

Séchilienne-Sidec

Rapport financier semestriel
au 30 juin 2011



**Séchilienne
Sidec**

SOMMAIRE

- I. Rapport d'activité semestriel.....p. 1 à 14

- II. Comptes consolidés intermédiaires résumés
au 30 juin 2011p. 15 à 45

- III. Attestation du Président sur le rapport financier
semestriel.....p. 46 à 47

- IV. Rapport des Commissaires aux Comptes sur l'information
financière semestrielle.....p. 48 à 50

I. Rapport d'activité semestriel

au 30 juin 2011

Table des matières

1	CHIFFRES CLES	3
1.1	CHIFFRES FINANCIERS	3
1.2	MW EN EXPLOITATION ET GWH PRODUITS	4
1.3	TAUX DE DISPONIBILITE	4
2	FAITS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE	5
2.1	DOMAINE THERMIQUE	5
2.2	DOMAINE PHOTOVOLTAÏQUE	6
2.3	DOMAINE EOLIEN	8
2.4	AUTRES FAITS MARQUANTS	8
3	COMMENTAIRES SUR LES COMPTES CONSOLIDES SEMESTRIELS	9
3.1	LE COMPTE DE RESULTAT	9
3.2	LE TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE	12
3.3	LA STRUCTURE FINANCIERE	12
4	PERSPECTIVES	13
5	TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIEES	13
6	DONNEES RELATIVES A L'ACTIONNARIAT	13
7	EVOLUTION DES RISQUES	14

1 CHIFFRES CLES

1.1 Chiffres financiers

Compte de résultat en M€	30/06/2011	30/06/2010	Ecart (**)	Var	2010
Produits des activités ordinaires	167,6	140,1	27,5	19,6%	304,8
EBITDA (*)	62,7	45,6	17,1	37,6%	107,8
dont hors défisc	48,8	45,6	3,2	7,0%	94,9
dont défisc	13,9		13,9		12,9
% du CA	37,4%	32,5%	4,9%		35,4%
Amortissements et provisions	-17,4	-13,4	-4,0	29,9%	-29,3
Résultat opérationnel	45,3	32,2	13,1	40,8%	78,5
% du CA	27,0%	23,0%	4,1%		25,7%
Résultat financier	-12,3	-8,3	-4,0	48,1%	-17,7
Mises en équivalence	1,3	0,7	0,6	89,9%	2,8
Impôts	-8,7	-5,2	-3,5	67,2%	-15,0
% sur RN avant IS et MenEq	-26,2%	-21,7%	-4,5%		-24,7%
Résultat Net	25,7	19,4	6,3	32,4%	48,6
% du CA	15,3%	13,9%	1,5%		16,0%
Résultat Net Part du Groupe	21,7	15,9	5,8	36,7%	40,5
% du CA	13,0%	11,3%	1,6%		13,3%
Résultat par action (en euros)	0,76	0,56	0,20		1,42
Capacité d'autofinancement	65,6	48,7	16,9		112,5
Trésorerie nette fin de période	68,8	82,2	-13,4		106,5
Capitaux propres	346,8	315,2	31,6		344,2
Endettement net	573,7	497,6	76,1		523,4

(*) Résultat opérationnel hors dotations aux amortissements et dotations et reprises de provisions

(**) Chiffres exacts prenant en compte les décimales masquées

1.2 MW en exploitation et GWh produits

	MW bruts en exploitation au		Var.	Production en GWh		Var.
	30/06/2011	30/06/2010		1S.2011	1S.2010	
CTBR 1 et 2	108,0	108,0		332,7	357,5	
CTG A et B	122,0	122,0		415,5	391,1	
CTM	64,0	64,0		159,2	125,8	
CCG	40,0	40,0		58,4	30,5	
CE	38,0			68,2		
Thermique hors Maurice	372,0	334,0	11%	1 033,9	904,9	14%
CTSAV 1 et 2	90,0	90,0		216,5	223,3	
CTBV	70,0	70,0		194,3	189,9	
CTDS	35,0	35,0		119,6	99,4	
Thermique Maurice	195,0	195,0	0%	530,5	512,6	3%
Thermique	567,0	529,0	7%	1 564,4	1 417,5	10%
DOM	44,7	19,5		25,6	12,0	
Hors France	4,4	2,4		2,8	1,8	
France métropole	8,2	6,9		5,9	1,0	
Photovoltaïque	57,3	28,8	99%	34,4	14,8	132%
Vanault le Chatel	8,5	8,5		6,4	7,8	
Bambesch	12,0	12,0		7,9	8,8	
Niederuisse	12,0	12,0		9,2	9,6	
Clamanges et Villeseneux	10,0	10,0		8,1	10,5	
Porte de France	8,0			8,0		
Eolien	50,5	42,5	19%	39,5	36,6	8%
Total Groupe	674,8	600,3	12%	1 638,2	1 468,9	12%

1.3 Taux de disponibilité

	Taux de disponibilité	
	1S.2011	1S.2010
CTBR 1 et 2	77,7%	84,1%
CTG A et B	88,8%	85,3%
CTM	78,2%	60,6%
CCG	91,4%	93,2%
CE	87,5%	
Thermique hors Maurice	83,9%	81,1%
CTSAV 1 et 2	87,8%	89,2%
CTBV	86,2%	86,9%
CTDS	97,4%	97,1%
Thermique Maurice	88,9%	89,8%
	85,6%	84,3%

2 FAITS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE

Les faits marquants du premier semestre 2011 ont été les suivants, pour les sociétés consolidées en intégration globale et proportionnelle :

2.1 *Domaine thermique*

- Conditions d'exploitation des centrales :
 - En date du 8 mars 2011, le Groupe a mis en service la centrale de Caraïbes Energie d'une puissance de 38 MW en Guadeloupe. Cette centrale bénéficie d'un contrat de 30 années. Ce contrat prévoit le versement d'une prime fixe déterminée sur la base des coûts d'investissements et des coûts fixes de production. Cette prime est assortie d'un système de bonus / malus basé sur la disponibilité de la centrale. Caraïbes Energie répond aux dernières exigences environnementales en termes de traitement des fumées et de l'eau. La puissance thermique installée et consolidée du Groupe est ainsi passée ainsi de 334 MW au 31 décembre 2010 à 372 MW au 30 juin 2011.
 - Les primes fixes de CTBR-1 et de CTG-A se sont vu appliquer les baisses prévues au contrat à partir du 1er janvier 2011, soit l'équivalent d'environ 9 M€ par an pour les deux centrales, et un impact net sur la trésorerie de - 2,5 M€.
 - La production thermique du Groupe affiche une hausse de +14,3% sur les centrales consolidées en intégration globale (les centrales mauriciennes, dont la puissance s'élève à 195 MW, sont mises en équivalence), qui s'explique par la mise en service de Caraïbes Energie, par l'augmentation du taux de disponibilité technique moyen (qui s'établit à 83,9%, soit près de 3 points de plus qu'au 1er semestre 2010), et par un taux d'appel très élevé (près de deux fois plus important que pendant la période équivalente en 2010) pour la centrale de pointe de CCG en Martinique.
 - Toutes les centrales ont effectué au cours du premier semestre la quasi-totalité de leurs arrêts annuels programmés, ce qui, toutes choses égales par ailleurs, devrait permettre de bénéficier d'une meilleure disponibilité au second semestre.
- Evolution du contexte économique et réglementaire :
 - Le prix du charbon a continué à croître, notamment du fait d'une tension sur le marché liée à des problématiques climatiques en Australie et en Colombie, et à des problèmes importants de logistique ferroviaire en Afrique du Sud, trois pays importants fournisseurs de charbon pour les centrales thermiques du Groupe. Ce mouvement a impacté favorablement les recettes du Groupe du fait de l'indexation contractuelle du prix de vente de l'électricité au coût du combustible.
 - Le Groupe a reçu le 28 avril 2011 les quotas de CO2 2010 des deux centrales CTG-B et CCG qui lui faisaient encore défaut au 31/12/2010. Les quotas de CO2 2011 de CTBR, CTM et CTG-A ont été obtenus en mars 2011, et ceux de CTG-B et CCG sont attendus postérieurement (au plus tard en avril 2012). Le volume de quotas que le Groupe recevra pour l'exploitation de sa nouvelle centrale Caraïbes Energie est en cours de détermination. Pour mémoire, la franchise laissée à la charge des centrales thermiques dans le cadre des contrats

EDF est plafonnée à un montant global maximal de 2 millions d'euros/an pour les trois centrales thermiques CTM-CTBR-CTG, et à 1 million d'euros pour la centrale de Caraïbes Energie.

■ Développement et projets :

- Au mois de juin, la Commission de Régulation de l'Energie a donné son accord pour la signature d'un contrat de 30 ans de fourniture d'électricité à EDF à partir de la future centrale de CCG-2 d'une puissance de 38 MW en Martinique, conçue notamment pour utiliser un large éventail de biomasse et alimenter en vapeur la sucrerie SAEM du Galion. Les prochaines étapes de la réalisation de cette centrale sont le dépôt d'une demande de permis de construire et d'une demande d'autorisation au titre du régime ICPE avec un objectif de mise en service en 2014.

■ Social :

- Un accord de participation dérogatoire a été signé avec la centrale de Caraïbes Energie pour 2011.
- Des mouvements sociaux sont intervenus dans les centrales thermiques du Groupe comme dans celles d'EDF aux Antilles et à la Réunion, à l'appui d'une demande reposant sur l'interprétation controversée de certaines dispositions du statut national des industries électriques et gazières. Le Conseil d'Etat saisi pour avis a considéré qu'il s'agissait d'un problème relevant de la compétence des Tribunaux de l'ordre judiciaire qu'il appartient aux auteurs de la demande de saisir s'ils le souhaitent. L'impact de ces mouvements sur la disponibilité et la production a été limité du fait de la forte mobilisation du personnel non-gréviste.

