verbund de 37 M€) ;
- une augmentation des capitaux propres part du Groupe de 71 M€ (incluant le résultat de cession) et une diminution des intérêts minoritaires de 10 M€ soit une augmentation totale des capitaux propres de 61 M€ ;

POWEO - Comptes consolidés au 31 décembre 2011

- une diminution des dettes non courantes de 484 M€ (dont 465 M€ de dettes financières). Cette diminution inclut l'annulation de la dette financière représentative du call option de 82.9 M€ ;
- une diminution des dettes courantes de 201 M€ (dont 84 M€ de dettes fournisseurs et 68 M€ de clients créditeurs).

L'impact de la renonciation à l'exercice de l'option sur les capitaux propres part du groupe de 71 M€ se détaillerait de la façon suivante :

- Une valeur en consolidation des titres cédés de 25 M€ et un produit de cession de 92 M€, soit une plus-value complémentaire sur cession de titres consolidés de 67 M€, éventuellement augmentée d'un complément de prix lié au calcul de la juste valeur à la date de l'exercice ;
- L'annulation de certains traitements dans les comptes consolidés actuels dont l'impact serait de +4 M€ sur le résultat net part du groupe (principalement expliqué par l'annulation de la charge financière liée à l'option).

IV – 1 – B. CESSION DE LA BRANCHE ENERGIES RENOUVELABLES ET DEPRECIATION DES ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE

Le processus de vente de la branche Energies Renouvelables, initié fin 2010, a été poursuivi et finalisé au cours de l'année 2011.

Préalablement à la cession effective, les actifs et les passifs de cette branche d'activité ont été comptabilisés comme détenus en vue de leur vente au 30 juin 2011. Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs et passifs courants et non courants détenus en vue de leur vente ont été évalués en accord avec les dispositions de fixation du prix de cession. Il en a résulté une dépréciation des actifs concernés à hauteur de 32 M€ avant l'effet de la fiscalité différée, soit un impact net de 22 M€ sur le résultat net consolidé de la période. L'allocation de la dépréciation relative aux actifs détenus en vue de la vente est détaillée dans la note 10.1.

Le management de Poweo SA n'a pas présenté, au sens d'IFRS 5, dans le compte de résultat et le tableau de financement, la branche Energies Renouvelables comme activité abandonnée, jugeant que celle-ci ne présentait pas des flux opérationnels suffisamment significatifs et ne constituait pas un secteur opérationnel distinct au sens décrit par la norme IFRS 8.

Le 18 juillet 2011, Axa Private Equity et Neoen ont annoncé la signature d'un accord en vue d'acquérir Poweo Production (après le carve-out de ses activités thermiques décrite en note IV-1-A) et ses filiales d'énergies renouvelables détenues par Verbund.

Au moment de cette transaction, Poweo Production et ses filiales d'énergies renouvelables détenaient des actifs en exploitation représentant plus de 120 MW, ainsi qu'un portefeuille de projets en développement dans l'éolien offshore et onshore, le solaire et la biomasse.

Le consortium formé par Axa Private Equity et Neoen a racheté l'ensemble du groupe Poweo Production après carve out de ses activités thermiques ; le transfert des actions ayant été effectué en date du 22 septembre 2011. Axa Private Equity conserve les actifs éoliens en exploitation en France et Neoen conserve les parcs solaires photovoltaïques en exploitation en France, les actifs en développement (solaire, éolien à terre et biomasse en France, en Italie et en Pologne) ainsi que la position de la filiale POWEO ENR au sein du consortium leader dans l'éolien offshore.

Un résultat global de cession de -2.4 M€ a été constaté dans les comptes consolidés du groupe suite à la déconsolidation de la branche Energies Renouvelables. L'encaissement par le groupe Verbund du

prix de cession a eu pour conséquence une diminution de 29.7 M€, soit 60% de 49.5 M€, du prix de l'option de rachat des filiales thermiques.

Par ailleurs, une provision pour litige de 0.6 M€ a été enregistrée dans les comptes consolidés 2011 suite à une réclamation de l'acheteur contestée par le groupe Verbund.

IV – 1 – C. CESSION A VERBUND DES FILIALES « SOLAIRE DOM »

Le 16/09/2011, Verbund International Frankreich a racheté à la société Poweo ENR les 50.1 % du capital de Poweo Outre-Mer Solaire qu'elle détenait pour 2.4 M€. Cette transaction étant préalable à la perte de contrôle du groupe Poweo sur l'entité Poweo ENR, un résultat global de cession positif de 1.0 M€ a été constaté dans les comptes consolidés du groupe suite à la déconsolidation des filiales « solaire DOM ». Le décaissement effectué par le groupe Verbund pour racheter ces entités a pour conséquence une augmentation de 1.4 M€, soit 60% de 2.4 M€, du prix de l'option de rachat des filiales thermiques et une diminution à due concurrence du prix de cession de la branche Energies Renouvelables.

Dans le cadre de cette transaction, une clause de complément de prix potentiel a été obtenue par les acquéreurs de la société Poweo ENR. En cas de cession ultérieure des filiales « solaire DOM » par Verbund, 50% de la plus-value avec un plafond d'1 M€ leur sera reversée.

IV – 1 – D. DIRECT ENERGIE RACHETE LES TITRES POWEO DETENUS PAR VERBUND

Le 27 juillet 2011, Direct Energie a annoncé la signature d'un accord d'achat et de vente de titres avec VERBUND portant sur la participation de 46% de ce dernier dans POWEO. POWEO n'a pas initié cette opération qui a été décidée et menée par son principal actionnaire. Suite à l'avis favorable de l'Autorité de la concurrence, la transaction est intervenue le 30 septembre 2011. La composition de l'actionnariat de POWEO s'établit désormais comme suit : Direct Energie 46%, Ecofin 25%, Luxempart 10%, Ecofin et Luxempart ayant annoncé agir de concert, et 19% pour le flottant. Stéphane Courbit (François 1^{er} Energie), Jacques Veyrat (Impala SAS), Cédric Christmann (EBM) et Xavier Caïtucoli ont remplacé les représentants de Verbund au conseil d'administration de Poweo.

En complément à la création récente dans le cadre de la loi NOME d'un accès régulé à la production nucléaire en faveur des nouveaux entrants, cette transaction ouvre la voie à la naissance potentielle du troisième opérateur énergétique français. Le groupe nouvellement formé par Direct Energie et POWEO pourrait ainsi jouer un rôle actif dans toutes les opportunités à venir dans l'énergie en France.

Par ailleurs, Direct Energie a annoncé envisager le maintien de la cotation de POWEO sur Alternext. A cet égard, Direct Energie n'a ni l'obligation, ni l'intention d'acquérir des titres supplémentaires de POWEO, afin de concentrer exclusivement ses ressources financières sur le développement du Groupe. Pour mémoire, l'acquisition d'une participation inférieure à 50% d'une société cotée sur Alternext ne déclenche pas l'obligation d'offre publique.

A la conclusion de cette vente, Direct Energie s'est substitué également à VERBUND pour l'ensemble des engagements financiers de celui-ci envers POWEO, incluant notamment une ligne de financement du besoin en fonds de roulement.

IV – 1 – E. ENTREE EN VIGUEUR DE LA LOI NOME

La loi NOME (nouvelle organisation du marché de l'électricité), dont l'objectif est d'accroître la concurrence sur le marché français de l'électricité, est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011. Elle prévoit un accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh) pour les fournisseurs alternatifs d'électricité. Elle a par ailleurs mis fin au dispositif du TaRTAM dont bénéficiaient certains clients de POWEO.

Les arrêtés ministériels fixant les tarifs pour la vente de l'électricité nucléaire par le groupe EDF à ses concurrents en France ont été publiés le 20 mai 2011 au Journal officiel. Le prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh) est fixé à 40 €/MWh à partir du 1er juillet 2011 et à 42 €/MWh à compter du 1er janvier 2012.

Dans ce cadre, POWEO SA a versé au cours du mois de juin 2011 un dépôt de garantie de 26.8 M€ à la Caisse des Dépôts et Consignations afin de pouvoir bénéficier de l'Arenh dès le 1er juillet 2011. Une déconsignation de 19.1 M€ le 2 janvier 2012 a permis de ramener le dépôt de garantie à 7.7 M€ à cette même date. Ce dépôt figure pour 7.7 M€ sur la ligne « Autres actifs financiers non courants » et pour 19.1 M€ sur la ligne « Autres actifs financiers courants » du bilan consolidé au 31 décembre 2011.

IV – 1 – F. CESSION D'UN ACTIF NON STRATEGIQUE

Afin de renforcer sa structure financière, POWEO a signé un accord de cession d'un actif financier jugé non stratégique et dont la réalisation effective est intervenue en janvier 2012. Dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2011, cet actif financier a été enregistré à sa juste valeur conformément à IAS 39, sur la base du prix de cession net attendu, et classé en « actifs détenus en vue de leur vente » conformément à IFRS 5.

IV – 1 – G. RECLASSIFICATION DE CONTRATS D'ACHAT D'ELECTRICITE

Dans le cadre de la mise en place de la loi NOME au 1er juillet 2011, POWEO se retrouve en situation de sur-couverture sur l'approvisionnement en électricité des clients profilés.

POWEO a ainsi été amené à comptabiliser au 30 juin 2011 en juste valeur par résultat les contrats d'électricité obtenus via le mécanisme d'enchères de capacité nucléaire mis en œuvre par l'opérateur historique en 2008 et 2009. La marge « d'Energy Management » de ces contrats, y compris les ventes à terme associées, s'élève à -33.2 M€ au 31 décembre 2011 dont +4.7 M€ de marge réalisée et -37.9 M€ de marge latente. Par ailleurs, la marge latente sur les contrats s'élève à -41.7 M€ hors ventes à terme associées.

Par ailleurs, la garantie bancaire au titre de ces contrats a été remplacé le 28 décembre 2011 par un gage espèce rémunéré de 35.6 M€ auprès du fournisseur en question. Celui-ci figure pour 7.7 M€ sur la ligne « Autres actifs financiers non courants » et pour 27.9 M€ sur la ligne « Autres actifs financiers courants » du bilan consolidé au 31 décembre 2011. D'autre part, un dépôt de garantie complémentaire de 3.5 M€ concernant ces contrats a été comptabilisé en « Autres actifs financiers courants » au 31 décembre 2011 car ce dépôt a fait l'objet d'une mainlevée et d'une restitution en date du 2 janvier 2012.

IV – 1 – H. RECLASSIFICATION D'UN CONTRAT DE VENTE D'ELECTRICITE, DE SWAPS DE GAZ ET D'UNE RESERVE DE QUOTAS DE CO2

POWEO SA a tiré les conséquences de l'opération de cession des titres POWEO PRODUCTION et la suspension de l'application du contrat d'offtake qui la liait à la sous-filiale POWEO PONT-SUR-SAMBRE fin février 2011, opérée via une novation de contrat, substituant le nouvel actionnaire Verbund International Frankreich à Poweo SA. Cette opération a affecté plusieurs de ses traitements comptables.

Suite à la perte de ses droits sur l'électricité produite par la centrale thermique de Pont-sur-Sambre, l'électricité vendue par POWEO SA à EDF dans le cadre d'un contrat long terme n'est désormais plus couverte par l'achat de l'électricité produite par la centrale. Ce contrat n'entrant plus dans le cadre de son activité normale, POWEO SA l'a donc reclassé en instrument financier dérivé au 1^{er} mars 2011 conformément à IAS 39. Les plus ou moins values latentes sur l'horizon de liquidité observable sur les marchés du gaz et de l'électricité sont comptabilisées dans la marge sur l'activité d'Energy Management. La marge « d'Energy Management » réalisée en 2011 sur ce contrat s'élève à 24.4 M€.

Des swaps externes avaient été contractés par POWEO SA pour se couvrir contre les variations de prix des contrats gaz auxquels la société était exposée. Ils étaient comptabilisés en instruments financiers dérivés de couverture de flux de trésorerie. Suite à la cession des parts de POWEO SA dans POWEO PONT-SUR-SAMBRE, les transactions entre les deux sociétés ont été renégociées ce qui a eu pour conséquence une diminution de l'exposition de POWEO SA aux prix du gaz (indexés pétrole). La relation de couverture n'existant plus, POWEO SA a reclassé au 1^{er} mars 2011 ces swaps en instruments financiers détenus à des fins de transaction. Les plus ou moins values latentes sont comptabilisées dans la marge sur l'activité d'Energy Management. Au 31 décembre 2011, la plus-value latente s'élève à 1.6 M€ et la marge réalisée à 6.4 M€.

Une réserve stratégique de quotas de CO2 a été constituée par POWEO SA en 2008 afin de couvrir les besoins futurs de CO2 des centrales thermiques de Pont-sur-Sambre et Toul qui n'appartiennent plus juridiquement à Poweo SA suite à leur cession à VERBUND. Cette réserve a donc été reclassée en instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction. Les plus ou moins values latentes sont comptabilisées dans la marge sur l'activité d'Energy Management. Au 31 décembre 2011, la moins-value latente s'élève à 5.5 M€.

IV – 1 – I. ARRET DE L'ACTIVITE DE POSE DE PANNEAUX PHOTOVOLTAIQUES

Compte tenu de conditions de marché devenues difficiles, POWEO SA a décidé d'arrêter en mai 2011 l'activité de sa filiale POWEO SERVICES, spécialisée dans la pose de panneaux photovoltaïques auprès des particuliers.

IV – 1 – J. RACHAT DES MINORITAIRES DE LA SOCIETE GAZ DE NORMANDIE AVEC OPTION DE RACHAT

Le 19 juillet 2011, Poweo SA a racheté les 27% d'actions Gaz de Normandie détenues par leur actionnaire minoritaire, l'opération étant assortie d'une possibilité de rachat à l'initiative du minoritaire, au même prix, dans les trois ans, en cas d'entrée au capital de tout nouvel investisseur.

IV – 1 – K. AUGMENTATION DE CAPITAL DE POWEO BLARINGHEM

Les associés Verbund International et Verbund International Frankreich de la société Poweo Blaringhem se sont réunis en Assemblée Générale Extraordinaire le 5 septembre 2011. L'assemblée a pris la décision de procéder à une augmentation de capital d'un montant de 2.3 M€ dont 2.0 M€ par incorporation de créances et 0.3 M€ en numéraire. Poweo Blaringhem étant inclus dans le périmètre de l'option de rachat des actifs thermiques, cette contribution au capital a pour conséquence une augmentation de 1.4 M€, soit 60% de 2.3 M€, du prix de l'option de rachat.

IV – 1 – L. RECONNAISSANCE DES IMPOTS DIFFERES ACTIFS

Suite à la modification des conditions d'utilisation des pertes fiscales reportables dans la deuxième loi de finances rectificative de 2011, le groupe Poweo a constaté une charge liée à la diminution de ses impôts différés actifs de 2.3 M€ sur l'entité Poweo Pont-sur-Sambre et de 1.1 M€ sur l'entité Poweo Toul au cours du second semestre 2011 (cf. note 9).

IV – 1 – M. POURSUITE DE LA CONSTRUCTION DE LA CENTRALE THERMIQUE DE TOUL

Les éléments du cœur de la centrale CCGN (Cycle Combiné au Gaz Naturel) de Toul (Meurthe-et-Moselle) sont désormais arrivés sur site et ont été installés dans leur configuration finale. La turbine à vapeur, l'alternateur et la turbine à gaz ont été livrés et installés au cours du mois d'octobre 2011. Avec une puissance de 413 MW, la centrale de Toul pourra produire en exploitation commerciale, à partir de 2013, l'équivalent de la consommation électrique de 400.000 foyers, soit près d'un million de Français. La technologie CCGN mono-arbre de Siemens, innovante et particulièrement performante, permettra notamment d'émettre 60% fois moins de CO₂ qu'une centrale à charbon avec une emprise au sol réduite permettant d'intégrer d'autant mieux la centrale dans son environnement. Le projet est développé par la société POWEO Toul Production, actuellement détenue à 100% par le groupe Verbund, mais dont 60% des titres font l'objet d'une option de rachat accordée à Poweo SA (cf paragraphe IV-1-A).

Siemens réalise une prestation clés en main qui inclut l'ensemble des activités d'ingénierie, de construction (génie civil, mécanique et électrique), de mise en fonctionnement progressif et de test permettant d'aboutir à la mise en service opérationnelle de la centrale. Elle sera complétée par la prise en charge de l'exploitation technique de la centrale et de sa maintenance.

IV – 2 EVENEMENTS SIGNIFICATIFS POSTERIEURS A LA CLOTURE**IV – 2 – A. RESILIATION D'UN CONTRAT D'ACHAT D'ELECTRICITE**

Poweo a résilié au 31 janvier 2012 un des 3 contrats d'achat d'électricité, qui a fait l'objet d'un reclassement comptable au cours de l'année 2011, et qui est enregistré à sa juste valeur au 31 décembre 2011 dans les états financiers consolidés (cf note IV-1-G). Les principaux impacts de cette résiliation sur les états financiers 2012, sans tenir compte de la marge réalisée sur les reventes d'électricité de janvier, sont les suivants :

- une marge d'Energy Management de +14.1 M€, impactant d'autant le résultat net part du groupe
- une diminution des autres actifs financiers de 26.9 M€ (dépôts de trésorerie versés en garantie)
- une augmentation nette de la trésorerie de 5.8 M€
- une diminution des instruments financiers courants passifs de 38.1 M€ et actifs de 6.3 M€.

IV – 2 – B. CESSION EFFECTIVE DE L'ACTIF NON STRATEGIQUE

La réalisation effective de la cession de l'actif financier non stratégique décrite en note IV-1-F est intervenue en janvier 2012 et n'aura aucune incidence sur le résultat consolidé 2012. Les postes de bilan « Actifs détenus en vue de leur vente » et « avances reçues sur cession d'actifs » seront portés à zéro suite à la réalisation de l'opération.

IV – 2 – C. POWEO PONT-SUR-SAMBRE PLACE EN PROCEDURE DE SAUVEGARDE

Poweo SA a été informé par la société Poweo Pont-sur-Sambre Production de sa décision unilatérale de se placer en procédure de sauvegarde, qui a été prononcé le 12 mars 2012 par le Tribunal de Valenciennes. Pour rappel, cette société opère une centrale CCGN² d'une puissance de 412 MW à Pont-sur-Sambre (Nord). Détenue juridiquement à 100% par Verbund, Poweo Pont-sur-Sambre Production fait partie du périmètre de consolidation du groupe Poweo en raison de l'option d'achat sur 60% des titres Poweo Pont-sur-Sambre que détient Poweo SA jusqu'au 30 juin 2013 (cf paragraphe IV-1-A). Au 31 décembre 2011, la société Poweo Pont-sur-Sambre contribue aux états financiers consolidés du groupe Poweo à hauteur de :

- 237 M€ pour les actifs non courants et 78 M€ pour les actifs courants, soit 315 M€ pour les actifs (33% de l'actif au bilan consolidé)
- -18 M€ pour les capitaux propres
- 164 M€ pour les passifs non courants et 169 M€ pour les passifs courants
- 109 M€ pour le chiffre d'affaires (soit 22% du chiffre d'affaires consolidé)

Poweo SA n'ayant plus ni lien capitalistique direct, ni lien opérationnel avec Poweo Pont-sur-Sambre Production, ses difficultés ainsi que la décision de sa direction n'ont donc aucune conséquence opérationnelle sur les activités de Poweo SA, ni sur sa capacité à honorer ses engagements financiers et contractuels auprès de ses fournisseurs et clients.

² CCGN : Cycle Combiné au Gaz Naturel

V. NOTES SUR LES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 1 - CHIFFRE D'AFFAIRES

En K€	Note	2011	2010
Production d'électricité	a	124 297	184 993
Dont thermique		112 476	169 717
Dont énergies renouvelables		11 821	15 276
Total Ventes d'électricité hors Energy Management		179 713	274 672
Fourniture d'électricité – Télérelevés	b	71 901	95 595
Fourniture d'électricité – Profils professionnels	c	51 003	62 076
Fourniture d'électricité – Profils particuliers	c	36 379	40 075
Réseaux, reventes d'excédents et autres	d	20 430	76 926
Total Ventes de gaz hors Energy Management		74 300	113 082
Fourniture de gaz – Télérelevés	e	11 683	34 670
Fourniture de gaz – Profils professionnels	f	16 787	21 684
Fourniture de gaz – Profils particuliers	f	39 144	53 191
Réseaux, reventes d'excédents et autres	g	6 686	3 537
Total Ventes de CO2 hors Energy Management	h	9 129	3 238
Total Transport et taxes	i	77 060	91 562
Total Prestations de services	j	10 383	16 205
Prestations de services - Electricité & Gaz		8 516	10 215
Installation de panneaux photovoltaïques		1 479	5 052
Prestations de services - Autres		388	938
Total Chiffre d'affaires hors Energy Management		474 882	683 752
Marge sur Energy Management		28 560	12 561
Marge sur Energy Management - Electricité	k	26 068	-7 448
Marge sur Energy Management - Gaz	l	8 176	19 798
Marge sur Energy Management - Pétrole et CO2	m	-5 684	211
Total Chiffres d'affaires		503 442	696 313

Le chiffre d'affaires du Groupe POWEO est constitué de :

a. Production d'électricité

Ce chiffre d'affaires correspond aux ventes d'électricité ayant pour origine les énergies renouvelables et les énergies thermiques (centrale de Pont-sur-Sambre), qui contribuent respectivement à hauteur de 11.8 M€ (contre 15.3 M€ en 2010) et 112.5 M€ (contre 169.7 M€ en 2010).

Les énergies renouvelables comprennent l'électricité produite par les fermes éoliennes du Groupe (8.7 M€ en 2011 contre 13.3 M€ en 2010), les installations solaires (3.1 M€ en 2011 contre 1.3 M€ en 2010), et hydroélectriques (0 M€ en 2011 contre 0,8 M€ en 2010) jusqu'à leur sortie du périmètre de consolidation au cours du mois de septembre 2011 (cf paragraphe IV-1-B).

La baisse du chiffre d'affaires provenant des énergies thermiques s'explique par deux effets :

- La centrale CCGN de Pont-sur-Sambre a produit 1 979 GWh en 2011 contre 2 459 GWh en 2010, soit une baisse d'environ 20%. Les conditions de marché défavorables ont conduit à mettre en production la centrale durant un nombre d'heures plus réduit en 2011.

- L'application d'une clause du contrat de fourniture de l'électricité à ses clients actionnaires. La clause s'appliquant depuis le 1er janvier 2011 prévoit en effet que l'électricité doit être vendue au prix de marché, si les coûts de production sont supérieurs.

D'autre part, l'énergie produite par la centrale est intégralement cédée au Groupe Verbund depuis fin février 2011 suite à la suspension de l'application du contrat d'offtake qui liait précédemment POWEO SA et POWEO PONT SUR SAMBRE.

b. Fourniture d'électricité aux sites clients télérelevés

Ce chiffre d'affaires est constitué de l'électricité livrée aux clients finaux s'approvisionnant exclusivement auprès de POWEO dans le cadre de leur contrat. Les clients télérelevés sont les consommateurs qui bénéficient d'une télérelève régulière par le GRD, leur consommation est donc connue précisément à une date donnée.

Certains clients de POWEO bénéficiaient du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) jusqu'au 30 juin 2011. En application de la loi du 7 décembre 2006 et du décret du 4 mai 2007, ce tarif est égal au tarif réglementé majoré d'un complément variable en fonction de la puissance souscrite par le client.

L'application de ce tarif ouvrait droit pour le fournisseur d'électricité qui alimente des clients finaux à une compensation (collectée au préalable auprès des producteurs français d'électricité hydro-nucléaire) de la différence entre le tarif réglementé de vente et le coût des achats. Cette compensation est plafonnée. L'indemnisation de POWEO au titre du TaRTAM est comptabilisée en chiffre d'affaires.

L'entrée en vigueur de la loi NOME au 1^{er} juillet 2011 a mis fin au dispositif du TaRTAM (cf. paragraphe IV-1-E).

Le volume consommé par les clients télérelevés s'élève à 1237 GWh en 2011 contre 1 500 GWh en 2010. Le chiffre d'affaires s'élève à 71.9 M€ (y.c. compensation TaRTAM). Il a baissé de 25 % par rapport à 2010 en raison d'un arrêt des renouvellements de contrats et des acquisitions sur ce segment de clients.

c. Fourniture d'électricité aux sites clients profilés

Les clients profilés ont une consommation individuelle plus faible qui ne justifie pas la télérelève par ErDF. Leur consommation est estimée sur la base du profil de consommation contractuel et révisée au moment de la relève du compteur (effectuée au minimum une fois par an par ErDF).

Le volume consommé en 2011 par les clients professionnels et particuliers s'élève respectivement à 1017 GWh (1 276 GWh en 2010) et 767 GWh (950 GWh en 2010). Cette baisse s'explique principalement par une base de clients plus faible en 2011 qu'en 2010.

d. *Ventes électricité - réseaux, reventes d'excédents et autres*

POWEO est accrédité pour fournir de l'électricité aux opérateurs de réseaux dans le cadre des pertes naturelles d'énergie lors de son acheminement. Le chiffre d'affaires inscrit dans cette rubrique comprend l'énergie livrée au titre des ventes contractées par les opérateurs de réseaux auprès de POWEO. POWEO a volontairement réduit son exposition à ce segment de vente en 2011, qui offre de faibles marges et nécessite un important fond de roulement.

Ce chiffre d'affaires provient également des reventes d'excédents correspondant aux écarts entre les quantités d'électricité initialement prévues pour les clients finaux de POWEO (y compris opérateurs de réseaux de transports et distribution), et les livraisons effectives qui leur ont été faites.

Enfin, on y enregistre également le chiffre d'affaires lié aux réconciliations temporelles et spatiales constatées par RTE entre les quantités injectées sur le réseau par POWEO et celles réellement soutirées par ses clients.

Ce chiffre d'affaires passe de 76.9 en 2010 à 20.4 millions d'euros en 2011, en raison principalement de la réduction volontaire de la fourniture d'électricité aux opérateurs de réseaux.

e. *Fourniture de gaz aux clients télérelevés*

Ce chiffre d'affaires est constitué du gaz livré aux clients finaux s'approvisionnant exclusivement auprès de POWEO dans le cadre de leur contrat. Les clients télérelevés sont les consommateurs qui bénéficient d'une télérelève régulière par le gestionnaire de réseau, leur consommation est donc connue précisément à une date donnée.

Le chiffre d'affaires des clients télérelevés s'élève à 11.7 M€ pour un volume de 398 GWh en 2011 (1 355 GWh en 2010).

f. *Fourniture de gaz aux sites clients profilés*

Les clients profilés ont une consommation individuelle plus faible qui ne justifie pas la télérelève par GrDF. Leur consommation est estimée sur la base du profil de consommation contractuel et révisée au moment de la relève du compteur (effectuée au minimum une fois par an par GrDF).

En 2011, le volume de gaz consommé par les clients profilés est de 1 162 GWh, par rapport à 1 697 GWh en 2010, soit une baisse d'environ 32%, qui s'explique du fait des températures, en moyenne plus élevées sur 2011, et par la baisse du nombre de sites particuliers.

Entre 2010 et 2011, les ventes aux clients professionnels ont baissé de 4,9 millions d'euros celles aux clients particuliers de 14 millions d'euros. Ce recul du chiffre d'affaires s'explique par la baisse des volumes consommés, qui passent de 593 GWh à 474 GWh pour les clients professionnels, et de 1104 GWh à 688 GWh pour les clients particuliers.

g. *Ventes de gaz - réseaux, reventes d'excédents et autres*

L'activité de vente aux opérateurs de réseaux a généré un chiffre d'affaires de 3.5 millions d'euros en 2010 et a été volontairement réduite en 2011 à 0 ; ce segment offre en effet de faibles marges et nécessite un important fond de roulement.

Ce chiffre d'affaires correspond également aux reventes par Pont sur Sambre à Verbund des quantités de gaz non brûlées par la centrale, à compter du 1er novembre 2011. Les excédents étaient revendus

POWEO - Comptes consolidés au 31 décembre 2011

jusqu'alors à POWEO SA, et donc éliminés en tant qu'opération intra-groupe, dans le cadre d'un contrat d'accès au marché qui a pris fin au 31 octobre.

h. Vente de CO2 hors « Energy Management »

Les ventes de CO₂ correspondent principalement à la refacturation au Groupe Verbund du coût du CO₂ lié à l'exploitation de la centrale de Pont Sur Sambre.

i. Transport et taxes

Ce poste comprend principalement la facturation de l'acheminement d'électricité aux clients « profilés » et à certains clients télérelevés.

j. Prestations de service

Ce poste comprend essentiellement le chiffre d'affaires réalisé par :

- les services d'assistance gaz et électricité commercialisés auprès de la clientèle « profilés »,
- l'activité d'installation de panneaux photovoltaïques qui a été arrêtée au cours de l'année 2011 (cf paragraphe IV-1-I).

k. Marge d' « Energy management » électricité

Ce poste comprend le résultat réalisé et latent (variations de juste valeur) des contrats d'électricité qualifiés de dérivés au sens de la norme IAS 39, et ne bénéficiant pas d'une qualification comptable de couverture de flux de trésorerie (Cf. III-4.2).