2.2 *Domaine photovoltaïque*

■ Conditions d'exploitation des centrales :

- L'évolution de la production d'électricité photovoltaïque s'est inscrite dans la dynamique déjà très favorable de 2010. Au 1er semestre 2011, elle a augmenté de 132% pour s'établir à 34,4 GWh.
- Cette forte augmentation reflète d'une part le plein effet de la mise en service de 23,9 MW de nouvelles installations au cours de l'année 2010, mais aussi les premières contributions des 14,4 MW mis en service au cours du 1er semestre 2011, dont en mars les 6 tranches restantes du projet de Kourou (12 MW, Guyane).
- Les conditions d'ensoleillement ont été bonnes dans l'Océan Indien comme dans les Caraïbes.
- 2,7 MW restent en attente de raccordement, en raison de retards importants au niveau des délais de raccordement d'EDF, notamment dans les Caraïbes.

■ Evolution du contexte économique et réglementaire :

En France :

- La loi de finances pour 2011 autorise la défiscalisation de certains projets photovoltaïques déjà avancés, sous condition notamment de mise en service avant le 31 mars 2011. Le Groupe dispose de 11,8MW éligibles à ces conditions. Un montant de 13,9 M€, dont 2,3 M€ déjà effectivement encaissés, ont été reconnus dans les comptes au 30 juin 2011. Des produits de défiscalisation complémentaires estimés à 5,1 M€, devraient être reconnus au cours du second semestre.
- Les dispositions réglementaires prises en France par le Gouvernement le 4 mars 2011, un peu avant l'expiration du « moratoire » institué dans le domaine photovoltaïque par le décret du 9 décembre 2010, soumettent les projets portant sur les parcs photovoltaïques au sol et les installations sur bâtiments de puissance unitaire supérieure à 100KW à un régime d'appel d'offres, sauf à se voir appliquer un tarif d'achat n'ayant pas vocation à rentabiliser ces projets. Les cahiers des charges de ces appels d'offres ne sont pas encore établis. L'économie des futurs projets du Groupe entrant dans ce cadre sera étudiée une fois les cahiers des charges connus. Les décisions de réponse aux appels d'offres seront prises au cas par cas.
- Les conditions d'achat obligatoire par le réseau de l'électricité d'origine photovoltaïque, antérieurement fixées par un arrêté du 10 juillet 2006, ont été modifiées dans un sens restrictif par des arrêtés en date des 12 et 15 janvier 2010, complétés par un autre arrêté du 16 mars 2010, avant l'intervention des dispositions pré-mentionnées du 4 mars 2011. Leurs stipulations ne concernent pas les installations en exploitation, qui conservent pendant toute la durée de leur contrat d'achat (20 ans) leur base de tarif initiale.
- Les installations non encore en service le 15 janvier 2010, mais pour lesquelles une demande de contrat d'achat a été déposée avant le 1^{er} novembre 2009, ou pour lesquelles la proposition technique et tarifaire (PTF) de raccordement au réseau a déjà été signée et le premier acompte versé avant le 11 janvier 2010, conserveront par ailleurs le bénéfice des conditions d'achat de l'arrêté du 10 juillet 2006. Les installations plain-champ du Groupe en cours de développement à Matoury (4MW, Guyane) et Bethléem (5,4 MW, Réunion) entrent dans ce cas de figure et ne seront donc pas affectées par l'abaissement des tarifs et des dispositifs d'indexation associés. Les projets futurs seuls y seront soumis et les calculs de rentabilité les concernant prendront en compte cette évolution.

A l'étranger :

- Au cours du premier semestre, le contexte réglementaire en Espagne, où le Groupe exploite 2,4 MW, n'a pas évolué. Certaines mesures de suspension du tarif d'achat notifiées au Groupe en avril 2011 ont ensuite été abrogées. En Italie le contexte a évolué défavorablement (baisse des tarifs) mais les changements n'ont pas affecté les centrales du Groupe (2MW en service).

■ Développement et projets :

- Le parc installé ou en cours de construction du groupe a évolué de la façon suivante au cours du premier semestre :

<i>en MW</i>	30-juin-11	31-déc-10	30-juin-10
Installations raccordées	57,3	42,9	28,8
Installations en attente de raccordement	2,7	6,9	9,9
Installations en construction	9,4	10,2	7,1
Total installé et en cours de construction	69,4	60,0	45,8

- La construction de 9,4 MW de capacités supplémentaires à Matoury (4MW, Guyane) et à Bethléem (5,4MW, Réunion) se poursuit conformément au calendrier. Elle portera la puissance photovoltaïque installée du Groupe à 69,4MW d'ici la fin de l'année 2011.
- Le Groupe a obtenu au cours du premier semestre 2011 des permis de construire pour des centrales photovoltaïques à hauteur de 20 MW, et son portefeuille de permis de construire s'élevait à 30 MW au 30 juin 2011. Ces projets ne sont pas aujourd'hui assurés de bénéficier, à l'issue des appels d'offres à venir, d'un prix de vente permettant de décider leur réalisation.

2.3 Domaine éolien

- Conditions d'exploitation des centrales :
 - La production d'électricité d'origine éolienne s'est établie à 39,5 GWh, en progression de 7,9% par rapport à la production du 1er semestre 2010. Cette progression résulte de la mise en service du parc de Porte de France (8MW) en 2010.
 - Les conditions de vent ont été globalement médiocres au cours du semestre, en dépit d'un excellent mois de juin.
- Développement et projets :
 - Les capacités de production s'établissaient à fin juin 2011 à 50,5 MW. Elles ont été accrues en juillet des 6 MW du parc des Crêtes d'Heninel, dans le Pas-de-Calais, portant ainsi les capacités éoliennes en exploitation à la date d'arrêté des comptes à 56,5 MW.
 - A fin juin 2011, le portefeuille de permis de construire obtenus s'élevait à 13 MW purgés de tout recours. Les demandes de permis de construire n'ayant pas encore fait l'objet de décisions définitives portent sur 12 MW.

2.4 Autres faits marquants

- En date du 23 mars 2011 et pour une durée d'un an renouvelable à compter de cette date, la société Séchilienne-Sidec a confié à l'entreprise d'investissement Crédit Agricole Cheuvreux la mise en œuvre d'un contrat de liquidité. Ce contrat de liquidité, qui s'inscrit dans le cadre du programme de rachat d'actions autorisé par les Assemblées Générales des actionnaires de la Société des 18 mai 2010 et 25 mai 2011, a pour objet l'animation des titres de la société Séchilienne-Sidec sur le marché réglementé de NYSE Euronext à Paris. Pour la mise en œuvre de ce contrat, 2 M€ ont été affectés au compte de liquidité. Au 30 juin 2011, Séchilienne – Sidec détenait 62 000 actions acquises à un prix moyen de 18,43 euros par action dans le cadre du contrat de liquidité.
- Le Groupe étudie actuellement quatorze projets représentant une capacité totale de 670 MW sur quatre continents : Europe, Afrique, Amérique du Nord et Asie. Ces projets se situent dans les domaines thermique, biomasse-charbon, photovoltaïque, éolien et hydraulique.

3 COMMENTAIRES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS SEMESTRIELS

3.1 Le compte de résultat

○ Le chiffre d'affaires

CA en millions d'euros Secteur d'activité	Cumul à fin juin			
	30/06/2011	30/06/2010	Ecart	Var (**)
Thermique	149,6	120,6	29,0	24,1%
Photovoltaïque	13,7	15,7	-1,9	-12,4%
dont exploitation	13,7	5,9	7,8	133,2%
dont autres ventes (*)		9,8	-9,8	-100,0%
Eolien	3,3	3,1	0,2	7,6%
Holding	0,9	0,8	0,2	22,0%
TOTAL	167,6	140,1	27,5	19,6%

(*) ventes de panneaux et d'installations photovoltaïques clé en main à des tiers

(**) Chiffres exacts prenant en compte les décimales masquées

Le chiffre d'affaires ressort en hausse de 27,5 millions d'euros par rapport à celui enregistré au 30 juin 2010, en hausse de 19,6%. Cette hausse s'explique par :

- un effet volume global de de +29,3 millions d'euros qui se décompose en :
 - un effet de 21,5 millions d'euros du fait de l'augmentation de 14,3% de la production thermique (hors Maurice), dont la moitié attribuable à la mise en service en mars de la centrale Caraïbes Energie. Pour rappel, les centrales mauriciennes ne font pas partie du périmètre de consolidation globale et leur chiffre d'affaires n'est donc pas consolidé,
 - un effet de 7,8 millions d'euros du fait de la mise en service de 23,9 MW de nouvelles installations photovoltaïques au cours de l'année 2010, mais aussi des premières contributions des 14,4 MW mis en service au cours du 1er semestre 2011, dont en mars les dernières 6 tranches du projet de Kourou (12 MW, Guyane).
- un effet prix de +12,4 millions d'euros du fait de la hausse du cours d'achat du charbon, passé en moyenne de 90 €/t au S1.2010 à 109 €/t au S1.2011.
- un effet négatif de -4,4 millions d'euros lié à la baisse contractuelle des primes fixes (environ 9 millions d'euros sur l'ensemble de l'exercice) sur les centrales de CTBR et CTG.
- une variation négative de -9,8 millions d'euros qui s'explique par la réalisation au cours du premier semestre 2010 de ventes de panneaux photovoltaïques, alors qu'aucune n'a été réalisée au cours du premier semestre 2011.

○ L'EBITDA

EBITDA en millions d'euros	Cumul à fin juin			
	30/06/2011	30/06/2010	Ecart	Var (**)
Secteur d'activité				
Thermique	39,7	39,4	0,3	0,8%
Photovoltaïque	9,6	5,0	4,6	92,9%
dont exploitation	9,6	4,5	5,1	111,4%
dont autres ventes (*)		0,4	-0,4	-100,0%
Eolien	2,2	2,3	-0,1	-4,8%
Holding et autres	-2,7	-1,1	-1,7	156,2%
TOTAL hors défiscalisations	48,8	45,6	3,2	7,1%
Défiscalisations	13,9		13,9	
TOTAL	62,7	45,6	17,1	37,6%

(*) ventes de panneaux et d'installations photovoltaïques clé en main à des tiers

(**) Chiffres exacts prenant en compte les décimales masquées

- L'EBITDA hors produits de défiscalisation s'établit à 48,8 millions d'euros, en progression de 3,2 millions d'euros, soit +7,0% d'un semestre sur l'autre. Il est rappelé que l'EBITDA du 1er semestre ne prend en compte la production de la centrale de Caraïbes Energie que sur un peu plus de trois mois.

L'analyse par activité de cette progression est la suivante :

- L'EBITDA du secteur Thermique s'établit à 39,7 millions d'euros, à comparer à 39,4 millions d'euros au 1er semestre 2010, soit une progression de 0,8%. Cette variation s'explique pour l'essentiel par les effets favorables de la meilleure disponibilité des centrales, du fort taux d'appel de CCG et de la mise en service de Caraïbes Energie (impact de +7,0 millions d'euros en tout) qui ont été quasi intégralement compensés par l'impact contractuel de la baisse des primes fixes sur deux des centrales du Groupe (-4,4 millions d'euros) ainsi que par un effet-stock moins favorable dû au léger tassement tout au long du 1er semestre 2011 des coûts du charbon exprimés en euros alors qu'ils avaient fortement progressé au cours du 1er semestre 2010 (impact en variation de -3,0 millions d'euros).
- Dans le secteur Photovoltaïque, l'EBITDA au titre de l'exploitation s'est élevé à 9,6 millions d'euros, contre 4,5 millions d'euros au 1er semestre 2010, en progression de 111%. Cette excellente performance s'explique par la conjugaison de l'augmentation de la capacité en exploitation précitée, la bonne performance des équipements, et des conditions d'ensoleillement favorables. Pour rappel les cessions de panneaux photovoltaïques au premier semestre 2010 avaient généré un EBITDA de 0,4 millions d'euros.
- L'EBITDA du secteur Eolien s'établit à 2,2 millions d'euros. Malgré l'accroissement du parc il est en léger retrait sur le niveau de 2,3 millions d'euros réalisé au 1er semestre 2010,

du fait principalement de mauvaises conditions de vent sur les cinq premiers mois de l'année.

- La contribution de la Holding à l'EBITDA est en baisse de 1,7 millions d'euros par rapport au 1er semestre 2010, en raison notamment de la moindre capitalisation des charges liées au développement de nouveaux projets, en particulier les projets à l'international.
- L'EBITDA y compris produits de défiscalisation s'établit à 62,7 millions d'euros, en progression de 37,5% par rapport au premier semestre 2010. Il prend en compte 13,9 millions d'euros de produits de défiscalisation. Grâce au raccordement de 11,8 MW d'installations photovoltaïques effectué avant le 31 mars 2011, le Groupe est en effet éligible à des produits de défiscalisation. A la date d'arrêté des comptes, 2,3 millions d'euros avaient été effectivement encaissés par le Groupe. Un second montant de 11,6 millions d'euros, placé auprès des investisseurs mais non encore encaissé par le Groupe, est également reconnu dans les comptes du 30 juin. Des produits de défiscalisation complémentaires, estimés à 5,1 millions d'euros, devraient être reconnus au cours du second semestre.

○ Le résultat opérationnel

Le résultat opérationnel s'élève à 45,3 millions d'euros contre 32,2 millions d'euros au 1^{er} semestre 2010.

Conformément à ce que le Groupe avait annoncé en mars dernier, les dotations aux amortissements sur les actifs corporels sont en progression notable (14,6 millions d'euros vs 11,1 millions d'euros au 1er semestre 2010), du fait de la construction et mise en service en 2010 et en 2011 d'importantes nouvelles capacités.

○ Le coût de l'endettement financier et les autres produits financiers et charges financières

La mise en service des nouvelles capacités a impacté le niveau du coût de l'endettement financier, qui passe de 9,5 millions d'euros au 1er semestre 2010 à 12,8 millions d'euros au 1er semestre 2011.

○ La quote-part du résultat net des entreprises associées

Grâce à la bonne performance des centrales mauriciennes, la quote-part du résultat net des entreprises associées s'élève à 1,3 million d'euros, contre 0,7 million d'euros au 1er semestre 2010.

○ La charge d'impôt

La charge fiscale s'établit à 8,7 millions d'euros, correspondant à un taux effectif d'impôt (hors quote-part du résultat net des entreprises associées) de 26,2%.

○ Le résultat net et le résultat net consolidé part du Groupe

Le résultat net consolidé s'établit à 25,7 millions d'euros, en hausse de 32,5% et le résultat net part du Groupe à 21,7 millions d'euros, en progression de 36,7%.

Il représente 0,76 €/action, à comparer à 0,56 €/action au premier semestre 2010.

3.2 Le tableau des flux de trésorerie

TFT en M€	1er semestre 2011	1er semestre 2010	Variation 1S11/1S10
Capacité d'autofinancement	65,6	48,7	16,9
Variation du besoin en fonds de roulement	(7,7)	(13,4)	5,7
Défiscalisation non encaissée	(11,6)	-	(11,6)
Impôt décaissé	(13,4)	(4,8)	(8,6)
Flux net de trésorerie opérationnel	32,9	30,5	2,4
Flux net de trésorerie d'investissements	(60,7)	(71,9)	11,2
Nouveaux emprunts	24,1	48,6	(24,5)
Remboursements d'emprunts	(20,5)	(15,3)	(5,2)
Coût de l'endettement financier	(12,8)	(9,5)	(3,3)
Autres	(0,7)	0,1	(0,8)
Flux net de trésorerie de financement	(9,9)	23,9	(33,8)
<i>Autres (écarts de conversion...)</i>	<i>0,0</i>		
Variation nette de la trésorerie	(37,6)	(17,5)	(20,2)
Trésorerie nette à l'ouverture (31.12.N-1)	106,5	99,7	6,8
Trésorerie nette à la clôture (30.06.N)	68,8	82,2	(13,4)

Les flux de trésorerie générés par l'activité opérationnelle se sont élevés à 32,9 millions d'euros au 1er semestre 2011, à comparer à 30,5 millions d'euros sur la même période de 2010. Cette hausse reflète une forte progression de la capacité d'autofinancement (65,6 millions d'euros vs 48,7 millions d'euros au 1er semestre 2010), mais dont une partie liée aux apports de la défiscalisation n'a pas encore été encaissée (11,6 millions d'euros).

Les investissements nets se sont élevés à 60,7 millions d'euros. Ce niveau témoigne de l'intense activité de développement dans le Groupe (notamment achèvement de la construction de Caraïbes Energie, de Kourou et d'Héninel, projets en cours de construction de Matoury et de Bethléem), mais aussi des travaux continus de rénovation et de renforcement de la fiabilité technique des centrales thermiques existantes.

La trésorerie de clôture s'établit à 68,8 millions d'euros, contre 106,5 millions d'euros au 31 décembre 2010.

3.3 La structure financière

Au 30 juin 2011, les capitaux propres s'élèvent à 346,8 millions d'euros, contre 344,2 millions d'euros au 31 décembre 2010.

L'endettement financier brut s'élève à 642,5 millions d'euros. Il est constitué à hauteur de 84% de dette de financement de projets, couvrant des installations en exploitation et en cours de construction. La dette financière nette s'établit à 573,7 millions d'euros.

4 PERSPECTIVES

Le second semestre bénéficiera en termes d'activité de l'effet volume des nouvelles installations thermiques, photovoltaïques et éoliennes mises en service depuis le début de l'année. Il devrait également bénéficier d'une meilleure disponibilité des centrales thermiques qui ont réalisé la quasi intégralité de leurs arrêts techniques et d'investissements sur le 1^{er} semestre.

Le compte de résultat sera par ailleurs dépendant de l'évolution du coût du charbon et du niveau obtenu des aides fiscales à l'investissement dans les Départements d'outre-mer.

Pour la deuxième partie de l'année, le Groupe est confiant quant à la poursuite du développement des projets en cours, dont notamment Matoury (4 MW, Guyane) et Bethléem (5,4 MW), dont la mise en service industrielle est prévue pour le troisième trimestre 2011.

L'EBITDA du second semestre, hors produits de défiscalisation, devrait ainsi progresser à un rythme sensiblement supérieur à celui du 1^{er} semestre.

Séchilienne-Sidec confirme ainsi, à conditions économiques équivalentes, les perspectives de progression sur l'ensemble de l'exercice d'au moins 15% de l'EBITDA y compris produits de défiscalisation et de 10% de l'EBITDA hors défiscalisation.

5 TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIEES

Il n'y a pas eu au cours du premier semestre 2011 de variations significatives des transactions réalisées avec les parties liées.

6 DONNEES RELATIVES A L'ACTIONNARIAT

Les franchissements de seuils suivants ont été déclarés auprès de la Société au cours du premier semestre 2011 :

- CM-CIC Asset Management agissant pour le compte des fonds communs de placement dont il assure la gestion a déclaré avoir franchi à la hausse le 6 janvier 2011 le seuil statutaire de 2 % du capital et des droits de vote et détenir 577 217 actions et droits de vote, répartis entre quatre OPCVM.
- La Société FINANCIERE DE L'ECHIQUIER agissant pour le compte de fonds dont elle assure la gestion a déclaré avoir franchi en hausse le 12 janvier 2011 les seuils de 5 % du capital et des droits de vote, et détenir pour le compte desdits fonds 1 437 500 actions SECHILIENNE-SIDEC représentant autant de droits de vote, soit 5,05 % du capital et des droits de vote.
- CM-CIC Asset Management agissant pour le compte des fonds communs de placement dont il assure la gestion financière a déclaré avoir franchi à la baisse le 21 janvier 2011 le seuil statutaire de 2 % du capital et des droits de vote, et détenir à cette date 422 217 actions et droits de vote répartis entre trois OPCVM.