La marge « *Energy management* » sur l'électricité s'élève à 26.1 M€. Elle comprend un impact négatif de 3.9 M€ au titre de la variation du résultat latent en 2011 (impact négatif de 50.3 M€ en 2010). Elle comprend également un impact positif de 30 M€ au titre du résultat réalisé en 2011 (impact positif de 42.8 M€ en 2010).

La marge « *Energy management* » sur l'électricité comprend en 2011 une marge réalisée de 30.6 M€ et une marge latente de 32.4 M€ relatives à l'actif financier comptabilisé en « actifs détenus en vue leur vente ». Au 31 décembre 2011, ce contrat est évalué à sa juste-valeur, c'est-à-dire le prix de cession net attendu, conformément à IAS 39 (cf paragraphe IV-1-F).

Par ailleurs, au cours de l'année 2011, Poweo a été amené à comptabiliser en juste valeur par résultat les contrats d'achat d'électricité obtenus via le mécanisme d'enchères de capacité nucléaire mis en œuvre par l'opérateur historique en 2008 et 2009. La marge « *Energy Management* » de ces contrats, y compris les ventes à terme associées, s'élève à -33.2 M€ au 31 décembre 2011 dont +4.7 M€ de marge réalisée et -37.9 M€ de marge latente. Par ailleurs, la marge latente sur les contrats s'élève à -41.7 M€ hors ventes à terme associées (cf paragraphe IV-1-G).

l. Marge d' « Energy management » gaz

Ce Chiffre d'Affaires comprend la marge réalisée et latente d'« *Energy Management* ». En 2011, la marge réalisée s'élève à +0.3 M€ et la marge latente à +7.9 M€.

Consécutivement à la vente des actifs de production à Verbund, POWEO a été amené à comptabiliser à la juste valeur par résultat des swaps pétrole qui servaient à couvrir le risque de prix sur les contrats

d'achats et de ventes de gaz dont les indexations étaient différentes. Leur marge « d'Energy Management » réalisé s'élève à 6.2 M€ et leur marge latente est de 2.4 M€ (cf paragraphe IV-1-H).

m. Marge d' « Energy management » Pétrole et CO2

La marge « Energy management » sur le pétrole et le CO₂ comprend un impact négatif de 6.0 M€ au titre de la variation du résultat latent en 2011 (-0.1 M€ en 2010) ainsi qu'un impact positif de 0.3 M€ au titre du résultat réalisé sur 2011 (0.3 M€ en 2010).

Consécutivement à la vente des actifs de production à Verbund, POWEO a été amené à comptabiliser à la juste valeur par résultat des contrats d'achats à terme de quotas de CO₂. Leur marge latente s'élève à -5.5 M€ (cf paragraphe IV-1-H).

NOTE 2 - COUT DES VENTES

En K€	2011	2010
Achats d'électricité pour l'activité commerce	168 887	299 578
Achats de gaz pour l'activité commerce	81 914	114 470
Transport et taxes activité commerce	73 758	91 063
Achats de gaz pour la production d'électricité	113 990	110 062
Achats CO2 Own Use lié à la production d'électricité	9 192	3 640
Achats de services et divers	8 075	9 372
Coûts des ventes	455 816	628 185

Depuis le 1^{er} juillet 2011, les achats d'électricité sont principalement réalisés via le mécanisme de l'Arenh (cf paragraphe IV-1-F). Pour les besoins complémentaires de ses clients finaux, Poweo effectue des achats à terme sur le marché de gré à gré ainsi que des achats au comptant et à terme sur les marchés organisés EPEX Spot et EEX Power Derivatives.

En 2010 et au 1^{er} semestre 2011, une partie des achats d'électricité se faisait par les contrats d'approvisionnement long terme obtenus via le mécanisme d'enchères de capacité nucléaire mis en œuvre par l'opérateur historique en 2008 et 2009. Ces contrats d'achat d'électricité ont été reclassés au 30 juin 2011 en instruments dérivés et la variation de leur juste valeur est comptabilisée dans la marge « d'Energy Management » (cf paragraphe IV-1-G).

Les achats de gaz pour l'activité commerce sont des achats à terme conclus sur les marchés de gré à gré et sur le marché règlementé (Pownext Gaz).

Les achats de gaz pour la production d'électricité sont assurés par le contrat d'approvisionnement long terme de la filiale thermique en exploitation Poweo Pont-sur-Sambre.

NOTE 3 - AUTRES PRODUITS ET CHARGES COURANTS

En K€	2011	2010
Autres produits et charges courants	328	4 128

Pour rappel, en raison d'un retard dans la livraison de la centrale de Pont-sur-Sambre, une indemnité complémentaire d'un montant de 2 M€ avait été comptabilisée au 1^{er} semestre 2010.

En outre, le Groupe POWEO avait enregistré un produit de 2,6 M€ au 1^{er} semestre 2010, correspondant à une rétrocession d'une quote-part du crédit d'impôt accordé aux investisseurs des

entités cessionnaires des centrales qu'il réalise dans les DOM et qui bénéficient de l'article 199 undecies du Code Général des Impôts (« loi Girardin »).

NOTE 4 - CHARGES DE PERSONNEL

- 4.1 Charges de personnel

Les charges de personnel sont constituées comme suit:

En K€	2011	2010
Salaires et traitements	12 541	17 599
Charges de personnel activées	-826	-3 308
Charges sociales	5 520	7 935
Charges liées aux paiements en actions	1 031	1 579
Intéressement et participation	241	298
Coûts des avantages postérieurs à l'emploi	-110	104
Total charges de personnel	18 397	24 207

La diminution des charges de personnel entre 2011 et 2010 s'explique par la baisse des effectifs.

La ligne « Charges liées aux paiements en actions » correspond à l'étalement de la juste valeur des options de souscription d'actions (voir note 30).

Le coût des avantages postérieurs à l'emploi correspond à la charge relative à l'application de la norme IAS 19 tel que précisé au paragraphe III-9 ci-dessus.

- 4.2 Effectif moyen

Effectif Moyen	2011	2010
Cadres	136	201
Non cadres	58	114
VRP	4	61
Total effectif moyen	198	376

Les effectifs représentent le nombre moyen de salariés ayant travaillé à temps plein.

NOTE 5 - CHARGES EXTERNES

Les charges externes se décomposent comme suit:

En K€	2011	2010
Maintenance des actifs de production	14 073	14 044
Honoraires, études	14 718	11 567
Sous-traitance	7 177	7 820
Locations, entretien & assurances	5 717	7 188
Services bancaires	2 547	2 830
Transport, déplacements et réceptions	1 111	1 662
Marketing et communication	504	1 505
Frais postaux & de télécommunications	465	597
Autres frais généraux	3 520	2 689
Total Charges externes	49 833	49 902

L'augmentation en 2011 des honoraires et études s'explique principalement par le recours à des consultants dans le cadre de la mise en place des réorganisations juridiques.

NOTE 6 - AUTRES PRODUITS ET CHARGES

en K €	2011	2010
Valeur nette comptable des immobilisations cédées ou mises au rebut	-1 625	-30 560
Produit des cessions d'immobilisations	1 687	2 619
Pertes sur créances irrécouvrables	-8 808	-4 499
Plus ou moins value complémentaire sur cession de titres consolidés	-1 412	225
Abandons de créances reçus	1 097	0
Autres produits et charges non courants	-165	-436
Total autres produits et charges	-9 226	-32 651

Une plus-value de cession sur les titres Poweo Outre-mer Solaire de 969 K€ et une moins-value de cession des titres Poweo Production de 2 381 K€ ont été constatées dans les comptes consolidés au cours de l'exercice 2011 (cf. paragraphes IV-1-B et IV-1-C).

Pour rappel, la Valeur Nette Comptable des actifs mis au rebut au cours de l'exercice 2010 concerne principalement des coûts d'acquisition ainsi que des logiciels et projets informatiques associés à l'activité de distribution d'énergie aux clients profilés.

NOTE 7 - DOTATIONS ET PROVISIONS

7.1 Dotations et provisions nettes de reprises

Valeurs en K €	2011	2010
Amortissement et dépréciation sur actifs non courants	52 213	96 789
Dépréciation sur actifs courants	-167	6 608
Dotations aux provisions courantes	3 575	5 312
Dotations aux provisions non courantes	0	-1 813
Total Amortissements et dépréciations sur actifs non courants	55 621	106 896

7.2 Amortissements et dépréciations sur actifs non courants

Valeurs en K €	2011	2010
Dotations aux amortissements des actifs incorporels	1 432	15 495
Dotations aux amortissements des actifs corporels	16 008	21 516
Dépréciation des écarts d'acquisition	1 020	10 520
Dépréciation des autres actifs incorporels (nette de reprise)	11 255	12 353
Dépréciation des actifs corporels (nette de reprise)	22 498	36 905
Total Amortissements et dépréciations sur actifs non courants	52 213	96 789

Les natures des dotations aux amortissements et des dépréciations des immobilisations sont détaillées en notes 11, 12 et 13.

La forte diminution des dotations aux amortissements des actifs incorporels s'explique par la sortie de l'actif en date du 31 décembre 2010 des coûts d'acquisition clients ainsi que des logiciels et projets informatiques associés à l'activité de distribution d'énergie aux clients profilés.

Les dépréciations d'actifs s'élèvent à 32 M€ en 2011. La comptabilisation de ces pertes de valeur se réfère aux actifs de la branche Energies Renouvelables (cf paragraphe IV-1-B et note 10).

7.3 Dépréciations sur actifs courants

Les dotations pour dépréciations d'actifs courants se détaillent comme suit :

Valeurs en K €	2011	2010
Dépréciation des créances douteuses (nette de reprises non utilisées)	-123	6 683
Dépréciation des autres créances	1	-75
Dépréciation des stocks (nette de reprises)	-45	0
Total Dépréciations sur actifs courants	-167	6 608

Dès lors, l'évolution du coût du risque client se détaille comme suit :

Valeurs en K €	2011	2010
Dépréciation des créances douteuses (nette de reprises non utilisées)	-123	6 683
Pertes sur créances irrécouvrables	8 808	4 499
Total Dépréciations et pertes sur créances	8 685	11 182

Les pertes sur créances irrécouvrables sont comptabilisées dans le poste « Autres produits et charges ».

7.4 Dotations aux provisions courantes

Valeurs en K €	2011	2010
Dotations aux provisions courantes	4 412	8 868
Reprises sur provisions courantes	-837	-3 556
Total Provisions courantes	3 575	5 312

7.5 Dotations aux provisions non courantes

Valeurs en K €	2011	2010
Dotations aux provisions non courantes	0	75
Reprises sur provisions non courantes	0	-1 888
Total Provisions non courantes	0	-1 813

Le détail des natures des dotations aux provisions courantes et non courantes est donné en note 22.

NOTE 8 - RÉSULTAT FINANCIER

Le résultat financier se présente comme suit :

En K€	2011	2010
Produits financiers	1 694	462
Charges financières	-17 809	-18 702
Charges d'intérêts - emprunts de financement d'actifs de production	-13 838	-15 432
Charges d'intérêts - autres emprunts	-3 339	-539
Amortissement des frais d'émission d'emprunt	-492	-740
Autres charges financières	-140	-1 991
TOTAL RESULTAT FINANCIER	-16 115	-18 240

En conformité avec IAS 23, le Groupe procède à la capitalisation des coûts d'emprunt. En 2011, le montant des coûts d'emprunt capitalisés s'élève à 9.3 M€ suite notamment à l'activation des intérêts de la centrale de Toul actuellement en construction.

Les charges d'intérêts sur autres emprunts comprennent en 2011 la charge relative à la dette financière vis-à-vis de Verbund liée à l'exercice de l'option de rachat des filiales thermiques qui s'élève à 3.3 M€ en 2011. Elle est calculée à partir du taux EURIBOR 12M majoré de 150 points de base.

NOTE 9 - IMPÔTS

- 9.1 Montant de l'impôt et ventilation entre impôts différés et impôts exigibles

En K€	2011	2010
impôt courant	799	0
impôt différé	-1 871	-14 362
Total impôts	-1 072	-14 362

- 9.2 Répartition du solde net des impôts différés par grandes catégories

IMPÔTS DIFFERES PASSIF en K €	Valeur	31/12/2011	31/12/2010
Ecarts d'évaluation relatifs aux regroupements d'entreprises		0	13 288
Amortissements dérogatoires		3 610	31 845
Capitalisation des intérêts (IAS 23)		8 598	7 313
Autres retraitements		4 864	1 750
Total impôts différés passif		17 071	54 195
IMPÔTS DIFFERES ACTIF en K €	Valeur	31/12/2011	31/12/2010
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie futurs		1 218	2 979
Activation de déficit reportables		7 058	40 377
Autres retraitements		120	1 868
Total impôts différés actif		8 396	45 224

Les impôts différés enregistrés à l'occasion des regroupements d'entreprises ainsi que ceux relatifs à la juste valeur d'instruments financiers qualifiés de couverture de flux de trésorerie au sens de la norme IAS 39, ne transitent pas par le compte de résultat. Dans les autres éléments du résultat global,

les montants nets comptabilisés en réserves d'impôts différés s'élèvent à -2.4 M€ en 2011 et +0.8 M€ en 2010.

Le montant des impôts différés actifs non reconnus relatifs aux sociétés maintenues dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2011 s'élève environ à 113 M€ dont 19 M€ pour l'exercice 2011.

La deuxième loi de finances rectificative de 2011 limite le report des déficits. En effet, les déficits subis par une entreprise passible de l'IS ne peuvent désormais être imputés sur le bénéfice de l'exercice suivant que dans la limite de 1 M€ majoré de 60% du bénéfice excédant cette limite, sachant que ce mécanisme s'applique dans le cadre de l'intégration fiscale au niveau des déficits pré-intégration et ensuite au niveau des déficits du groupe d'intégration fiscale. La fraction du déficit qui ne peut être imputée est reportable sur les exercices suivants et imputables selon les mêmes modalités. Ce report peut être effectué sans limitation de durée.

Poweo a réexaminé la recouvrabilité des impôts différés actifs à la clôture des comptes 2011 du fait de l'allongement attendu de la durée de récupération des déficits reportables. Le groupe a décidé de limiter la comptabilisation d'impôts différés actifs aux cas où il existe une différence temporelle imposable, pour la même entité et dans la même juridiction fiscale qu'une différence temporelle déductible, ayant notamment une échéance de reversement qui permettra de recouvrer l'impôt différé actif.

A la suite de son analyse des différences temporelles, le groupe Poweo a constaté une charge liée à la diminution de ses impôts différés actifs de 2.3 M€ sur l'entité Poweo Pont-sur-Sambre et de 1.1 M€ sur l'entité Poweo Toul au cours du 2nd semestre 2011.