- NORGES BANK, Banque Centrale de Norvège, a déclaré le 4 février 2011 avoir franchi en baisse le 20 janvier 2011 le seuil de 2 % du capital et des droits de vote de SECHILIENNE-SIDEC et détenir à cette date 567 306 actions représentant 1,99 % du nombre total d'actions (28 446 645) de la Société.
- CM-CIC Asset Management agissant pour le compte des fonds communs de placement dont il assure la gestion financière a déclaré avoir franchi à la hausse le 10 février 2011 le seuil statutaire de 2 % du capital et des droits de vote, et détenir à cette date 603 217 actions et droits de vote.
- BNP Paribas Asset Management, agissant au nom et pour son compte ainsi que pour le compte de CamGestion, de Fundquest France et des entités de Fortis Investments intégrés dans BNP Paribas Investment Partners pour les FCP, SICAV, Mandats et FCPE avec délégation des droits de vote, a déclaré avoir franchi en hausse le 8 avril 2011 le seuil statutaire de 1% du capital et détenir à cette date 356 492 actions représentant 1,25% du nombre total d'actions de la Société.
- BNP Paribas Asset Management, agissant au nom et pour son compte ainsi que pour le compte de CamGestion, de Fundquest France et des entités de Fortis Investments intégrés dans BNP Paribas Investment Partners pour les FCP, SICAV, Mandats et FCPE avec délégation des droits de vote, a déclaré avoir franchi en baisse le 22 juin 2011 le seuil statutaire de 1% du capital et détenir à cette date 278 765 actions représentant 0,98% du nombre total d'actions et droits de vote de la Société.

7 EVOLUTION DES RISQUES

La revue des risques ne comporte pas d'évolution significative par rapport à la description qui en est faite dans le document de référence enregistré auprès de l'AMF le 29 avril 2011.

II. Comptes consolidés intermédiaires

résumés au 30 juin 2011

Table des matières

A	COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE RESUME	17
B	ETAT DE RESULTAT GLOBAL.....	18
C	BILAN CONSOLIDE RESUME.....	19
D	TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES.....	21
E	TABLEAU DES FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES	22
F	NOTES AUX ETATS FINANCIERS	24
1	FAITS MARQUANTS DE LA PERIODE.....	24
2	BASES DE PREPARATION DES COMPTES ET METHODES COMPTABLES	28
3	PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	32
4	SECTEURS OPERATIONNELS.....	32
5	PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	33
6	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	33
7	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS	34
8	COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER	34
9	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	35
10	IMPOTS.....	35
11	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES.....	36
12	IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	37
13	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES.....	38
14	ACTIFS FINANCIERS	38
15	CLIENTS ET COMPTES RATTACHES.....	39
16	STOCKS.....	39
17	AUTRES ACTIFS COURANTS.....	39
18	CAPITAL ET ACTIONS POTENTIELLES.....	40
19	DETTES FINANCIERES.....	41
20	PROVISIONS.....	43
21	INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES	43
22	FOURNISSEURS	43
23	AUTRES PASSIFS COURANTS.....	44
24	IMPOTS ET TAXES.....	44
25	ENGAGEMENTS HORS-BILAN	44
26	PARTIES LIEES	45
27	EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE	45

A Compte de résultat consolidé résumé

<i>En milliers d'euros</i>	Note	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Produit des activités ordinaires	5	167 571	140 076
Achats (variation des stocks incluse)		(72 350)	(58 038)
Frais de logistique		(3 295)	(2 881)
Charges de personnel		(15 341)	(11 361)
Autres charges d'exploitation	6	(27 989)	(24 097)
Autres produits d'exploitation	6	0	1 200
Dotation aux amortissements et provisions		(16 930)	(12 815)
Autres produits opérationnels	7	14 389	155
Autres charges opérationnelles	7	(729)	0
Résultat opérationnel		45 326	32 239
Coût de l'endettement financier	8	(12 783)	(9 471)
Autres produits financiers	9	495	1 100
Quote-part du résultat net des entreprises associées	13	1 330	695
Résultat avant impôt		34 368	24 563
Charge d'impôt	10	(8 659)	(5 178)
Résultat net de l'exercice		25 709	19 385
Revenant :			
Aux actionnaires de Séchilienne-Sidec SA		21 730	15 939
Aux intérêts ne conférant pas le contrôle		3 979	3 446
Résultat par action	18	0,76	0,56
Résultat dilué par action	18	0,76	0,56

Les notes font partie intégrante des états financiers résumés.

B Etat de résultat global

<i>En milliers d'euros</i>	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Résultat après impôt	25 709	19 385
Différences de conversion	(576)	395
Couvertures de flux de trésorerie	3 698	(4 818)
Impôts différés liés aux couvertures de flux de trésorerie	(949)	1 145
<i>Sous-total des autres éléments du résultat global</i>	<i>2 173</i>	<i>(3 278)</i>
Résultat global total	27 882	16 107
Revenant :		
Aux actionnaires de Séchilienne-Sidec	23 457	13 542
Aux intérêts ne conférant pas le contrôle	4 425	2 565

Les notes font partie intégrante des états financiers résumés.

C Bilan consolidé résumé
Actif

<i>En milliers d'euros</i>	Note	30/06/2011	31/12/2010
Actifs non courants			
Ecart d'acquisition		950	950
Immobilisations incorporelles	11	103 835	106 060
Immobilisations corporelles	12	837 724	783 936
Actifs financiers non courants	14	23 979	23 735
Participation dans les entreprises associées	13	23 779	25 257
Impôts différés actifs		5 293	5 238
Total des actifs non courants		995 560	945 176
Actifs courants			
Stocks et en cours	16	41 352	32 462
Clients	15	34 205	42 299
Autres actifs courants	17	48 697	37 350
Equivalents de trésorerie	14	47 363	81 067
Trésorerie	14	22 925	25 550
Total des actifs courants		194 542	218 728
Total de l'actif		1 190 102	1 163 904

Les notes font partie intégrante des états financiers résumés.

Passif

<i>En milliers d'euros</i>	Note	30/06/2011	31/12/2010
Capitaux propres part du groupe			
Capital	18	1 095	1 095
Primes		14 922	14 922
Réserves		252 146	228 702
Réserves de conversion		(7 064)	(6 488)
Résultat de l'exercice		21 730	40 490
Total des capitaux propres du groupe		282 829	278 721
Intérêts ne conférant pas le contrôle		63 955	65 475
Total des capitaux propres		346 784	344 196
Passifs non courants			
Avantages au personnel		9 511	8 588
Provisions pour risques	20	1 622	1 884
Impôts différés passifs	10	52 220	48 150
Dettes financières non courantes	19	558 739	562 286
Instruments financiers dérivés non courants	21	8 532	12 060
Total des passifs non courants		630 624	632 968
Passifs courants			
Fournisseurs	22	73 063	74 995
Impôts et taxes	24	18 547	20 102
Dettes financières courantes	19	83 762	75 583
Autres passifs courants	23	37 322	16 060
Total des passifs courants		212 694	186 740
Total du passif		1 190 102	1 163 904

Les notes font partie intégrante des états financiers résumés.

D Tableau de variation des capitaux propres

<i>En milliers d'euros</i>	Capital	Primes	Réserves et résultats	Couverture de flux de trésorerie	Ecart de conversion	Capitaux propres - part du groupe	Intérêts ne conférant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Capitaux propres au 1er janvier 2010	1 095	14 817	254 990	(4 218)	(5 935)	260 747	60 816	321 563
Actions propres			305			305		305
Distributions de dividendes			(19 950)			(19 950)	(2 324)	(22 274)
Augmentation de capital (a)		105				105		105
Stocks-options / actions de performance			277			277		277
Effet des variations de périmètre							(857)	(857)
Total des transactions avec les actionnaires		105	(19 673)			(19 568)	(3 181)	(22 749)
Variation de la différence de conversion					395	395		395
Variation de juste valeur sur dérivés de couverture				(2 792)		(2 792)	(881)	(3 673)
<i>Sous-total autres éléments du résultat global</i>				(2 792)	395	(2 397)	(881)	(3 278)
Résultat de la période			15 939			15 939	3 446	19 385
Total résultat global			15 939	(2 792)	395	13 542	2 565	16 107
Capitaux propres au 30 juin 2010	1 095	14 922	251 561	(7 010)	(5 540)	255 026	60 200	315 226

<i>En milliers d'euros</i>	Capital	Primes	Réserves et résultats	Couverture de flux de trésorerie	Ecart de conversion	Capitaux propres - part du groupe	Intérêts ne conférant pas le contrôle	Total des capitaux propres
Capitaux propres au 1er janvier 2011	1 095	14 922	276 460	(7 268)	(6 488)	278 721	65 475	344 196
Actions propres (b)			(795)			(795)		(795)
Distributions de dividendes (c)			(19 954)			(19 954)	(4 547)	(24 501)
Autres variations							64	64
Stocks-options / actions de performance			395			395		395
Effet des variations de périmètre (d)			1 005			1 005	(1 463)	(458)
Total des transactions avec les actionnaires			(18 554)			(18 554)	(5 946)	(24 500)
Variation de la différence de conversion					(576)	(576)		(576)
Variation de juste valeur sur dérivés de couverture				2 303		2 303	446	2 749
<i>Sous-total autres éléments du résultat global</i>				2 303	(576)	1 727	446	2 173
Résultat de la période			21 730			21 730	3 979	25 709
Total résultat global			21 730	2 303	(576)	23 457	4 425	27 882
Capitaux propres au 30 juin 2011	1 095	14 922	278 841	(4 965)	(7 064)	282 829	63 954	346 783

(a) – Au cours du premier semestre 2010, Séchilienne-Sidec a procédé à une augmentation de capital suite à la levée de 5 000 options intervenue le 29 mars 2010.