Par ailleurs, une contribution exceptionnelle de 5% de l'impôt sur les sociétés impactera les exercices clos entre le 31 décembre 2011 et le 31 décembre 2013 des entreprises dont le chiffre d'affaires dépasse 250 M€ (somme des Chiffres d'Affaires de toutes les sociétés du groupe intégrées). Les sociétés Poweo Pont-sur-Sambre et Poweo Toul, qui ne font plus partie d'une intégration fiscale, devraient échapper à cette contribution exceptionnelle. Leurs impôts différés seront donc valorisés à partir du taux de 33.33 %. Pour les autres sociétés du groupe et notamment Poweo SA, le taux de 36.1 % s'applique lors de l'évaluation des impôts différés.

- 9.3 Preuve d'impôt Groupe

Le rapprochement entre l'impôt théorique calculé sur la base du taux légal d'imposition et la charge réelle d'impôt est le suivant :

Valeurs en K €	2011	2010
Résultat avant impôt des sociétés consolidées	-105 042	-164 469
Taux d'imposition du groupe	36,10%	33,33%
Impôt théorique	-37 920	-54 823
Différence de taux d'imposition	2 674	0
Activation de déficits reportables précédemment non reconnus	-1 170	-2 036
Actifs d'impôts différés non reconnus	29 478	39 796
Différences permanentes	4 581	2 968
Autres	1 284	-267
Total	-1 072	-14 362

NOTE 10 - PERTE DE VALEUR

Les tests de pertes de valeur sont réalisés annuellement ou lorsque des indicateurs de dépréciation se manifestent.

- 10.1 Perte de valeur constatée en 2011 de la branche Energies Renouvelables

Valeurs en K€	2011
Montant de la dépréciation avant impôt	32 624
<i>Reprise de passifs d'impôts différés</i>	10 532
Montant de la dépréciation nette	22 092

Comme évoqué dans les événements significatifs de la période (au paragraphe IV-1-B de l'annexe), le groupe Poweo a comptabilisé au 30 juin 2011 les actifs de la branche Energies Renouvelables comme détenus en vue de la vente. L'évaluation de ces actifs correspondait ainsi au 30 juin 2011 au prix de cession attendu, conformément aux dispositions de la norme IFRS 5 et présente une différence négative de 22 M€ par rapport à leur valeur comptable.

Le groupe Poweo a ainsi comptabilisé une dépréciation de 32 M€ avant l'effet de la fiscalité différée, soit un impact net de 22 M€ sur le résultat net consolidé de la période. Cette dépréciation a été allouée de la façon suivante :

Valeurs en K€	31/12/2011
Ecart d'acquisition	-1 020
Autres immobilisations incorporelles	-11 255
<i>Reprise de passifs d'impôts différés</i>	3 749
Immobilisations corporelles	-20 349
<i>Reprise de passifs d'impôts différés</i>	6 783

La branche Energies Renouvelables a été cédée le 22 septembre 2011. Un résultat de cession de -2.4 M€ a été constaté dans les comptes consolidés 2011 ainsi qu'une provision pour litige de 0.6 M€ sur le prix de cession (cf. paragraphe IV-1-B).

- 10.2 Test de perte de valeur : centrale CCGN Poweo Pont-sur-Sambre

La société Poweo Pont sur Sambre, incluse dans le périmètre de consolidation de Poweo SA, a réalisé des pertes opérationnelles importantes au cours de l'année 2011. Elles s'expliquent principalement par le prix élevé d'achat du gaz qui est à ce jour indexé sur un panier de produits pétroliers ainsi que par l'existence d'une clause de « take or pay » dans ce même contrat d'approvisionnement long terme. Ces pertes constituent un indice de perte de valeur des immobilisations corporelles de la société. Conformément à la norme IAS 36, la valeur recouvrable de l'actif immobilisé de l'entité Poweo Pont-sur-Sambre a été déterminée puis comparée avec la valeur comptable.

Au 31 décembre 2011, la valeur comptable de l'actif immobilisé net est de 232 M€.

La valeur recouvrable d'un actif est définie par IAS 36 comme la valeur la plus élevée entre sa juste valeur diminuée des coûts de la vente et sa valeur d'utilité. Poweo a déterminé la valeur recouvrable de l'actif à partir de sa valeur d'utilité en utilisant la méthode des DCF. Celle-ci s'élève à 376 M€ au 31 décembre 2011.

Les hypothèses clefs intervenant dans le modèle de valorisation utilisé par le groupe Poweo sont les suivantes :

POWEO - Comptes consolidés au 31 décembre 2011

- taux d'actualisation : 7.5% (basé sur un coût des fonds propres de 16%, un coût de la dette avant impôt de 6% et un taux de financement par dette de 70%, soit le levier financier effectif pour cet actif) ;
- durée des cash flows : 30 ans sans valeur terminale ;
- scénario de prix Electricité :
 - o cotations à terme sur le marché organisé EEX Power Derivatives au 30/11/2011 jusqu'à la fin du 1^{er} trimestre 2013,
 - o Courbe de prix long terme établis par la société indépendante Pöyry en avril 2011 à partir du 2^{ème} trimestre 2013 ;
- scénario de prix Gaz :
 - o Prix du contrat d'approvisionnement jusqu'à la fin du 3ème trimestre 2012 (date prévue de renégociation du contrat),
 - o cotations à terme sur le marché organisé Powernext gas future au 30/11/2011 +1 €/MWh jusqu'à la fin du 1^{er} trimestre 2013,
 - o Courbe de prix long terme établis par la société indépendante Pöyry en avril 2011 à partir du 2^{ème} trimestre 2013.

La sensibilité de la valorisation est surtout affectée par la valeur du « clean spark spread » et le taux d'actualisation retenu.

VAN au 31/12/2011 en M€		Coût moyen pondéré du capital →						
		6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%
Valeur du Clean Spark Spread base load ↑	-40%	323	300	280	261	244	228	214
	-20%	390	364	339	317	297	278	261
	-10%	425	397	370	346	324	304	286
	0%	461	430	402	376	352	330	311
	10%	497	464	434	406	381	357	336
	20%	535	499	467	437	410	385	362
	40%	610	570	533	500	469	441	415

Le « Clean Spark Spread » se calcule de la façon suivante : prix de l'électricité – 2 X prix du gaz – 0.4 X prix du CO2. La plage d'évolution étudiée [-40% ; +40%] correspond à l'ordre de grandeur de la variation du Clean Spark Spread entre les 5 derniers scénarios de prix Pöyry dont dispose Poweo sur la période 2012-2041.

La valeur comptable des immobilisations corporelles de la société Poweo Pont-Sur-Sambre est donc sensiblement inférieure à leur valeur recouvrable au 31 décembre 2011. Aucune dépréciation n'a donc été enregistrée à cette date dans les comptes consolidés du groupe.

NOTE 11- ÉCARTS D'ACQUISITION

Variation des écarts d'acquisition

en K€	31/12/2010	Regroup. d'entrep.	Sortie de périmètre	Pertes de valeur	31/12/2011
Commerce et approvisionnement	25	0	-25	0	0
Amont (production)	1 020	0	0	-1 020	0
Total écart d'acquisition	1 045	0	-25	-1 020	0

Les pertes de valeurs sont détaillées note 10.

NOTE 12 - AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Valeurs en K€	Concessions, logiciels	Autres immobilisations incorporelles	Total
Valeurs brutes au 31/12/2010	6 225	24 842	31 067
Acquisitions	598	-59	539
Mises au rebut/Cession	-974	-161	-1 135
Entrées	0	0	0
Sorties	-145	-23 535	-23 680
Transferts	118	-1 066	-948
Valeurs brutes au 31/12/2011	5 822	21	5 843
Amortissements au 31/12/2010	1 822	24	1 846
Dotations nettes aux amortissements	1 426	6	1 432
Mises au rebut/Cession	-296	-15	-311
Entrées	0	0	0
Sorties	-141	0	-141
Transferts	0	0	0
Amortissements au 31/12/2011	2 811	15	2 826
Dépréciations cumulées au 31/12/2010	0	12 429	12 429
Dotations aux provisions	0	11 255	11 255
Reprises sur provisions	0	0	0
Mises au rebut/Cession	0	-144	-144
Sorties	0	-23 540	-23 540
Transferts	0	0	0
Dépréciations cumulées au 31/12/2011	0	0	0
Valeurs nettes au 31/12/2010	4 403	12 389	16 792
Valeurs nettes au 31/12/2011	3 011	6	3 017

NOTE 13 - IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Valeurs en K€	Immobilisations corporelles en-cours et avances et acomptes versés sur immobilisations corporelles	Installations techniques, matériels, outillages	Constructions	Autres	Total
Valeurs brutes au 31/12/2010	186 137	426 657	5 132	6 529	624 455
Augmentations	196 740	5 659	0	205	202 604
Mises au rebut/Cession	-558	-31	-16	-614	-1 219
Sorties	-32 767	-218 265	-5 116	-307	-256 455
Transferts	-40 538	41 605	0	-118	949
Valeurs brutes au 31/12/2011	309 014	255 625	0	5 695	570 334
Amortissements au 31/12/2010	0	39 222	938	2 812	42 972
Dotations nettes aux amortissements	0	15 546	127	335	16 008
Reprises sur cessions/Mises au rebut	0	-6	-16	-252	-274
Entrées	0	0	0	0	0
Sorties	0	-31 579	-1 049	-266	-32 894
Amortissements au 31/12/2011	0	23 183	0	2 629	25 812
Dépréciations au 31/12/2010	27 491	9 993	0	0	37 484
Dotations aux provisions	2 149	20 349	0	0	22 498
Reprises sur provisions	0	0	0	0	0
Mises au rebut	0	0	0	0	0
Sorties	-4 235	-30 342	0	0	-34 577
Dépréciations au 31/12/2011	25 405	0	0	0	25 405
Valeurs nettes au 31/12/2010	158 646	377 442	4 194	3 717	543 999
Valeurs nettes au 31/12/2011	283 609	232 442	0	3 066	519 117

L'accroissement des immobilisations corporelles en cours est lié principalement à la construction de la centrale CCGN de TOUL (184 M€).

Le groupe capitalise les coûts d'emprunt relatifs aux coûts de construction des actifs industriels (voir note 8) et procède à la comptabilisation à l'actif des coûts de démantèlement de ses investissements industriels (voir note 21).

NOTE 14 - AUTRES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS- 14.1 *Autres actifs financiers non courants*

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Dépôts de garantie liés aux opérations d'achats et de ventes à terme (1)	1 410	1 775
Appels de marge (2)	3 710	14 431
Dépôts de garantie autres (3)	24 667	2 820
Autres	0	1 583
Total	29 787	20 609

(1) Dépôts de garantie liés aux opérations d'achats et de ventes à terme sur les marchés organisés : versés en couverture des risques liés aux opérations réalisées sur EEX Power Derivatives et Powernext gas future. Ces dépôts sont révisés quotidiennement en fonction des opérations en cours et de la volatilité des prix de marché. Le montant figurant au bilan correspond à la valorisation de ces dépôts le dernier jour de l'année.

(2) Appels de marge : versés en couverture de tout ou partie d'une moins value latente sur des contrats à terme (achats et ventes à terme) ou optionnels sur l'électricité. Les conditions et les seuils de versement sont négociés au cas par cas en fonction des contreparties.

(3) ces dépôts sont principalement des garanties accordés à des fournisseurs dans le cadre de l'activité de commercialisation d'énergie.

- 14.2 *Autres actifs financiers courants*

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Autres actifs financiers courants	50 633	0

Les autres actifs financiers courants sont des dépôts de trésorerie versés par Poweo SA en garantie.

Ils concernent la quote-part de 19.1 M€ du dépôt versé pour bénéficier de l'ARENH et remboursé le 2 janvier 2012 (cf paragraphe IV-1-E), la quote-part à moins d'un an de 27.9 M€ du dépôt relatif aux contrats d'achat d'électricité ainsi que le dépôt complémentaire de 3.5 M€, relatif à ces mêmes contrats, restitué le 2 janvier 2012 (cf paragraphe IV-1-G).

- 14.3 *Instruments financiers dérivés non courants*

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Instruments financiers dérivés non courants actifs	0	310
Instruments financiers dérivés non courants passifs	4 370	9 251

Les montants correspondent aux justes valeurs positives et négatives des contrats de couverture des financements long-terme à taux variable.

- 14.4 Instruments financiers dérivés courants

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Instruments financiers dérivés courants actifs	21 893	20 863
Instruments financiers dérivés courants passifs	62 328	16 054

Les montants correspondent aux justes valeurs positives et négatives des contrats d'énergie comptabilisés en Mark-to-Market.

NOTE 15 - STOCKS

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Gaz	10 096	5 267
Travaux en cours	0	1 427
Stock de marchandises	0	455
Total	10 096	7 149

NOTE 16 - CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Clients & comptes rattachés (valeur brute)	120 209	148 610
Dépréciation créances douteuses	-9 536	-9 752
Total Clients et Comptes rattachés	110 673	138 858
Valeur nette des créances dépréciées	20 304	10 824

La répartition par antériorité des créances clients (valeur nette) au 31 décembre 2011 est la suivante :

Total clients et comptes rattachés	Non échues & non dépréciées	échues & non dépréciées					total
		< 30 jours	30 - 60 jours	60 - 90 jours	90 - 120 jours	> 120 jours	
110 673	85 086	2 686	249	327	179	1 842	5 283

Toutes les créances échues et non dépréciées concernent des créances publiques ou des créances pour lesquelles Poweo bénéficie d'un contrat d'assurance crédit.

Les créances publiques ne sont pas dépréciées en raison du risque client faible.

NOTE 17 - AUTRES CREANCES

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Créances de TVA	41 934	26 832
Tartam	6 149	11 109
Comptes courant Verbund	37 124	28
Autres	13 446	6 142
Total Autres créances	98 653	44 111

L'augmentation du poste de créances de TVA au 31 décembre 2011 est due à la TVA en attente de remboursement sur la filiale portant la centrale en construction Toul.

Au 31 décembre 2011, l'augmentation du compte courant provient de la mise à la disposition de Verbund des liquidités de Poweo Pont sur Sambre sous forme de « cash pooling ».

Les autres créances courantes figurent dans le tableau de la note 29.1 sur la juste valeur des actifs et passifs financiers pour un montant de 56 719 K€ (les créances de TVA ne sont pas incluses). Ce même montant est également ventilé par échéance en note 29.2.

NOTE 18 - CHARGES CONSTATÉES D'AVANCE

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Option d'achat d'électricité (1)	0	28 519
Energie facturée non encore livrée	18 277	10 522
Autres charges constatées d'avance	5 403	2 830
Total Charges constatées d'avance	23 680	41 871

(1) En 2007, le Conseil de la concurrence a demandé à l'opérateur historique de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs une capacité totale d'électricité nucléaire de 1 500 MW en base, sur une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans. Outre une capacité d'approvisionnement valable jusqu'au 31 décembre 2012 dont POWEO bénéficie pour une capacité de 279 MW bruts (223,2 MW effectivement disponibles), le mécanisme d'enchères a porté sur une prime d'option relative à une capacité d'approvisionnement de même capacité valable durant dix ans à compter du 1^{er} janvier 2013.