(b) – Cette ligne intègre l'effet de la neutralisation des actions d'autocontrôle acquises dans le cadre du contrat de liquidité.

(c) – L'Assemblée Générale des actionnaires de Séchilienne-Sidec du 25 mai 2011 a fixé le montant du dividende au titre de l'exercice 2010 à 0,70 euro par action.

(d) – L'effet des variations de périmètre provient de l'acquisition par Séchilienne-Sidec des intérêts hors Groupe de la société SCE représentant 5% du capital de cette dernière.

E Tableau des flux de trésorerie consolidés

<i>En milliers d'euros</i>	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Activités opérationnelles :		
Résultat net part du groupe	21 730	15 939
Intérêts ne conférant pas le contrôle	3 979	3 446
Ajustements		
. Dotations aux amortissements et aux provisions	17 433	13 418
. Variation des impôts différés	3 255	2 042
. Résultat des entreprises associées net des dividendes reçus	901	1 152
. Plus ou moins values de cession	(24)	25
. Autres éléments sans impact sur la trésorerie	395	277
. Produits financiers capitalisés	(224)	(172)
. Coût de l'endettement financier	12 783	9 471
. Charge d'impôt courant de l'exercice	5 405	3 135
Capacité d'autofinancement	65 633	48 733
Variation du besoin en fonds de roulement	(7 638)	(13 416)
Rétrocessions d'avantages fiscaux non encaissées	(11 600)	
Impôt décaissé	(13 425)	(4 828)
Flux net de trésorerie généré par les activités opérationnelles	32 970	30 489
Opérations d'investissement :		
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles (a)	(60 760)	(71 329)
Acquisition d'actifs financiers	(141)	(31)
Prix de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	43	17
Prix de cessions et diminutions d'actifs financiers	172	104
Acquisition/cession de filiales sous déduction de la trésorerie acquise/cédée		(243)
Autres éléments		(414)
Flux net de trésorerie généré par les activités d'investissement	(60 686)	(71 896)
Opérations de financement :		
Augmentation de capital		105
Transactions entre actionnaires	(458)	
Opérations sur actions propres	(794)	
Coût de l'endettement financier	(12 783)	(9 471)
Avances de financement	512	11 701
Emissions ou souscriptions d'emprunts et dettes financières	24 085	36 846
Remboursements d'emprunts et dettes financières	(20 471)	(15 267)
Flux net de trésorerie généré par les activités de financement	(9 909)	23 914
Effet du change sur la trésorerie		-1
Variation nette de la trésorerie	(37 625)	(17 494)
Trésorerie nette à l'ouverture	106 467	99 708
Trésorerie nette à la clôture	68 842	82 214
Variation de trésorerie	(37 625)	(17 494)

(a) – Pour le premier semestre 2010, les effets fiscaux des opérations d'investissement intégraient un crédit de TVA d'un montant de 4M€ qui a fait l'objet d'une demande de remboursement.

La trésorerie nette se décompose comme suit :

	1er semestre 2011	1er semestre 2010
<i>En milliers d'euros</i>		
Trésorerie	22 925	18 974
Equivalents de trésorerie	47 363	63 254
<i>Sous-total trésorerie</i>	70 288	82 228
Concours bancaires courants	(1 446)	(14)
Trésorerie nette	68 842	82 214

F Notes aux états financiers

Le Groupe SECHILIENNE-SIDEC est un spécialiste, depuis 25 ans, de la production d'énergie en centrales de moyenne puissance charbon / biomasse et de toutes énergies renouvelables. Sa technicité et la qualité de ses équipes d'ingénieurs lui permettent de maîtriser toutes les étapes du cycle de vie des centrales : la conception, le financement, la construction et l'exploitation, partout dans le monde et notamment dans des environnements complexes.

Les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe Séchilienne-Sidec sont présentés en milliers d'euros et ont été arrêtés par le Conseil d'administration du 27 juillet 2011.

1 Faits marquants de la période

Les faits marquants du premier semestre 2011 ont été les suivants, pour les sociétés consolidées en intégration globale et proportionnelle :

- Dans le secteur Thermique :

o Conditions d'exploitation

- En date du 8 mars 2011, le Groupe a mis en service la centrale de Caraïbes Energie d'une puissance de 38 MW en Guadeloupe. Cette centrale bénéficie d'un contrat de 30 années. Ce contrat prévoit le versement d'une prime fixe déterminée sur la base des coûts d'investissements et des coûts fixes de production. Cette prime est assortie d'un système de bonus / malus basé sur la disponibilité de la centrale. Caraïbes Energie répond aux dernières exigences environnementales en termes de traitement des fumées et de l'eau. La puissance installée et consolidée du Groupe passe ainsi de 334 MW au 31 décembre 2010 à 372 MW au 30 juin 2011.
- Les primes fixes de CTBR-1 et de CTG-A se sont vu appliquer les baisses prévues au contrat à partir du 1er janvier 2011, soit l'équivalent de 9 M€ par an pour les deux centrales.
- La production thermique du Groupe affiche une hausse de +14,3% sur les centrales consolidées en intégration globale (les centrales mauriciennes, dont la puissance s'élève à 195 MW, sont mises en équivalence), qui s'explique par la mise en service de Caraïbes Energie et par l'augmentation du taux de disponibilité technique moyen, qui s'établit à

83,9%, soit près de 3 points de plus qu'au 1er semestre 2010, avec notamment un taux d'appel très élevé pour la centrale de pointe de CCG en Martinique.

- Toutes les centrales ont effectué au cours du premier semestre la quasi-totalité de leurs arrêts annuels programmés, ce qui, toutes choses égales par ailleurs, devrait permettre de bénéficier d'une meilleure disponibilité au second semestre.

o Développement et projets

- Au mois de juin, la CRE a donné son accord pour la signature d'un contrat de 30 ans de fourniture d'électricité à EDF à partir de la future centrale de CCG-2 d'une puissance de 38 MW en Martinique, conçue notamment pour utiliser un large éventail de biomasse et alimenter en vapeur la sucrerie SAEM du Galion. Les prochaines étapes sont le dépôt d'une demande de permis de construire et d'une demande d'autorisation au titre du régime ICPE avec un objectif de mise en service en 2014.

- Parallèlement, le Groupe étudie actuellement quatorze projets représentant une capacité totale de 670 MW sur quatre continents : France, Afrique, Amérique du Nord et Asie. Ces projets se situent aussi bien dans les domaines thermique, biomasse-charbon, photovoltaïque et éolien qu'hydraulique.

o Contexte économique et réglementaire – C02

- Le prix du Charbon a continué à croître, notamment du fait d'une tension sur le marché du charbon liée à des problématiques climatiques en Australie et en Colombie, et à des problèmes importants de logistique ferroviaire en Afrique du Sud, trois pays importants fournisseurs de charbon pour les centrales de l'Océan Indien et les Caraïbes. Ce mouvement impacte favorablement les recettes du Groupe du fait de l'indexation contractuelle du prix de vente de l'électricité au coût du combustible.

- Le Groupe a reçu le 28/04/2011 les quotas de CO2 2010 des deux centrales CTG-B et CCG qui lui faisaient encore défaut au 31/12/2010. Les quotas de CO2 2011 de CTBR, CTM et CTG-A ont été obtenus en mars 2011, et ceux de CTG-B et CCG sont attendus postérieurement (au plus tard en avril 2012). Pour mémoire, la franchise laissée à la charge des centrales thermiques dans le cadre des contrats EDF est plafonnée à un montant maximal de 2 millions d'euros/an pour les trois centrales thermiques CTM-CTBR-CTG, et à 1 million d'euros pour la centrale de Caraïbes Energie.

- Social :
 - Un accord de participation dérogatoire a été signé avec la centrale de Caraïbes Energie pour 2011.

 - Des mouvements sociaux sont intervenus dans les centrales thermiques du Groupe comme dans celles d'EDF aux Antilles et à la Réunion, à l'appui d'une demande reposant sur l'interprétation controversée de certaines dispositions du statut national des industries électriques et gazières. Le Conseil d'Etat saisi pour avis a considéré qu'il s'agissait d'un problème relevant de la compétence des Tribunaux de l'ordre judiciaire qu'il appartient aux auteurs de la demande de saisir s'ils le souhaitent.

- Dans le secteur Photovoltaïque :
 - Conditions d'exploitation des centrales :
 - L'évolution de la production d'électricité photovoltaïque s'est inscrite dans la dynamique déjà très favorable de 2010. Au 1er semestre 2011, elle a augmenté de 132% pour s'établir à 34,4 GWh.

 - Cette forte augmentation reflète d'une part le plein effet de la mise en service de 23,9 MW de nouvelles installations au cours de l'année 2010, mais aussi les premières contributions des 14,4 MW mis en service au cours du 1er semestre 2011, dont les 6 tranches restantes du projet de Kourou (12 MW, Guyane) en mars.

 - Les conditions d'ensoleillement ont été bonnes dans l'Océan Indien comme dans les Caraïbes.

 - 2,7 MW restent en attente de raccordement, en raison de retards importants au niveau des délais de raccordement d'EDF, notamment dans les Caraïbes.

 - Evolution du contexte économique et réglementaire :
 - La loi de finances pour 2011 autorise la défiscalisation de certains projets photovoltaïques, sous conditions notamment de mise en service avant le 31 mars 2011. Le Groupe dispose de 11,8MW éligibles à ces conditions. Un montant de 13,9 M€, dont 2,3 M€ déjà effectivement encaissés, ont été reconnus dans les comptes au 30 juin

2011. Des produits de défiscalisation complémentaires estimés à 5,1 M€, devraient être reconnus au cours du second semestre.