La comptabilisation à la juste valeur de ces contrats d'approvisionnement (cf. paragraphe IV-1-F) a eu pour incidence le reclassement de la charge constatée d'avance dans la marge « Energy Management ».

NOTE 19 - ACTIFS FINANCIERS NON DERIVES A LA JUSTE VALEUR PAR RESULTAT

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Actifs financiers non dérivés à la juste valeur par résultat	1 004	0

Il s'agit de quotas de CO2 détenus en vue de leur revente avant terme sur le marché et provenant de la réception de quotas de CO2 en avril 2011. Parallèlement, pour se couvrir contre le risque de prix, Poweo a vendu à terme des instruments financiers dérivés de CO2.

NOTE 20 - TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Placements à court terme	28 774	46 843
Disponibilités	7 577	50 331
Total Trésorerie et équivalents de trésorerie	36 351	97 174

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités disponibles et des placements à court terme (parts de SICAV monétaires ayant la classification AMF « Monétaire Euro », OPCVM soumis à un risque négligeable de changement de valeur).

La trésorerie et les équivalents de trésorerie des filiales thermiques et d'énergies renouvelables s'élevaient à 53 M€ fin décembre 2010. Elle s'élève à 5 M€ fin décembre 2011 suite à la sortie de périmètre des filiales d'énergies renouvelables et la mise à la disposition de Verbund des liquidités de Poweo Pont sur Sambre sous forme de « cash pooling ».

Au 31 décembre 2011, les placements incluent 477 K€ de parts de SICAV nanties.

NOTE 21 - CAPITAUX PROPRES

Les mouvements affectant les capitaux propres du Groupe POWEO au cours des exercices 2011 et 2010 sont détaillés dans le tableau de variation des capitaux propres consolidés. Le capital social, entièrement libéré, est composé au 31 décembre 2011 de 16 391 888 actions de 1 € de valeur nominale. Il est inchangé par rapport au 31 décembre 2010.

Depuis le 27 mai 2005, les actions de POWEO sont admises aux négociations sur Alternext, marché organisé d'Euronext Paris S.A. Aucune distribution de dividendes n'a été effectuée depuis la création de la société.

Gains et pertes latents différés

Au 31 décembre 2011, les gains et pertes latents différés correspondent à la part du groupe dans la part efficace de la juste valeur des instruments financiers qui suivent le traitement comptable de couverture de flux de trésorerie. Il s'agit de swaps et options de taux couvrant le risque de taux sur des emprunts à taux variable ainsi que des contrats d'approvisionnements de gaz (cf note 29.3).

Gestion du capital

L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de son capital est de s'employer à maintenir un niveau de capital permettant de développer son activité.

Le Groupe ne gère pas son capital en utilisant des ratios d'endettement net sur capitaux propres dans la mesure où la politique du Groupe est de recourir à des financements de projet sans recours ou à recours limité.

NOTE 22 - PROVISIONS

Provisions non courantes Valeurs en K€	Démantèlement (1)	Coûts des avantages postérieurs à l'emploi (2)	Contrats déficitaires	Coûts de restructuration	Autres	Total
31/12/2010	2 787	311	0	0	0	3 098
Dotation de l'exercice	0	60				60
Reprises utilisées						0
Reprises non utilisées		-170				-170
Reclassement						0
Variation du pourcentage d'intérêt						0
Entrée de périmètre						0
Sortie de périmètre	-860	-92				-952
31/12/2011	1 927	109	0	0	0	2 036

Provisions courantes Valeurs en K€	Litiges	Contrats déficitaires	Coûts de restructuration	Autres	Total
31/12/2010	2 720	367	1 728	2 051	6 867
Dotation de l'exercice	1 189	1 948	650	625	4 412
Reprises utilisées	-938	-359	-1 899	-701	-3 898
Reprises non utilisées	-323		-253	-261	-837
Reclassement	96		22	-118	0
Entrée de périmètre					0
Sortie de périmètre				-122	-122
31/12/2011	2 744	1 956	248	1 473	6 422

Total Provisions au 31/12/2010						9 965
Total Provisions au 31/12/2011						8 457

(1) Le Groupe a constitué les provisions nécessaires à la couverture des coûts de démantèlement de sa centrale thermique en exploitation. La contrepartie de la provision pour démantèlement se positionne à l'actif et est amortie sur la durée de vie de l'actif.

(2) La contrepartie de la provision pour coûts des avantages postérieurs à l'emploi est présentée sur le poste des charges de personnel (cf. note 4).

NOTE 23 - FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Fournisseurs d'énergie	63 574	125 781
Fournisseurs d'immobilisations	54 449	14 799
Fournisseurs autres	38 946	50 109
Total Fournisseurs et comptes rattachés	156 969	190 689

NOTE 24 - DETTES FISCALES ET SOCIALES

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Dettes sociales et fiscales hors taxes spécifiques à l'énergie	46 482	37 607
Taxes spécifiques à l'énergie	21 555	13 706
Total Dettes sociales et fiscales	68 037	51 313

NOTE 25 - AUTRES DETTES COURANTES ET PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Chiffre d'affaires facturé à l'avance (1)	6 252	25 866
Autres produits constatés d'avance (2)	10	8 143
Produits constatés d'avance	6 262	34 009
Excédents reçus sur compensation TaRTAM (3)	28 661	28 661
Clients créditeurs (4)	77 101	2 511
Avance reçue sur cession d'actif (5)	39 000	0
Autres dettes diverses	6 909	1 370
Autres dettes courantes	151 671	32 542
Total Autres dettes courantes et PCA	157 933	66 551

(1) Il s'agit principalement au 31 décembre 2011 de produits constatés d'avance sur la vente d'électricité à des clients profilés.

Au 31 décembre 2010, le chiffre d'affaires facturé à l'avance intégrait également les primes de capacités encaissées en 2008, relatives à un contrat de vente d'électricité à long terme pour lesquelles la reconnaissance en résultat des produits constatés d'avance s'échelonnait sur la période 2009 à 2012. Seule la partie à moins d'un an de ces primes de capacité était enregistrée en « Autres dettes courantes » au 31 décembre 2010 soit 18.7 M€. Le solde à plus d'un an, soit 17 M€ à cette date, ayant fait l'objet d'un reclassement en « Autres dettes non courantes ». La comptabilisation à la juste valeur de ce contrat au cours du 1^{er} semestre 2011 a eu pour incidence la constatation de ces produits constatés d'avance dans la marge « d'Energy Management » (cf. paragraphe IV-1-H).

(2) Les autres produits constatés d'avance au 31 décembre 2010 sont principalement relatifs aux avantages fiscaux reçus dans le cadre des projets solaires bénéficiant de montage fiscal « loi Girardin ».

(3) Le Groupe Poweo a perçu un montant net excédentaire au titre de la compensation Tartam.

(4) L'augmentation du poste des clients créditeurs s'explique à hauteur de 67.9 M€ par des avoirs à émettre par la filiale Poweo Pont-sur-Sambre à ses off-takers du groupe Verbund.

(5) Le solde « d'avance reçue sur cession d'actif » correspond à une avance reçue sur la cession de l'actif non stratégique décrite en note IV-1-F.

NOTE 26 - AUTRES DETTES DIVERSES NON COURANTES

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Complément du prix d'acquisition	0	100
Chiffre d'affaires facturé à l'avance (1)	0	16 977
Autres dettes diverses non courantes	311	345
Total Autres dettes diverses non courantes	311	17 422

(1) cf. primes de capacité décrites au (1) de la note 25

NOTE 27 - ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	39 000	0

La rubrique « actifs détenus en vue de leur vente » concerne au 31 décembre 2011 l'actif financier jugé non stratégique (cf. paragraphe IV-1-F).

NOTE 28 - VENTILATION DES NOTIONNELS DES OPÉRATIONS A TERME PAR DURÉE RESTANT À COURIR

Notionnel en GWh (en Ktonnes pour le CO2)	jusqu'à 3 mois	de 3 mois à 1 an	de 1 an à 5 ans	> à 5 ans	TOTAL 31/12/2011	TOTAL 31/12/2010
Engagement net sur opérations électricité	722	1 868	3 991	0	6 582	2 187
Engagement net sur opérations gaz	-291	605	0	0	314	4 930
Engagement net sur opérations CO2	-170	90	0	0	-81	0

Notionnel en K€	jusqu'à 3 mois	de 3 mois à 1 an	de 1 an à 5 ans	> à 5 ans	TOTAL 31/12/2011	TOTAL 31/12/2010
Engagement net sur opérations électricité	30 866	111 202	230 183	0	372 251	116 435
Engagement net sur opérations gaz	341	15 749	0	0	16 090	8 618
Engagement net sur opérations CO2	-1 406	702	0	0	-704	0

Convention de signe : « + » Poweo est acheteur net, « - » Poweo est vendeur net.

Ces tableaux sont relatifs aux engagements conclus dans le cadre des activités « Own use » et « Energy Management » sur le périmètre directement géré par Poweo SA (hors filiales thermiques).

Par ailleurs, les engagements notionnels pris par les filiales thermiques sur leurs contrats d'approvisionnement gaz sont décrits ci-après :

Notionnel en GWh	jusqu'à 3 mois	de 3 mois à 1 an	de 1 an à 5 ans	> à 5 ans	TOTAL 31/12/2011
Engagement net sur opérations gaz	1 572	3 329	19 607	32 740	57 249

NOTE 29 - JUSTE VALEUR DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

- 29.1 Justes valeurs des actifs et passifs financiers

Conformément à la norme IFRS 7, le Groupe a réparti ses actifs et passifs financiers comptabilisés à la juste valeur en différentes catégories selon la nature de ces éléments et en différentes hiérarchies selon la typologie des modèles utilisés pour la détermination de la juste valeur de ces actifs et passifs.

Ainsi, le Groupe classe ses actifs et passifs financiers selon les catégories suivantes :

Catégorie	
Prêts et créances (loans and receivables)	LaR
Instruments financiers détenus à des fins de transaction (held for trading)	HFT
Instruments financiers dérivés de couverture de flux de trésorerie (cash flow hedging)	CFH

Conformément à IFRS7 révisée, la hiérarchie retenue est la suivante:

- Niveau 1: Prix coté (non ajusté) sur un marché actif pour des actifs et passifs identiques
S'agissant des achats et ventes à terme conclus sur EEX Power Derivatives et Powernext gas future, marchés considérés comme actifs, le dernier cours coté disponible est utilisé pour calculer la juste valeur.
- Niveau 2: Prix coté sur un marché actif pour un instrument similaire ou autre technique d'évaluation basée sur des paramètres observables
La juste valeur des achats et ventes à terme d'énergie conclus sur le marché de gré à gré est déterminée sur la base d'un modèle reposant sur une comparaison des prix contractuels avec les prix à terme de marché, en tenant compte de l'effet d'actualisation.
La juste valeur des swaps de taux d'intérêt et des swaps de gaz est déterminée comme la valeur que le Groupe est en droit de recevoir ou dans l'obligation de payer afin de se libérer de ses obligations au titre de ces contrats. Cette valeur est déterminée en utilisant des paramètres de marché, en particulier les prix de marché observés sur le gaz, et le niveau des taux d'intérêt.
- Niveau 3: Technique d'évaluation incorporant des paramètres non observables
La juste valeur des contrats d'achat d'électricité obtenus via le mécanisme d'enchères de capacité nucléaire mis en œuvre par l'opérateur historique est calculée pour les 3 prochaines années (horizon de liquidité du marché) sur la base d'un modèle reposant sur une comparaison des prix contractuels avec les prix à terme de marché, en tenant compte de l'effet d'actualisation.
S'agissant des achats et ventes d'options sur électricité, POWEO utilise des modèles internes, intégrant des paramètres non observables, notamment des hypothèses relatives à la volatilité du sous-jacent et aux quantités d'électricité qui seront livrées en cas d'exercice. Il n'y a plus d'instruments financiers dérivés de ce type dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2011.
La juste valeur d'un contrat d'approvisionnement en gaz (hiérarchie de niveau 3) est calculée par actualisation des primes restant à payer, et de l'espérance des gains attendus sur ce contrat, étant précisé que la probabilité que le contrat soit exercé de façon profitable est jugée non significative. Le paiement de la dernière prime étant intervenue en septembre 2011, ce contrat n'est plus pris en compte dans les instruments financiers dérivés au 31 décembre 2011.

Par ailleurs, une estimation raisonnable de la juste valeur de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des créances clients et des autres créances courantes est leur valeur comptable, compte tenu de leur échéance à court terme.

Il en est de même pour les dettes financières courantes et les autres dettes courantes.

Les dettes financières non courantes étant évaluées à leur coût amorti, le Groupe considère que la valeur comptable de ces dettes est une approximation raisonnable de leur juste valeur.