- Les dispositions réglementaires prises en France par le Gouvernement le 4 mars 2011, un peu avant l'expiration du « moratoire » institué dans le domaine photovoltaïque par le décret du 9 décembre 2010, soumettent les projets portant sur les parcs photovoltaïques au sol et les installations sur bâtiments de puissance unitaire supérieure à 100KW à un régime d'appel d'offres, sauf à se voir appliquer un tarif d'achat n'ayant pas vocation à rentabiliser ces projets. Les cahiers des charges de ces appels d'offres ne sont pas encore établis. L'économie des futurs projets du Groupe entrant dans ce cadre sera étudiée une fois les cahiers des charges connus. Les décisions de réponse aux appels d'offres seront prises au cas par cas.
- Les conditions d'achat obligatoire par le réseau de l'électricité d'origine photovoltaïque, antérieurement fixées par un arrêté du 10 juillet 2006, ont été modifiées dans un sens restrictif par des arrêtés en date des 12 et 15 janvier 2010, complétés par un autre arrêté du 16 mars 2010, avant l'intervention des textes précités du 4 mars 2011. Leurs dispositions ne concernent pas les installations en exploitation, qui conservent pendant toute la durée de leur contrat d'achat (20 ans) leur base de tarif initiale.
- Les installations non encore en service le 15 janvier 2010, mais pour lesquelles une demande de contrat d'achat a été déposée avant le 1er novembre 2009, ou pour lesquelles la proposition technique et tarifaire (PTF) de raccordement au réseau a déjà été signée et le premier acompte versé avant le 11 janvier 2010, conserveront par ailleurs le bénéfice des conditions d'achat de l'arrêté du 10 juillet 2006. La plupart des installations plain-champ du Groupe en cours de développement à Matoury (4MW, Guyane) et Bethléem (5,4 MW, Réunion) entrent dans ce cas de figure et ne seront donc pas affectées par l'abaissement des tarifs et des dispositifs d'indexation associés. Les projets futurs seuls y seront soumis et les calculs de rentabilité les concernant prendront en compte cette évolution.
- Au cours du premier semestre, le contexte réglementaire en Espagne, où le Groupe exploite 2,4 MW, n'a pas évolué. Certaines mesures de suspension du tarif d'achat notifiées au Groupe en avril 2011 ont ensuite été abrogées. En Italie il a évolué défavorablement (baisse des tarifs) mais les changements n'ont pas affecté les centrales du Groupe (2MW en service).

- Développement et projets :
 - La construction de 9,4 MW de capacités supplémentaires à Matoury (4MW, Guyane) et à Bethléem (5,4MW, Réunion) se poursuit conformément au calendrier. Elle portera la puissance photovoltaïque installée du Groupe à 69,4MW d'ici la fin de l'année 2011.
 - Le Groupe a obtenu au cours du premier semestre 2011 des permis de construire à hauteur de 20 MW, et son portefeuille de permis de construire s'élevait à 30 MW au 30 juin 2011. Ces projets ne sont pas aujourd'hui assurés de bénéficier, à l'issue des appels d'offres à venir, d'un prix de vente permettant de décider leur réalisation.
- Dans le secteur Eolien :
 - Conditions d'exploitation des centrales :
 - La production d'électricité d'origine éolienne s'est établie à 39,5 GWh, en progression de 7,9% par rapport à la production du 1er semestre 2010. Cette progression résulte de la mise en service du parc de Porte de France (8MW) en 2010.
 - Les conditions de vent ont été globalement médiocres au cours du semestre, en dépit d'un excellent mois de juin.
 - Développement et projets :
 - Les capacités de production s'établissaient à fin juin 2011 à 50,5 MW. Elles ont été accrues en juillet des 6 MW du parc des Crêtes d'Heninel, dans le Pas-de-Calais, portant ainsi les capacités éoliennes en exploitation à la date d'arrêté des comptes à 56,5 MW.
 - A fin juin 2011, le portefeuille de permis de construire obtenus s'élevait à 13 MW purgés de tout recours. Les demandes de permis de construire n'ayant pas encore fait l'objet de décisions définitives portent sur 12 MW.
- Autres faits marquants :
 - Financier et Holding :

En date du 23 mars 2011 et pour une durée d'un an renouvelable à compter de cette date, la société Séchillienne-Sidec a confié à l'entreprise d'investissement Crédit Agricole Cheuvreux la mise en œuvre d'un contrat de liquidité. Ce contrat de liquidité, qui s'inscrit dans le cadre du programme de rachat d'actions autorisé par l'assemblée générale des actionnaires de la société

du 18 mai 2010, a pour objet l'animation des titres de la société Séchilienne-Sidec sur le marché réglementé de NYSE Euronext à Paris. Pour la mise en œuvre de ce contrat, 2 M€ ont été affectés au compte de liquidité. Au 30 juin 2011, Séchilienne – Sidec détenait 62 000 actions acquises à un prix moyen de 18,43 euros par action dans le cadre du contrat de liquidité.

○ Développement :

Le Groupe étudie actuellement quatorze projets représentant une capacité totale de 670 MW sur quatre continents : Europe, Afrique, Amérique du Nord et Asie. Ces projets se situent aussi bien dans les domaines thermique, biomasse-charbon, photovoltaïque et éolien qu'hydraulique.

2 Bases de préparation des comptes et méthodes comptables

2.1 Bases de préparation

Les comptes consolidés semestriels résumés au 30 juin 2011 sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire » qui permet de présenter une sélection de notes explicatives. S'agissant de comptes résumés, ils n'incluent pas toute l'information requise par le référentiel IFRS et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2010 établis selon les normes IFRS.

2.2 Méthodes comptables

Les principes comptables retenus pour la préparation des comptes consolidés semestriels sont conformes aux normes et interprétations IFRS telles qu'adoptées par l'Union Européenne au 30 juin 2011 qui sont disponibles sur le site :

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

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des comptes consolidés semestriels résumés au 30 juin 2011 sont identiques à ceux retenus pour l'élaboration des comptes consolidés annuels au 31 décembre 2010 et détaillés dans les comptes consolidés publiés à cette date, à l'exception des normes et interprétations suivantes qui sont d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2011 :

- Procédure annuelle d'amélioration des IFRS 2010 ;
- IAS 24 révisée « Information relative aux parties liées » ;
- Amendement IAS 32 « Instruments financiers : Présentation – Classement des émissions de droits » applicable pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} février 2010 ;

- IFRIC 19 « Extinction de passifs financiers avec des instruments de capitaux propres », applicable pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} juillet 2010 ;
- Amendement à IFRIC 14 IAS 19 – « Le plafonnement d'un actif au titre des prestations définies, les obligations de financement minimum et leur interaction – Avances d'une obligation minimum ».

L'application de ces normes et de ces interprétations n'a pas eu d'effet significatif sur les comptes du Groupe.

Le Groupe n'a appliqué par anticipation aucune norme, amendement ou interprétation déjà publiés par l'IASB mais non encore adoptés par l'Union Européenne ou d'application non obligatoire au 30 juin 2011.

Normes et interprétations d'application optionnelle au 30 juin 2011 :

- Amendements IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir – décomptabilisation » ;
- Amendement IAS 12 « Impôts sur les résultats – Impôt différé : Recouvrement de la valeur comptable d'un actif » ;
- IFRS 9 « Instruments financiers (phase 1 : classification et évaluation des actifs financiers).

L'incidence de ces normes et interprétations d'application optionnelle est en cours d'analyse.

2.3 Principes de présentation de l'information financière semestrielle

Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires sont les suivantes :

- Impôts sur les résultats : la charge d'impôt est calculée sur la base des résultats avant impôts ventilés par juridiction fiscale auxquels sont appliqués les taux d'imposition estimés pour l'exercice complet.
- Quotas d'émission des gaz à effet de serre : lorsque les estimations d'émission de l'exercice sont supérieures aux quotas attribués pour l'exercice, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émission sous déduction des montants refacturés à EDF. Dans le cadre de l'arrêté semestriel, cette provision a fait l'objet d'une estimation qui repose sur les émissions totales attendues sur l'exercice ramenées à un semestre.
- Contribution Economique Territoriale : la loi de Finances 2010, réformant la Taxe Professionnelle a introduit la Contribution Economique Territoriale. Le Groupe

comptabilise cette contribution dans la rubrique «Impôts et Taxes» du compte de résultat. Cette rubrique est incluse dans les autres charges d'exploitation.

- Avantages au personnel : les charges nettes liées à ces avantages sont comptabilisées sur la base d'un prorata de la charge annuelle projetée ressortant des évaluations actuarielles réalisées à la clôture de l'exercice précédent. Les évaluations des engagements nets sont modifiées en cas d'évolution significative des conditions de marché par rapport à la clôture de l'exercice précédent, de réductions, de liquidations ou d'autres événements non récurrents significatifs.

2.4 Estimations de la Direction

Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés semestriels résumés, les estimations significatives exercées par la direction sont identiques à celles décrites dans les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Concernant les rétrocessions d'avantages fiscaux, le Groupe ne comptabilise l'effet des défiscalisations que lorsqu'il est probable que les avantages économiques associés à la transaction lui reviendront et que le résultat de la transaction peut être évalué de façon fiable. Le Groupe estime que les avantages économiques associés à la transaction sont probables dès lors qu'il a reçu les agréments, que les installations remplissent les conditions requises et notamment les conditions de raccordement, et que des investisseurs ont réservé les opérations.

Tel que précisé dans les faits marquants de la période, la loi de finances pour 2011 autorise la défiscalisation de certains projets photovoltaïques, sous conditions notamment de mise en service avant le 31 mars 2011.

Grâce au raccordement de 11,8 MW d'installations photovoltaïques effectué avant le 31 mars 2011, le Groupe est éligible à des produits de défiscalisation. A la date d'arrêt des comptes, 2,3 millions d'euros avaient été effectivement encaissés par le Groupe. 11,6 M€, placés auprès des investisseurs mais non encore encaissés par le Groupe, sont reconnus dans les comptes au 30 juin. Des produits de défiscalisation complémentaires, estimés à 5,1 M€, devraient être reconnus au cours du second semestre.