Le détail des actifs et passifs financiers par catégorie et par hiérarchie est le suivant :

ACTIFS FINANCIERS

Valeurs en K €	catégorie	hiérarchie	valeur nette		note
			comptable = juste valeur 31/12/2011	comptable = juste valeur 31/12/2010	
Instruments financiers dérivés	CFH	niveau 2	0	310	14.3
Autres actifs financiers non courants	LaR		29 787	20 609	14.1
Actifs non courants	Total		29 787	20 919	
Clients et comptes rattachés	LaR		110 673	138 858	16
Instruments financiers dérivés d'énergie	HFT	niveau 1	0	0	
Instruments financiers dérivés d'énergie	CFH	niveau 2	0	5 424	
Instruments financiers dérivés d'énergie	HFT	niveau 2	8 281	4 129	
Instruments financiers dérivés d'énergie	HFT	niveau 3	13 613	11 310	
Autres créances courantes	LaR		56 719	17 279	17
Autres actifs financiers courants	LaR		50 633	0	14.2
Actifs financiers non dérivés à la juste valeur par résultat	HFT	niveau 2	1 004	0	19
Trésorerie et équivalents de trésorerie	LaR		36 351	97 174	20
Actifs courants	Total		277 273	274 174	

PASSIFS FINANCIERS

Valeurs en K €	catégorie	hiérarchie	valeur nette		note
			comptable = juste valeur 31/12/2011	comptable = juste valeur 31/12/2010	
Dettes financières	LaR		467 415	334 324	29.4
Instruments financiers dérivés	CFH	niveau 2	4 370	9 251	14.2
Dettes non courantes	Total		471 785	343 575	
Dettes financières courantes	LaR		18 060	100 279	29.4
Fournisseurs et autres dettes d'exploitation	LaR		156 969	190 689	23
Instruments financiers dérivés d'énergie	HFT	niveau 2	7 225	6 468	
Instruments financiers dérivés d'énergie	HFT	niveau 3	55 104	9 585	
Autres dettes courantes	LaR		151 671	32 542	24, 25
Dettes courantes	Total		389 028	339 563	

Le détail des instruments financiers classés en niveau 3 est le suivant :

Valeurs en K €	juste valeur au 31/12/2011	juste valeur au 31/12/2010	Impact resultat
Contrat d'approvisionnement d'électricité auprès de l'opérateur historique (1)	0	6 636	-6 636
Contrat d'approvisionnement d'électricité auprès de l'opérateur historique (2)	-41 623	0	-41 623
Options d'achat et vente d'électricité	0	-393	393
Options d'achat et vente de gaz	131	-4 518	4 649
Total Level 3	-41 492	1 726	-43 217

(1) Ce contrat a été reclassé en « actifs détenus en vue de leur vente » au 31/12/2011 (cf. paragraphe IV-1-F)

(2) Il s'agit des contrats d'achat d'électricité obtenus via le mécanisme d'enchères de capacité nucléaire mis en œuvre par l'opérateur historique en 2008 et 2009 à la demande du conseil de la concurrence. (cf. paragraphe IV-1-G)

- 29.2 Flux futurs de trésorerie attendus sur les actifs et passifs financiers

ACTIFS FINANCIERS

Valeurs en K €	jusqu'à 3 mois	de 3 mois à 1 ans	de 1 ans à 5 ans	> à 5 ans	Total	note
Autres actifs financiers non courants	0	0	29 787	0	29 787	14.1
Clients et comptes rattachés (net)	110 673	0	0	0	110 673	16
Autres créances courantes	56 719	0	0	0	56 719	17
Autres actifs financiers courants	22 581	28 052	0	0	50 633	14.2
Trésorerie et équivalents de trésorerie	36 351	0	0	0	36 351	20
Flux de trésorerie futurs attendus	226 324	28 052	29 787	0	284 163	

PASSIFS FINANCIERS

Valeurs en K €	jusqu'à 3 mois	de 3 mois à 1 ans	de 1 ans à 5 ans	> à 5 ans	Total	note
Dettes financières	-2 856	-28 417	-233 272	-379 120	-643 666	
Instruments financiers dérivés non courants*	0	-425	-1 568	-2 378	-4 370	14.3
Fournisseurs et autre dettes d'exploitation	-156 969	0	0	0	-156 969	23
Autres dettes diverses	-151 671	0	0	0	-151 671	25
Flux de trésorerie futurs attendus	-311 496	-28 842	-234 840	-381 498	-956 676	

*A l'exception des dérivés contractés dans le cadre de l'activité d'Energy Management

- 29.3 Comptabilité de couverture de flux de trésorerie

Au cours de l'exercice 2011, un montant de -481 K€ a été reconnu directement dans les capitaux propres au titre de la variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie.

Par ailleurs, suite à leur reclassification en instruments financiers détenus à des fins de transaction, la juste valeur des swaps de gaz, soit +4 979 K€, a été recyclée dans le compte de résultat au cours du 1^{er} trimestre 2011 (cf. paragraphe IV-1-H)

D'autre part, suite à leur sortie du périmètre de consolidation, la juste valeur des swaps de taux détenus par les filiales d'énergies renouvelables, soit -4 563 K€, a été recyclé dans le compte de résultat au cours du 2^{ème} semestre 2011 (cf. paragraphe IV-1-B)

Au 31 décembre 2011, la comptabilité de couverture de flux de trésorerie est uniquement appliquée pour le swap de taux couvrant le financement long terme à taux variable de la centrale CCGT Poweo Pont-Sur-Sambre. Les flux d'intérêts relatifs à cet instrument financier dérivé seront reconnus en résultat au cours des douze prochaines années en liaison avec les charges d'intérêt de l'emprunt couvert.

- 29.4 Nature des dettes financières

Dettes financières non courantes

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Financement de projet	379 049	334 028
Autres financements	88 366	296
Total Dettes financières non courantes	467 415	334 324

Dettes financières courantes

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Financement de projet	17 839	60 029
Autres financements	88	39 432
Concours bancaires	133	818
Total Dettes financières courantes	18 060	100 279

Au 31 décembre 2011, les autres financements comprennent la dette financière de 82.9M€ enregistrée en contrepartie de la trésorerie nette versée par Verbund ainsi que les intérêts courus liés de 3.3 M€. Les transactions qui ont eu une incidence sur le montant de cette dette financière en 2011 sont les suivantes :

Date	Valeurs en K€	100%	60%
21/02/2011	Prix d'exercice initial de l'option d'achat (1)	200 000	120 000
22/06/2011	Carve out - Distribution à Verbund d'une créance (1)	-1 991	-1 195
29/06/2011	Carve out - Distribution à Verbund de trésorerie (1)	-15 000	-9 000
05/09/2011	Augmentation du capital Blaringhem (2)	2 294	1 376
16/09/2011	Rachat par Verbund des titres Poweo Outre-Mer Solaire (3)	2 350	1 410
22/09/2011	Cession de la branche Energies Renouvelables (4)	-49 480	-29 688
31/12/2011	Prix d'exercice de l'option d'achat		82 903
31/12/2011	Intérêts courus liés à l'option d'achat		3 254
31/12/2011	Dette financière totale liée à l'option d'achat		86 157

(1) Cf paragraphe IV-1-A

(2) Cf paragraphe IV-1-K

(3) Cf paragraphe IV-1-C

(4) Cf paragraphe IV-1-B

Au 31 décembre 2010, conformément à la norme IAS 1, les dettes financières courantes incluent un montant de 37.4 M€ correspondant au reclassement de dettes de maturité supérieure à un an pour lesquelles le Groupe ne respectait pas, à la clôture de l'exercice, l'intégralité des clauses de covenants.

Au 31 décembre 2011, le groupe n'a pas eu de reclassement similaire à effectuer.

NOTE 30 - RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION

Le nombre moyen pondéré d'actions au 31 décembre 2011 est de 16 391 888 (au 31 décembre 2010 : 16 391 628). Le nombre total d'actions au 31 décembre 2011 s'élève comme au 31 décembre 2010 à 16 391 888.

Pour calculer le résultat dilué par action, le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires est ajusté pour prendre en compte l'effet de la conversion de toutes les actions ordinaires potentielles dilutives.

Nombre moyen pondéré des actions ordinaires en milliers d'actions	31/12/2011	31/12/2010
Nombre moyen d'actions ordinaires pour le calcul du résultat net par action non dilué	16 392	16 392
Nombre moyen d'actions théoriques supplémentaires issues des options de souscription d'actions et des obligations remboursables	0	0
Nombre moyen d'actions ordinaires pour le calcul du résultat net par	16 392	16 392
Résultat net part du Groupe (milliers d'euros)	-64 337	-133 419
Résultat net part du Groupe par action (€ / action)		
Non dilué	-3,9	-8,1
Dilué	-3,9	-8,1

NOTE 31 - RISQUES DE MARCHÉ ET GESTION DES RISQUES

Les principaux facteurs de risques sont les suivants :

- 31.1. Risques portés par la société Poweo SA
 - o Risque volume

La majeure partie de l'approvisionnement des clients en électricité est assurée sur le long terme par l'Arenh (cf note IV-1-E).

Concernant le gaz, Poweo s'approvisionne sur les marchés de gros au travers de contrats bilatéraux et en bourse sur Powernext gas. Poweo a également réservé des capacités de stockage et d'interconnexion et a mis en place une politique de couverture des consommations clients prévisionnelles de gaz.

Le risque volume correspond au risque que Poweo se retrouve en insuffisance d'électricité ou de gaz par rapport à la consommation de ses clients à un moment donné, obligeant Poweo à recourir à des sources d'approvisionnement plus coûteuses.

Les ventes d'électricité et de gaz aux clients de Poweo sont estimées en croisant le maximum d'informations (particularités de chaque client, données météorologiques, coefficients de calage,...). En dépit de ces prévisions sophistiquées, la consommation des clients ne peut être connue exactement en avance. La volatilité des consommations constitue donc un risque, mais ce dernier est limité. A titre d'exemple, le niveau de précision de la prévision de Poweo sur la consommation des clients en électricité dépasse historiquement 97% à J-1.

- Risque prix

Variation du prix de l'électricité

Poweo vend de l'électricité à ses clients profilés principalement dans le cadre de contrats dont les prix sont indexés sur les tarifs réglementés qui sont fixés par l'Etat. L'approvisionnement de ses clients est en majorité assuré par l'Arenh dont le prix est également déterminé par l'Etat. Il a été fixé à 40 €/MWh du 1^{er} juillet au 31 décembre 2011 et à 42 €/MWh à partir du 1^{er} janvier 2012. Les tarifs réglementés eux n'ont pas augmenté au 1^{er} janvier 2012. Poweo est soumis à un risque réglementaire de non répercussion de la hausse de l'Arenh dans les tarifs réglementés.

Cependant, la loi NOME (cf paragraphe IV-1-E) prévoit, dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, que les tarifs réglementés de vente d'électricité soient progressivement établis en tenant compte du prix d'Arenh.

Variation du prix du gaz

POWEO vend du gaz à ses clients profilés principalement dans le cadre de contrats dont les prix sont indexés sur les tarifs réglementés. Ces tarifs sont construits pour être représentatifs des coûts d'approvisionnement de GDF Suez, dont une part importante est indexée sur un panier de produits pétroliers. D'autre part, le coût d'approvisionnement de Poweo est représentatif du prix du gaz. La société a donc mis en place une politique de couverture du risque de variation de prix de ces produits pétroliers via des achats à terme d'instruments dérivés.

Cependant, la variation des tarifs réglementés étant fixée par l'Etat après avis de la CRE, il existe un risque réglementaire. Il s'agit du risque, lorsque le prix des produits pétroliers et donc les coûts d'approvisionnement de GDF Suez augmentent, que l'Etat décide de ne pas répercuter cette hausse sur les tarifs réglementés pour des raisons politiques ou sociales.

- Suivi des risques marchés

Les achats et les ventes sur les marchés de l'électricité sont gérés de façon quotidienne dans des portefeuilles en fonction de leur finalité (fourniture de clients finaux ou Energy Management). Poweo gère aussi bien des produits fermes standards que des produits dérivés fermes et optionnels. Les positions nettes en énergie sont valorisées avec les cotations de marché, dont la volatilité est importante. Le traitement comptable de ces opérations est détaillé en note III-4.2 ci-dessus.

Une gestion dynamique des portefeuilles ainsi que l'utilisation d'outils de suivi des risques permettent de suivre l'exposition de Poweo aux variations de prix de l'électricité sur le marché de gros.

Ainsi, afin de suivre les risques de marché, Poweo a mis en place une équipe et des outils de suivi de la valeur de marché des portefeuilles ainsi que des outils de gestion du risque reposant entre autres sur des analyses de sensibilité en fonction des variations possibles des prix de marché.

La Value at Risk (VAR) représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un actif ou d'un portefeuille d'actifs financiers compte tenu d'un horizon donné et d'un intervalle de confiance.

Au 31 décembre 2011 et au 31 décembre 2010, la « Value at Risk » (VaR) de l'activité Energy Management sur l'électricité était respectivement de 8.4 M€ et de 6.1 M€ avec une probabilité de 95% et un horizon de dix jours.

Le conseil d'administration de Poweo a de plus défini des limites pour les activités « Energy Management » (de volume, de montant et de niveau de perte). Un reporting quotidien résumant les indicateurs de risques est suivi par la Direction Générale de Poweo.

Les effets des fluctuations du prix de marché de l'électricité sur le résultat opérationnel sont mesurés par une analyse de sensibilité (+1/-1 €/MWh).

Au 31 décembre 2010, une augmentation des prix de marché de l'électricité de 1 €/MWh aurait généré un impact positif sur le résultat de 2,2 M€. A cette même date, une réduction de 1 €/MWh des prix de marché de l'électricité aurait généré un effet négatif sur le résultat de 2,2 M€.

Au 31 décembre 2011, la sensibilité est la suivante : une augmentation de 1 €/MWh des prix de marché de l'électricité génèrerait un impact positif sur le résultat de 4.7 M€; une réduction de 1 €/MWh des prix de marché de l'électricité génèrerait un impact négatif sur le résultat de 4.7 M€.

Suite à la résiliation fin janvier 2012 d'un des contrats d'approvisionnement d'électricité (cf note IV-2-A), l'exposition de Poweo s'est nettement réduite : une augmentation de 1 €/MWh des prix de marché génèrerait un impact positif sur le résultat de 2.4 M€; une réduction de 1 €/MWh des prix de marché génèrerait un impact négatif sur le résultat de 2.4 M€.

Enfin, la sensibilité des résultats à une variation des prix du gaz et des produits pétroliers est très faible.

- Risques liés aux aléas climatiques (risque volume et risque prix)

Les aléas climatiques ont un impact significatif sur l'activité et les résultats de Poweo. L'activité de Poweo est affectée par le caractère saisonnier de la demande en électricité et en gaz, qui est traditionnellement plus élevée au cours du premier trimestre de l'année, comprenant les mois les plus froids, et moins élevée au cours du troisième trimestre, comprenant les mois les plus chauds. Des aléas climatiques (essentiellement en termes de températures) importants 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 les plus froides. En conséquence, les résultats de Poweo peuvent être affectés par ces aléas climatiques. Ce risque est couvert par POWEO essentiellement à court terme et progressivement à mesure que les prévisions météo s'affinent.

- Risque de crédit

Les clients télérelevés font l'objet d'une analyse de leur santé financière via un assureur crédit, avant la signature des contrats de vente. L'assureur crédit informe Poweo du montant de l'en-cours de solvabilité garanti, et Poweo veille dès lors à ne pas dépasser cet en-cours. Le risque est donc couvert. D'autre part, les ventes à ce segment de clientèle ont été volontairement réduites par Poweo.

Les clients profilés professionnels font l'objet d'une sélection à l'entrée par interrogation d'un assureur crédit sur leur solvabilité. Par ailleurs, Poweo a contracté une assurance garantissant le recouvrement de 75% de l'en-cours contentieux pour les clients ayant fait l'objet d'une acceptation, qui représente la grande majorité des clients profilés.

S'agissant des opérations conclues dans le cadre de son approvisionnement, Poweo traite avec des contreparties de premier rang.

- Risque de liquidité

Le Groupe est attentif à disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer ses besoins. Un suivi quotidien des liquidités disponibles est en place ainsi qu'une revue quotidienne des besoins de liquidités. Des prévisions de trésorerie à horizon 12 mois sont régulièrement actualisées par le Groupe. La ventilation par échéance des passifs financiers est indiquée en note 29.2.