3 Périmètre de consolidation

Il n'y a pas eu de variations de périmètre significatives au cours du premier semestre 2011. Ainsi, le Groupe a procédé à l'acquisition des intérêts hors Groupe de la société SCE représentant 5% du capital de cette dernière. Après opération, le Groupe détient la totalité des actions composant le capital de SCE. La société SCE détient 99,9% du capital de la société SCÉM.

4 Secteurs opérationnels

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne et du reporting utilisé par la Direction du Groupe qui reflètent les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par secteur d'activité est privilégiée, les risques et rentabilités dépendant majoritairement des différentes natures des activités plutôt que de leur implantation géographique. Le secteur Solaire intègre l'effet des ventes à des tiers hors groupe de panneaux et d'installations photovoltaïques.

Les transactions entre secteurs sont réalisées au prix de marché.

1er semestre 2011 (en K€)	Thermique	Eolien	Solaire	Holding	Elimi- nations	Total
Produit des activités ordinaires	149 592	3 343	13 709	927		167 571
Inter-secteurs				4 606	(4 606)	0
Produit des activités ordinaires	149 592	3 343	13 709	5 533	(4 606)	167 571
EBITDA (a)	39 709	2 205	23 521	(2 700)		62 735
Résultat opérationnel	29 373	716	18 518	(3 281)		45 326
Résultat des entreprises associées	1 330					1 330
Charges et produits financiers						(12 288)
Charges d'impôts						(8 659)
Résultat net de l'exercice						25 709
Investissements de la période	7 317	7 489	45 954			60 760
Dotations aux amortissements des immobilisations corporelles	(8 069)	(1 489)	(4 922)	(76)		(14 556)

1er semestre 2010 (en K€)	Thermique	Eolien	Solaire	Holding	Elimi- nations	Total
Produits des activités ordinaires	120 556	3 108	15 652	760		140 076
Inter-secteurs				3 887	(3 887)	
Produits des activités ordinaires	120 556	3 108	15 652	4 647	(3 887)	140 076
Résultat opérationnel	29 858	1 080	2 477	(1 176)		32 239
EBITDA (a)	39 404	2 316	4 543	(625)		45 638
Résultat des entreprises associées	695					695
Charges et produits financiers						(8 371)
Charge d'impôts						(5 178)
Résultat net de l'exercice						19 385
Investissements de la période	29 403	2 826	33 279			65 508
Dotations aux amortissements des immobilisations corporelles	(7 311)	(1 236)	(2 423)	(79)		(11 049)

(a) – Ebitda : Résultat opérationnel avant dotation aux amortissements et aux provisions net des reprises.

5 Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires consolidés s'analysent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Vente d'électricité	166 138	128 678
Vente de panneaux et modules photovoltaïques		9 774
Prestations de services	1 433	1 624
Produits des activités ordinaires	167 571	140 076

6 Autres produits et charges d'exploitation

- **Autres charges d'exploitation**

Les autres charges d'exploitation comprennent toutes les dépenses autres que les achats, les frais de logistique, les charges de personnel.

- **Autres produits d'exploitation**

Pour la période close au 30 juin 2010, les autres produits d'exploitation incluaient principalement les produits d'assurance à recevoir au titre du sinistre CTBR intervenu en 2009.

7 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent de la manière suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Plus value de cession d'actifs	24	
Provisions pour risques	450	
Produits de défiscalisation	13 915	
Autres produits		155
Autres produits opérationnels	14 389	155
Autres charges opérationnelles	(729)	
Autres charges opérationnelles	(729)	
Total des autres produits et charges opérationnels	13 660	155

Au cours du premier semestre 2011, le Groupe a bénéficié de rétrocessions d'avantages fiscaux au titre de l'article 217 Undecies du CGI. Ces rétrocessions ont été aux profits de :

- QEA 2010, Plexus et QEH qui ont définitivement acquis les avantages fiscaux agréés au 31 décembre 2010 mais dont l'obtention était conditionnée au raccordement des installations avant le 31 mars 2011 ;
- QEG correspondant aux tranches éligibles et réservées par des investisseurs à la date d'arrêté des comptes.

8 Coût de l'endettement financier

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier sont les suivantes :

<i>En milliers d'euros</i>	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Frais financiers sur dettes financières	(6 014)	(4 440)
Frais financiers sur crédits-baux	(6 769)	(5 031)
Coût de l'endettement financier	(12 783)	(9 471)

Le coût de l'endettement financier évolue en lien avec l'accroissement du parc d'installations en exploitation.

9 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les produits et charges financiers sont les suivantes :

<i>En milliers d'euros</i>	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Revenu des prêts et des dépôts	248	263
Produit des équivalents de trésorerie	126	61
Variation de juste valeur des dérivés de transaction		570
Autres produits financiers	121	206
Autres produits financiers	495	1 100

10 Impôts

La charge d'impôt sur les résultats s'analyse de la manière suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Charge d'impôt courant	(5 404)	(3 136)
Impôts différés	(3 255)	(2 042)
Total impôt sur les sociétés	(8 659)	(5 178)

- **Rationalisation de la charge d'impôt**

Le taux d'impôt effectif se détermine comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Résultat opérationnel	45 326	32 239
Coût de l'endettement financier	(12 783)	(9 471)
Autres produits et charges financiers	495	1 100
Résultat avant impôt et avant part dans les sociétés mises en équivalence	33 038	23 868
Charge d'impôt	(8 659)	(5 178)
Taux d'impôt effectif (B) / (A)	26,21%	21,69%

La différence entre la charge d'impôt effective et la charge d'impôt théorique, hors contribution additionnelle, s'analyse comme suit :

	1er semestre 2011			1er semestre 2010		
	base (K€)	Taux	Impôt (K€)	base (K€)	Taux	Impôt (K€)
Base et charge d'impôt réelles	33 038	26,21%	8 659	23 868	21,69%	5 178
Fiscalisation à taux réduits dans les Départements d'Outres-Mer		7,69%	2 540	-	10,52%	2 510
QP de frais et charges	-	-0,55%	-181	-	-0,23%	-56
Défiscalisation des investissements dans les Départements d'Outres-Mer	-			-		
Différences permanentes et autres	-	-0,02%	-6	-	1,35%	323
Base et charge d'impôt théorique	33 038	33,33%	11 012	23 868	33,33%	7 955

- **Evolution des impôts différés présentés au bilan**

L'augmentation des impôts différés passifs est essentiellement liée à l'effet sur les impôts différés du retraitement des méthodes d'amortissement pratiquées dans les comptes sociaux en application de l'article 39 AB du CGI.

11 Immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Contrats de fourniture d'électricité et de vapeur
Immobilisations nettes au 1er janvier 2011	106 060
Acquisitions de la période	
Cessions	
Amortissements	(2 284)
Dépréciations	
Variations de périmètre et autres	281
Reclassements	(222)
Immobilisations nettes au 30 juin 2011	103 835

Le Groupe n'a pas relevé d'indice de perte de valeur des contrats de fourniture d'électricité et de vapeur au cours du premier semestre 2011.

12 Immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Installations en service	Immobilisations en cours	Total des immobilisations corporelles
Immobilisations nettes au 1er janvier 2011	602 877	181 059	783 936
Augmentations de la période	3 409	64 991	68 400
Effet des variations de périmètre			
Cessions et diminutions	(8)		(8)
Amortissements	(14 604)		(14 604)
Mises en service	197 001	(197 001)	
Immobilisations nettes au 30 juin 2011	788 675	49 049	837 724

Les augmentations d'immobilisations du premier semestre portent essentiellement sur les projets :

- Caraïbes Energie dans le secteur Thermique ;
- Kourou, Matoury et Bethléem dans le secteur Photovoltaïques ;
- Parc Crêtes d'Heninel dans le secteur Eolien.

Telles que décrites dans les faits marquants de la période, les principales mises en service de la période ont été Caraïbes Energie dans le secteur Thermique et Kourou dans le secteur Photovoltaïque.

Les immobilisations en cours correspondent à hauteur de 42 millions d'euros aux installations photovoltaïques (projets Matoury et Bethléem) et à hauteur de 7 millions d'euros aux installations éoliennes (projet Crêtes d'Heninel).

Par ailleurs, le Groupe n'a pas relevé d'indice de perte de valeur des installations au cours du premier semestre 2011.

13 Participations dans les entreprises associées

La variation des participations dans les entreprises associées s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2011	31/12/2010
Montant en début de période	25 257	24 661
Dividendes versés	(2 231)	(2 563)
Quote-part dans les résultats des entreprises associées	1 330	2 849
Ecart de conversion sur les participations mauriciennes	(577)	(439)
Effet des variations de périmètre		749
Montant en fin de période	23 779	25 257

Pour la période close au 31 décembre 2010, l'effet des variations de périmètre était lié à la consolidation par mise en équivalence de CICM à compter du 5 mai 2010.

14 Actifs financiers

Actifs financiers non courants :

Le dépôt à terme donne lieu à des intérêts qui sont capitalisés.

<i>En milliers d'euros</i>	Note	30/06/2011	31/12/2010
Dépôts à terme		3 705	3 735
Dépôts et cautionnements versés		19 290	19 444
Titres non consolidés		192	189
Prêts à plus d'un an		375	116
Instrument financiers	21	418	250
Actifs financiers non courants		23 979	23 735

Trésorerie et équivalents de trésorerie :

Les équivalents de trésorerie sont des Sicav monétaires immédiatement disponibles dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

15 Clients et comptes rattachés

Au 30 juin 2011, les créances clients s'élèvent à 34,2 M€ contre 42,3 M€ au 31 décembre 2010. Cette variation est essentiellement liée à l'effet combiné :

- des régularisations annuelles à émettre au 31 décembre 2010 aux titres du C02 et de la bagasse qui ont été opérées sur le premier semestre 2011 ;
- du différentiel de production entre le mois de décembre 2010 et de juin 2011.