- 31.2. *Risques liés aux centrales CCGN consolidées du fait de l'option de rachat*

Suite à la cession des filiales Production au groupe Verbund en février 2011 (cf paragraphe IV-1-A), Poweo ne supporte plus sur le plan juridique les risques engendrés par les filiales thermiques puisqu'elle a le choix d'exercer ou non l'option de rachat à prix fixe sur ces sociétés. Cependant, elles restent incluses dans le périmètre de consolidation du groupe Poweo. Le fonctionnement opérationnel de la centrale de Pont-sur-Sambre notamment induit donc toujours des expositions financières pour le groupe dans le cadre de ses comptes consolidés. Il est donc important de rappeler les risques engendrés par les filiales thermiques :

- Risque de prix

La centrale Poweo Pont-sur-Sambre s'approvisionne en gaz en utilisant pour l'essentiel un contrat d'approvisionnement dont le coût d'achat est indexé sur un panier de produits pétroliers. Le coût de l'électricité produite se retrouve ainsi indexé pétrole. Cette électricité est revendue à 100% aux actionnaires de la centrale, le Groupe Verbund depuis le 1^{er} mars 2011, dans le cadre d'un contrat d'offtake. Cette revente se fait sur la base du prix de marché de l'électricité. Ce risque de prix, porté juridiquement par le Groupe Verbund, n'est pas couvert au niveau de la société Poweo Pont-sur-Sambre et ne l'est donc pas au niveau du groupe Poweo. Les clauses de ce contrat sont par ailleurs renégociables au 1^{er} octobre 2012.

- Risque de taux

Le risque de taux auquel est soumis le groupe Poweo est jugé faible au 31 décembre 2011. L'intégralité du financement de la centrale CCGT de Toul, accordé par des banques et garanti par Verbund, et 60% de celui de la centrale CCGT de Pont-sur-Sambre, accordé par Verbund, sont à taux fixe. L'emprunt résiduel à taux variable de la centrale CCGT de Pont-sur-Sambre (65 M€ au 31/12/2011) est couvert contre la variation des taux d'intérêt par un swap de taux. Ce contrat permet de convertir des flux d'intérêt à taux variable en flux d'intérêt à taux fixe ou de limiter l'effet financier des fluctuations de taux d'intérêt.

NOTE 32 - PAIEMENTS FONDÉS SUR ACTIONS

- 32.1 Description des plans existants

La société a ouvert des plans d'options de souscription d'actions accordés à certains salariés. Ces plans sont dénouables en actions (dénouement en instruments de capitaux propres au sens d'IFRS 2).

Date d'attribution	Nombre d'options	Prix d'exercice	Durée de vie initiale en années	Durée de vie contractuelle résiduelle en années
14 septembre 2007	88 850	37,87 euros	10	5,7
7 décembre 2007	8 000	32,06 euros	10	5,9
18 juillet 2008	175 000	26,76 euros	10	6,5
10 septembre 2008	25 000	26,04 euros	10	6,7
21 août 2009	300 000	29,00 euros	10	7,6
5 novembre 2009	153 197	23,00 euros	7	4,8

Evolution du nombre d'options en circulation	Nombre d'options	Nombre d'actions correspondant	Prix d'exercice moyen par action (€)
Options en circulation au 31.12.09	881 797	919 350	27,05
<i>Dont options exerçables</i>	<i>131 750</i>	<i>166 334</i>	<i>22,20</i>
Options attribuées			
Ajustement parité			
Options annulées			
Options exercées	1 500	1 894	11,88
Options en circulation au 31.12.10	880 297	917 456	27,08
<i>Dont options exerçables</i>	<i>130 250</i>	<i>164 440</i>	<i>22,32</i>
Options attribuées			
Ajustement parité			
Options annulées	59 697	59 697	24,01
Options expirées	265 100	302 259	24,56
Options exercées			
Options en circulation au 31.12.11	555 500	555 500	28,78
<i>Dont options exerçables</i>	<i>62 500</i>	<i>62 500</i>	<i>37,87</i>

- 32.2. Juste valeur des instruments attribués

La valorisation des BCE et des options de souscription et/ou d'achat d'actions est effectuée suivant le modèle Black & Scholes.

La volatilité attendue du titre a été déterminée à partir de la volatilité historique du titre Poweo depuis son introduction en bourse pour les attributions à compter de l'exercice 2006.

Le taux sans risque est déterminé par référence aux taux de marché des obligations zéro-coupon de durée égale à la durée de vie attendue des options.

Pour les attributions effectuées à compter de l'exercice 2006, la durée de vie attendue est égale à la durée entre la date d'attribution et la date d'exercice, supposée intervenir au milieu de la période d'exercice.

Les hypothèses retenues pour déterminer la juste valeur des options sont les suivantes :

Date d'attribution	14/09/2007	07/12/2007	18/07/2008
Cours à la date d'attribution	32,55 euros	33,38 euros	26,66 euros
Prix d'exercice	37,87 euros	32,06 euros	26,76 euros
Durée de vie attendue en années	7	7	6
Volatilité attendue	46,0%	46,0%	49,0%
Taux sans risque	4,4%	4,8%	5,4%
Taux distr. de dividendes	0,0%	0,0%	0,0%
Juste valeur	16,24 euros	18,6 euros	14,6 euros

Date d'attribution	10/09/2008	21/08/2009	05/11/2009
Cours à la date d'attribution	25,79 euros	19,46 euros	16,90 euros
Prix d'exercice	26,04 euros	29,00 euros	23,00 euros
Durée de vie attendue en années	7	6	6
Volatilité attendue	49,0%	50,0%	50,0%
Taux sans risque	5,4%	1,4%	1,2%
Taux distr. de dividendes	0,0%	0,0%	0,0%
Juste valeur	14,9 euros	7,3 euros	6,4 euros

- 32.3 Impact sur le résultat des paiements fondés sur actions

Le montant des charges comptabilisées au titre de paiements basés sur actions en application d'IFRS 2 est calculé sur la base de la juste valeur des options de souscription à la date d'attribution. Il se décompose de la façon suivante.

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Charges comptabilisées au titre des options de souscription	1 031	1 579

NOTE 33 - INFORMATION RELATIVE AUX PARTIES LIÉES

Sommes versées aux dirigeants

Sont dirigeants les membres du conseil d'administration et les directeurs généraux délégués.

Valeurs en K€	2011	2010
Salaires et autres avantages à court terme versés au cours de l'exercice	209	658
Total	209	2 501

Les montants des jetons de présence distribués en 2011 et 2010 s'élèvent respectivement à 47 K€ et 30 K€.

Opérations avec les entreprises associées

Les opérations avec les entreprises associées concernent les sociétés mises en équivalence.

Valeurs en K€	2011	2010
Produits financiers	10	68

Opérations avec le groupe Verbund

Le Groupe Poweo a procédé aux transactions suivantes avec le Groupe Verbund, qui détenait 46% du capital de Poweo SA jusqu'au 30 septembre 2011 (cf paragraphe IV-1-C). Ce dernier a par ailleurs accordé à Poweo SA une option de rachat des filiales Production qui lui ont été cédées le 21 février 2011 (cf. paragraphe IV-1-A). Le groupe Verbund assure depuis cette date le management opérationnel des sociétés incluses dans l'option de rachat.

Valeurs en K€	2011	2010
Achats d'énergie	88 836	57 830
Ventes d'énergie	159 491	93 757
Honoraires, commissions, intérêts & prestations de services versés	12 977	12 521
Honoraires, commissions, intérêts & prestations de services reçus	515	0

Valeurs en K€	31/12/2011
Clients et comptes rattachés	15 901
Fournisseurs et comptes rattachés	89
Autres créances courantes	37 125
Autres dettes courantes	8 915

Les achats et ventes d'énergie présentés ci-dessus indiquent des volumes de transactions relatifs à l'activité normale et à l'activité « d'Energy management » de Poweo. Ces montants ne sont donc pas directement comparables aux postes de chiffre d'affaires et de coût des ventes du compte de résultat consolidé. En effet, comme précisé au paragraphe III-10.2 ci-dessus, la marge sur l'activité « d'Energy management » est présentée en net dans le chiffre d'affaires consolidé.

Par ailleurs, le groupe Poweo a conclu avec Verbund, dans le cadre de sa politique d'approvisionnement, des transactions à terme, qui sont reflétées dans les engagements mentionnés à la note 28 ci-dessus. Au 31 décembre 2011 les notionnels des opérations à terme engagées avec Verbund se détaillent comme suit :

Notionnel en K€	jusqu'à 3 mois	de 3 mois à 1 an	de 1 an à 5 ans	> à 5 ans	31/12/2011	31/12/2010
Achats à terme	1 150	3 477	0	0	4 627	18 554
Ventes à terme	-11 245	-34 031	0	0	-45 276	-89 255

Notionnel en GWh	jusqu'à 3 mois	de 3 mois à 1 an	de 1 an à 5 ans	> à 5 ans	31/12/2011	31/12/2010
Achats à terme	22	66	0	0	88	350
Ventes à terme	-222	-672	0	0	-894	-1 689

Opérations avec le groupe Direct Energie

Poweo a procédé aux transactions suivantes avec le groupe Direct Energie, qui détient 46% du capital de Poweo SA depuis le 30 septembre 2011 (cf paragraphe IV-1-C)

Valeurs en K€	31/12/2011
Honoraires, commissions, intérêts & prestations de services reçus	50
Honoraires, commissions, intérêts & prestations de services versés	6

Par ailleurs, la ligne de crédit de 35 M€ accordée par Verbund a été reprise par Direct Energie.

Autres parties liées

Une convention d'animation et d'assistance a été conclue au cours de l'exercice 2010 avec la société Prim & Proper. En 2011, le montant de 1 890 K€ (2 153 K€ en 2010) a été enregistré à ce titre dans les charges du groupe.

NOTE 34 - INFORMATION SUR LES SECTEURS OPERATIONNELS

INFORMATIONS GÉNÉRALES

Les secteurs opérationnels sont fondés sur les activités du groupe Poweo pour lesquelles une information financière spécifique est disponible et régulièrement examinée par le principal décideur opérationnel.

L'appréciation de la performance et l'allocation de ressources aux différentes activités est effectuée au niveau le plus haut de la hiérarchie décisionnaire du groupe. Le conseil d'administration constitue ainsi le principal décideur opérationnel. C'est notamment l'organe qui approuve le budget en dernier lieu. L'appréciation des performances des activités du groupe est effectuée régulièrement par le conseil d'administration de Poweo sur la base d'un reporting interne qui présente une information ventilée principalement entre deux secteurs opérationnels : les secteurs « Commerce » et « Direction du Négoce et de l'Optimisation des Actifs (« DNOA »). Leurs performances sont analysées par le conseil d'administration de Poweo qui prend également les décisions d'allocation des ressources sur ces secteurs.

Les produits qui caractérisent ces secteurs sont détaillés ci-après :

- Secteur Commerce : les produits de ce secteur sont les ventes d'énergie à destination des consommateurs finaux d'électricité ou de gaz.
- Secteur Direction du Négoce et de l'Optimisation d'Actifs : les produits de ce secteur sont constitués des marges réalisées par les opérations « *d'Energy Management* ». Ce secteur comprend également des ventes d'électricité à destination des réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité ainsi que les revenus tirés de la revente sur le marché de l'électricité produite par les installations thermiques du Groupe sur les deux premiers mois de l'année 2011, à l'exception des ventes réalisées directement auprès des parties liées qui sont dans le secteur amont.

Suite à la cession de la branche Production à VERBUND (cf. note II-1-A), le secteur « Amont » a été sorti du reporting interne en 2011 car il n'est plus directement sous le contrôle opérationnel de son conseil d'administration bien qu'il soit inclus dans son périmètre de consolidation.

INDICATEURS SECTORIELS PRÉSENTÉS

Le Principal Décideur Opérationnel examine la performance des secteurs opérationnels sur la base de trois principaux indicateurs qui sont la marge brute, l'excédent brut opérationnel et le résultat

opérationnel. L'ensemble de ces indicateurs sont présentés dans les informations relatives au résultat des secteurs.

De plus, étant donné que les indicateurs suivants sont inclus dans le résultat opérationnel, ils font l'objet d'une présentation distincte, conformément au § 23 de la norme IFRS 8 :

- Les produits des activités ordinaires provenant de clients externes,
- Les produits des activités ordinaires provenant de transactions intersectorielles,
- Les amortissements d'actifs corporels et incorporels.

En outre, conformément aux §23 et 24 de la norme, les éléments suivants étant régulièrement fournis au principal décideur opérationnel ils font également l'objet d'une présentation distincte :

- éléments matériels sans effet sur la trésorerie autre que l'amortissement,
- augmentation des actifs non courants.

Les règles et méthodes comptables utilisées pour le calcul et la présentation des indicateurs sectoriels sont identiques aux règles du groupe Poweo et les informations financières sont établies en norme IFRS.

POWEO - Comptes consolidés au 31 décembre 2011

INFORMATIONS SUR LE RÉSULTAT

Au 31 décembre 2011 :

2011 Secteurs opérationnels en K€	Commerce	DNOA	Structure & Ajustements	Production 01 & 02/2011	Éliminations	Total reporting interne	Production 03 à 12/2011	Ajustements & éliminations	Total Poweo groupe
Produits sectoriels									
Produits sectoriels externes	332 299	55 826	2 234	14 604	0	404 963	109 103	-10 624	503 442
Produits sectoriels internes	142	1 893	183	21 534	-23 752	0	0	0	0
Evaluation des résultats									
Marge brute	26 043	32 571	1 205	3 810	0	63 629	-13 543	-2 460	47 626
Excédent brut opérationnel	-2 552	26 455	-8 229	-2 828	0	12 846	-36 591	-335	-24 080
Résultat opérationnel	-12 338	23 860	193	-5 825	0	5 890	-83 198	-11 619	-88 927
Autres informations du compte de résultat									
Charge nette d'amortissement, de dépréciation et de provision	241	-2 449	-2 930	-3 037	0	-8 175	-47 446	0	-55 621

Au 31 décembre 2010 :

31/12/2010 Secteurs opérationnels - en K€	Commerce	DNOA	Amont	Structure & Ajustements	Éliminations	Éléments non répartis	Total
Produits sectoriels							
Produits sectoriels externes	424 930	183 001	88 382	0	0	0	696 313
Produits sectoriels internes	709	26 509	127 148	3 200	-157 566	0	0
Évaluation des résultats							
Marge brute	7 096	-2 042	63 074	0	0	0	68 128
Excédent brut opérationnel	-23 906	-7 539	34 415	-9 653	0	0	-6 683
Résultat opérationnel	-83 591	-8 284	-44 235	-10 119	0	0	-146 229
Autres informations du compte de résultat							
Charge nette d'amortissement, de dépréciation et de provision	-18 342	0	-79 358	-9 196	0	0	-106 896

INFORMATIONS SUR LES INVESTISSEMENTS, LES ACTIFS ET LES PASSIFS

Au 31 décembre 2011 :

31/12/2011 Actifs et passifs sectoriels	Commerce	DNOA	Structure & ajustements	Total reporting interne	Production	Ajustements & éliminations	Total Poweo groupe
Actifs non courants corporels & incorporels	304	1 661	2 203	4 168	517 966	0	522 134
Écart d'acquisition	0	0	0	0	0	0	0
Actifs financiers non courants	15 430	11 665	2 488	29 583	204	0	29 787
Impôts différés actifs	0	0	4 003	4 003	4 393	0	8 396
Actifs courants	148 614	67 969	34 380	250 963	110 294	-8 274	352 983
Actifs détenus en vue de leur vente	0	39 000	0	39 000	0	0	39 000
Actifs sectoriels	164 348	120 295	43 074	327 717	632 857	-8 274	952 300
Impôts différés passifs	0	0	4 318	4 318	12 753	0	17 071
Passifs non courants	512	2 050	49	2 611	385 365	86 156	474 132
Passifs courants	121 810	127 578	19 287	268 675	259 878	-58 804	469 749
Passifs sectoriels	122 322	129 628	23 654	275 604	657 996	27 352	960 952
Autres informations							
Éléments matériels sans effet sur la trésorerie autres que	38	-83	35	-10	-23	0	-33
Augmentation des actifs non	-5	575	22 552	23 122	180 023	0	203 145

Au 31 décembre 2010 :

31/12/2010	Commerce	DNOA	Amont	Structure & Ajustement	Éliminations	Éléments non répartis	Total
Actifs et passifs sectoriels							
Actifs non courants corporels & incorporels	1 104	1 416	553 860	4 410	0	0	560 790
Écart d'acquisition	25	0	1 020	0	0	0	1 045
Actifs financiers non courants	176	16 205	3 306	1 232	0	0	20 919
Impôts différés actifs	0	0	45 224	0	0	0	45 224
Actifs courants	137 156	82 508	101 898	3 247	-71 957	97 175	350 027
Actifs sectoriels	138 461	100 129	705 308	8 889	-71 957	97 175	978 005
Impôts différés passifs			54 195				54 195
Passifs non courants	710	16 997	346 302	86	0	0	364 095
Passifs courants	160 551	140 419	153 637	9 558	-71 957	39 545	431 753
Passifs sectoriels	161 261	157 416	554 134	9 644	-71 957	39 545	850 043
Autres informations							
Éléments matériels sans effet sur la trésorerie autres que l'amortissement	-52 140	51 296	-1 186	-1 597	0	-24 189	-27 816
Augmentation des actifs non courants	7	0	144 474	9 100	0	0	153 581

INFORMATIONS CONCERNANT L'ENSEMBLE DE L'ENTITÉ**Informations sur les produits et services**

Les groupes de produits provenant de clients externes sont détaillés dans la note 1 sur le chiffre d'affaires consolidé du groupe Poweo.

Informations sur les zones géographiques

La totalité des opérations réalisées par le groupe Poweo est située en France.

Informations concernant les clients importants

En 2010 et 2011, le chiffre d'affaires avec Verbund représente à lui seul plus de 10% du chiffre d'affaires consolidé suite à la mise en service de la centrale Poweo Pont-sur-Sambre le 25 septembre 2009.

NOTE 35 - ENGAGEMENTS HORS-BILAN

Engagements donnés en K€	Échéance < 3 mois	Échéance 3 mois à 1 an	Échéance 1 an à 5 ans	Échéance > 5 ans	Total 31/12/2011	Total 31/12/2010
Nantissements et autres sûretés réelles	23 081	28 702	25 114	400 640	477 537	658 548
Avals cautions garanties données	0	327	0	20 113	20 440	224 449
Baux commerciaux et maintenance	0	0	36 199	10 000	46 199	118 218
Construction	0	0	63 055	0	63 055	248 620
Autres engagements donnés	0	0	6 639	0	6 639	0
Total	0	0	0	0	607 231	1 249 835

Engagements reçus en K€	Échéance < 3 mois	Échéance 3 mois à 1 an	Échéance 1 an à 5 ans	Échéance > 5 ans	Total 31/12/2011	Total 31/12/2010
Emprunt souscrits non encore reçus	0	0	62 000	56 000	118 000	91 148
Ligne de crédit accordées non utilisées	0	35 000	0	0	35 000	45 000
Autres engagements reçus	0	0	0	0	0	500
Total	0	0	0	0	153 000	136 648

Le groupe consent des sûretés réelles principalement sous forme d'hypothèques accordées par les filiales dans le cadre du financement des projets de centrales thermiques.

D'autre part, Direct Energie se substitue à Verbund pour l'ensemble des engagements financiers de celui-ci envers Poweo, incluant notamment une ligne de crédit de 35 M€.

POWEO - Comptes consolidés au 31 décembre 2011

Enfin, le Groupe est bénéficiaire de garanties de fonctionnement technique sur certaines installations industrielles, qui portent en particulier sur des niveaux de disponibilité. Ces engagements ne sont pas valorisables et n'ont pas été inclus dans les engagements reçus du tableau précédent.

Les engagements hors-bilan au 31 décembre 2011 sont ventilés par échéance hors activité production thermique ci-après :

Engagements donnés en K€	Échéance < 3 mois	Échéance 3 mois à 1 an	Échéance 1 an à 5 ans	Échéance > 5 ans	Total hors Production	Total Production	Total 31/12/2011
Nantissements et autres sûretés réelles	23 081	28 402	24 967	0	76 450	401 087	477 537
Avals cautions garanties données	0	0	0	0	0	20 440	20 440
Baux commerciaux et maintenance	0	0	0	0	0	46 199	46 199
Construction	0	0	0	0	0	63 055	63 055
Autres engagements donnés	0	0	6 639	0	6 639	0	6 639
Total	23 081	28 402	31 606	0	76 450	530 781	607 231

Engagements reçus en K€	Échéance < 3 mois	Échéance 3 mois à 1 an	Échéance 1 an à 5 ans	Échéance > 5 ans	Total hors Production	Total Production	Total 31/12/2011
Emprunt souscrits non encore reçus	0	0	0	0	0	118 000	118 000
Ligne de crédit accordées non utilisées	0	35 000	0	0	35 000	0	35 000
Autres engagements reçus	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	35 000	0	0	35 000	118 000	153 000

NOTE 36 - HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Valeurs en K€	31/12/2011	31/12/2010
Contrôle légal	549	544
Diligences directement liées	104	154
Total Honoraires des commissaires aux comptes	653	698

NOTE 37 - INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES SUR LE TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDE

- 37.1 Autres éléments sans incidence sur la trésorerie

Le montant des « autres éléments sans incidence sur la trésorerie » s'élève à -33 K€ sur 2011. Il s'agit essentiellement de la part inefficace des swaps de taux d'intérêts qui sont recyclés dans le compte de résultat.

- 37.2 Variation du besoin en fond de roulement lié à l'activité

Au 31 décembre 2011

En K€	31 / 12 / 2011	31 / 12 / 2010	Variation de périmètre	Reclassements	Variation du BFR lié à l'activité
Stocks & en cours	10 096	7 149	-1 518	0	4 465
Clients et comptes rattachés	110 673	138 858	-5 024	-47	-23 114
Autres créances	96 436	37 036	3 102	-2 719	59 017
Charges constatées d'avance	23 680	41 871	-971	0	-17 220
CREANCES	240 885	224 914	-4 411	-2 766	23 148
Fournisseurs et autres dettes	102 520	175 890	-2 489	-34	-70 847
Dettes fiscales et sociales	68 037	51 313	-1 372	120	17 976
Dettes diverses	151 671	32 542	-1 915	-24	121 068
Produits constatés d'avance	6 262	34 009	-7 870	16 977	-36 854
DETTES	328 490	293 754	-13 647	17 039	31 343
Variation du BFR lié à l'activité					8 195

NOTE 38 - PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Le périmètre de consolidation inclut 9 sociétés au 31 décembre 2011 :

SOCIETES	METHODE D'ENTREE DANS LE PERIMETRE	% D'INTERET	METHODE DE CONSOLIDATION
POWEO SA	Société mère	100,0%	Société mère
GAZ DE NORMANDIE	Création en 2007	100,0%	IG
POWEO SERVICES	Création en 2007	100,0%	IG
POWEO PONT SUR SAMBRE PRODUCTION	Création en 2006	60,0%	IG
POWEO TOUL PRODUCTION	Création en 2007	60,0%	IG
POSILYS	Création en 2007	100,0%	IG
MG BAT	Acquisition en 2007	100,0%	IG
POWEO ENTREPRISE	Création en 2008	100,0%	IG
POWEO BLARINGHEM PRODUCTION	Création en 2009	60,0%	IG

IG : intégration globale

Les variations de périmètre au cours de l'année 2011 sont les suivantes :

SOCIETES	METHODE D'ENTREE DANS LE PERIMETRE	% D'INTERET	VARIATION DE PERIMETRE 2011
POWEO PRODUCTION	Création en 2006	60,0%	SORTIE
POWEO FORMATION	Création en 2007	100,0%	FUSION
POWEO BEAUCAIRE PRODUCTION	Création en 2006	60,0%	FUSION
POWEO ENR SAS	Création en 2006	60,0%	SORTIE
POWEO SERVICES PACA	Création en 2006	70,0%	FUSION
CENTRALE EOLIENNE DE L'AUXOIS SUD	Création en 2007	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DU PLATEAU DE LANGRES	Création en 2007	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DE LA MONTAGNE	Création en 2007	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DE LAURENS	Création en 2007	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DE VARS	Création en 2007	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DE SAINTE MAURE SEPMES	Création en 2007	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DES CLERIMOIS	Acquisition en 2007	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DE BASSIGNY	Acquisition en 2007	60,0%	SORTIE
PARC EOLIEN DU FOND DE LA PLAINE	Acquisition en 2007	60,0%	SORTIE
BIOMASSE ENERGIE DU DOUBS	Création en 2007	60,0%	SORTIE
BIOMASSE ENERGIE DE PASQUIS	Création en 2007	60,0%	SORTIE
BIOMASSE ENERGIE DE LANNEMEZAN	Création en 2007	60,0%	SORTIE
BIOMASSE ENERGIE DE LANEUVILLE	Création en 2007	60,0%	SORTIE
BIOMASSE ENERGIE DE BONNILLET	Création en 2007	60,0%	SORTIE
BIOMASSE ENERGIE DE BALAN	Création en 2007	60,0%	SORTIE
SOCIETE D'APPROVISIONNEMENT DE BIOMASSE ENERGIE DU DOUBS	Création en 2007	60,0%	SORTIE
AGSIL	Acquisition en 2007	100,0%	FUSION
MISTRAL EN BEAUCE	Acquisition en 2008	60,0%	SORTIE
FERME EOLIENNE DES EVITS ET JOSAPHAT	Acquisition en 2008	60,0%	SORTIE
FERME EOLIENNE LA REMISE RECLAINVILLE	Acquisition en 2008	60,0%	SORTIE
POWEO SOLAIRE 1	Création en 2008	60,0%	SORTIE
CENTRALE SOLAIRE DE TOREILLES	Création en 2008	60,0%	SORTIE
EOLIENNES DU GRAND LEJON	Création en 2008	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DU COL DE FANS	Création en 2008	60,0%	SORTIE

SOCIETES	METHODE D'ENTREE DANS LE PERIMETRE	% D'INTERET	VARIATION DE PERIMETRE 2011
CENTRALE EOLIENNE DE CAULNES	Création en 2008	60,0%	SORTIE
POWEO INTERNATIONAL	Création en 2008	100,0%	SORTIE
POWEO OUTRE MER SOLAIRE	Création en 2008	30,1%	SORTIE
EOLIENNES DE LA COTE DE NACRE	Création en 2008	60,0%	SORTIE
MAURIENNE	Acquisition en 2008	60,0%	SORTIE
POWEO SOLAIRE DEVELOPPEMENT	Création en 2008	30,1%	SORTIE
BIOGAZ DU PAYS DE CHATEAU-GONTHIER	Création en 2008	57,1%	SORTIE
POWEO SOLAIRE 2	Création en 2008	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DU NORD VAL DE L'INDRE	Création en 2008	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DU PAYS CHAUMONTAIS	Création en 2008	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DU PAYS ENTRE MADON ET MOSELLE	Création en 2008	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DE VILLACERF	Création en 2008	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DE VIERSAT	Création en 2008	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DE RECLAINVILLE	Création en 2008	60,0%	SORTIE
CENTRALE EOLIENNE DE BAIS ET TRANS	Création en 2008	60,0%	SORTIE
PARC EOLIEN LES VAUX DE ROQUES	Acquisition en 2008	60,0%	SORTIE
POWEO OUTRE MER SOLAIRE PRODUCTION 2	Création en 2008	18,0%	SORTIE
POWEO OUTRE MER SOLAIRE PRODUCTION 3	Création en 2008	21,0%	SORTIE
POWEO OUTRE MER SOLAIRE PRODUCTION 4	Création en 2008	21,0%	SORTIE
POWEO SOLAIRE 3	Création en 2009	60,0%	SORTIE
POWEO SOLAIRE 4	Création en 2009	60,0%	SORTIE
POWEO SOLAIRE 5	Création en 2009	60,0%	SORTIE
POWEO SOLAIRE 6	Création en 2009	60,0%	SORTIE
POWEO SOLAIRE 7	Création en 2009	60,0%	SORTIE
POWEO SOLAIRE 8	Création en 2009	60,0%	SORTIE
POWEO SOLAIRE 9	Création en 2009	60,0%	SORTIE
POWEO POLZKA	Création en 2009	100,0%	SORTIE
VALORENE	Création en 2009	19,84%	SORTIE
CENTRALE DE BEAUCAIRE	Création en 2010	60,0%	SORTIE
POWEO OUTRE MER SOLAIRE PRODUCTION 5	Création en 2010	21,04%	SORTIE
CENTRALE SOLAIRE DE LONGEAU	Création en 2010	60,0%	SORTIE
CENTRALE SOLAIRE DE LA PLAINE	Création en 2010	60,0%	SORTIE
POWEO OUTRE MER SOLAIRE PRODUCTION 1	Création en 2010	30,06%	SORTIE

Les filiales « solaire DOM » ont été cédées à Verbund (cf paragraphe IV-1-C) et les autres sociétés de la branche Energies Renouvelables ont été cédées au consortium formé par Axa Private Equity et Neoen (cf. paragraphe IV-1-B).

Poweo Beaucaire Production a fusionné avec Poweo Production avant sa sortie du périmètre de consolidation. AGSIL a fusionné avec Posilys et les sociétés Poweo Services PACA et Poweo Formation ont fusionnées avec Poweo SA.