16 Stocks

Les stocks s'analysent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2011	31/12/2010
Stocks en valeur nette		
Matières premières / Combustibles	17 728	11 481
Pièces de rechange non stratégiques	22 918	20 031
Autres stocks	706	950
Total stocks en valeur nette	41 352	32 462

L'évolution du stock de combustibles est liée à l'effet combiné d'une livraison de charbon intervenue à la fin du premier semestre 2011 et de l'évolution du prix des combustibles.

L'augmentation du stock de pièces de rechange non stratégiques provient de la constitution du stock de sécurité de Caraïbes Energie.

17 Autres actifs courants

Les autres actifs courants s'analysent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2011	31/12/2010
Créances fiscales et sociales	15 632	13 904
Créances d'impôt	4 283	836
Charges constatées d'avance	3 933	3 420
Autres actifs courants	24 849	19 190
Autres actifs courants	48 697	37 350

18 Capital et actions potentielles

18.1 Capital social et plans d'options

En date du 29 mars 2010, 5 000 options ont été exercées. Après exercice, le nombre d'options en circulation est de 145 000.

18.2 Nombre d'actions

Au 30 juin 2011 et après exercice des 5 000 options mentionné ci-dessus, le capital est composé de 28 446 645 actions de nominal 0,0385 euro entièrement libérées. Au 30 juin 2011 et dans le cadre du contrat de liquidité décrit dans les faits marquants de la période, Séchilienne-Sidec détenait 62 000 actions d'autocontrôle.

Calcul de l'effet dilutif

Les actions dont l'acquisition est conditionnelle n'ont pas été incluses dans le calcul du résultat dilué par action des premiers semestres 2010 et 2011, les conditions d'acquisition de ces actions n'étant pas remplies à la date d'arrêt des périodes considérées.

	1er semestre 2011	1er semestre 2010
Nombre moyen pondéré d'actions	28 432 191	28 435 144
Effet dilutif		
o Options de souscription d'actions	0	18 834
o Actions de performance conditionnelles	0	0
Nombre moyen pondéré d'actions dilué	28 432 191	28 453 978
Résultat net part du Groupe	21 730	15 939
Résultat net sur nombre moyen pondéré d'actions	0,76	0,56
Résultat net sur nombre moyen pondéré dilué d'actions	0,76	0,56

18.3 Dividendes

Le 25 mai 2011, l'Assemblée Générale des actionnaires de Séchilienne Sidec a fixé le montant du dividende au titre de l'exercice 2010 à 0,70 euro par action. Le paiement entièrement en numéraire a eu lieu le 7 juillet 2011.

19 Dettes financières

Les dettes financières du Groupe s'analysent comme suit :

	30/06/2011				31/12/2010			
	Concours bancaires et intérêts courus	Dettes projet	Dettes corporate	Total	Concours bancaires et intérêts courus	Dettes projet	Dettes corporate	Total
Dettes auprès des établissements de crédit								
. Taux fixe		66 256		66 256		41 067		41 067
. Taux variable	6 414	90 592	95 500	192 506	4 059	232 822	102 000	338 881
Sous-total	6 414	156 848	95 500	258 762	4 059	273 889	102 000	379 948
Dettes de crédit-bail								
. Taux fixe		87 430		87 430		75 150		75 150
. Taux variable		296 308		296 308		182 771		182 771
Sous-total	0	383 738	0	383 738	0	257 921	0	257 921
Total des dettes financières	6 414	540 586	95 500	642 500	4 059	531 810	102 000	637 869
		Dont non courant		558 739		Dont non courant		562 286
		Dont courant		83 762		Dont courant		75 583

Les dettes présentées comme étant à taux variable s'entendent avant prise en compte de l'effet des couvertures de taux. Ces couvertures de flux de trésorerie sont décrites en note 21 des présents états financiers.

Les dettes projets sont émises sur des durées allant de 15 à 25 ans en fonction de la nature de l'activité et de la durée du contrat de vente d'électricité.

La variation de la période des dettes financières se détaille comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	Emprunts bancaires	Dettes de crédit bail	Découverts bancaires et intérêts courus	Total des dettes financières
Au 1er janvier 2011	257 921	375 889	4 059	637 869
Emission de la période	24 085	0		24 085
Remboursements de la période	-9 703	-10 768		-20 471
Variations nettes			1 017	1 017
Autres variations	-19 954	18 616	1 338	0
Au 30 juin 2011	252 349	383 737	6 414	642 500

Les émissions de la période ont principalement porté sur le projet Caraïbes Energie pour 6,2 millions d'euros, les projets photovoltaïques pour 12,1 millions d'euros et éoliens pour 5,4 millions d'euros.

Aux 31 décembre 2010 et 30 juin 2011, le Groupe avait intégralement tiré la tranche B, destinée à la couverture du besoin en fonds de roulement, de sa dette Corporate.

La dette Corporate du Groupe est soumise au respect des ratios minimum usuels suivants :

- . le ratio R1 défini comme le rapport entre l'Endettement Net social (ensemble des emprunts et dettes assimilées contractés auprès d'établissements de crédit et autres créanciers financiers) sur l'EBITDA consolidé du groupe (somme du résultat consolidé d'exploitation du Groupe augmenté des dépréciations et amortissements) devant être inférieur à 2.
- . le ratio R2 défini comme Endettement Net social sur Fonds Propres consolidés (total capital, primes, réserves, réserves de conversion, résultat et intérêts minoritaires) devant être inférieur à 1.

Par ailleurs, le montant de l'endettement net social de Séchillienne-Sidec SA est plafonné à 300 millions d'euros.

20 Provisions

Pour la période clos au 30 juin 2011, la diminution des provisions est essentiellement liée à une reprise, non utilisée, de provision dotée au 31 décembre 2010 afin de couvrir les coûts qui auraient été encourus si les installations éligibles aux rétrocessions d'avantages fiscaux n'avaient pas été raccordées dans les délais impartis.

21 Instruments financiers dérivés

Le montant comptabilisé en résultat au titre de la part inefficace des instruments de couverture n'est pas significatif.

	Maturité	Notionnel en millions d'euros	Justes valeurs au bilan				Imputation des variations en 2011	
			31/12/2010		30/06/2011		Résultat	Autres éléments du résultat global
			Actifs	Passifs	Actifs	Passifs		
<i>Milliers d'euros</i>								
Couverture de dettes à taux variable par dix swaps de taux (prêteur à taux variable / emprunteur à taux fixe)	2011 à 2029	257	250	12 060	418	8 532		3 698
Total dérivés de couverture de flux de trésorerie		257	250	12 060	418	8 532		3 698

22 Fournisseurs

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2011	31/12/2010
Fournisseurs	42 966	49 555
Fournisseurs d'immobilisations	30 097	25 440
Fournisseurs	73 063	74 995

23 Autres passifs courants

Les autres passifs s'analysent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2011	31/12/2010
Produits constatés d'avance	7 227	7 060
Dividendes à payer	24 494	
Autres passifs courants	5 601	9 000
Autres passifs courants	37 322	16 060

Les dividendes à payer intègrent les dividendes distribués par Séchilienne-Sidec qui ont été mis en paiement le 7 juillet 2011 ainsi que les dividendes à payer aux intérêts hors Groupe par les filiales intégrées globalement.

24 Impôts et taxes

Les dettes d'impôts et taxes se détaillent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	30/06/2011	31/12/2010
Impôts et taxes	16 741	13 657
Dettes d'impôt sur les sociétés	1 806	6 445
Impôts et taxes	18 547	20 102

25 Engagements hors-bilan

Au 30 juin 2011, le montant des engagements hors bilan s'élève à 92 millions d'euros contre 259,5 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Cette variation provient de :

- la diminution des engagements hors bilan liés au financement pour 94 millions d'euros.

Cette diminution est essentiellement liée à l'extinction, suite à la mise en service de Caraïbes Energie, du nantissement portant sur des actifs de cette centrale pour 88,6 millions d'euros et qui avaient été donnés en garantie du remboursement des dettes.

Par ailleurs, les garanties d'achèvement de projet et les engagements d'apport en capital ont diminué de 5,4 millions d'euros suite à l'achèvement des projets concernés dans les secteurs photovoltaïque et éolien.

- la diminution des engagements hors bilan liés aux activités opérationnelles.

Ainsi, ces engagements ont diminué de 73,5 millions d'euros consécutivement :

- à l'achat de la totalité des quantités résiduelles prévues dans le contrat First Solar. Ainsi, au 30 juin 2010, le Groupe est libéré de tout engagement d'achat. Le montant de cet engagement était de 52 millions d'euros au 31 décembre 2010.
- à l'extinction des garanties données aux fournisseurs suite à l'achèvement du projet Caraïbes Energie. Ces garanties s'élevaient à 21,5 millions d'euros au 31 décembre 2010.

26 Parties liées

Il n'y a pas eu au cours du premier semestre 2011 de variations significatives des transactions réalisées avec les parties liées.

27 Evénements postérieurs à la clôture

- Comme indiqué en section 2.2 ci-dessus, en Espagne, certaines mesures de suspension du tarif d'achat notifiées à certaines centrales du Groupe en avril 2011 ont été abrogées en juillet 2011.
- Les capacités de production éoliennes du Groupe, qui s'élevaient à fin juin 2011 à 50,5 MW, ont été accrues en juillet des 6 MW du parc des Crêtes d'Héninel, dans le Pas-de-Calais, portant ainsi les capacités éoliennes en exploitation à la date d'arrêté des comptes à 56,5 MW.

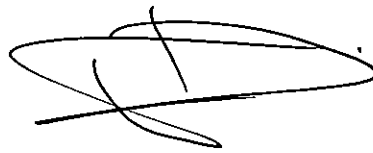
III. Attestation du Président sur le rapport financier semestriel

ATTESTATION DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes résumés pour le semestre écoulé sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport semestriel d'activité joint présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

Fait à Courbevoie le 28 juillet 2011

Le Président Directeur Général
Nordine HACHEMI

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and a long horizontal stroke at the bottom, identifying the signatory as Nordine HACHEMI.

IV. Rapport des Commissaires aux Comptes sur l'information financière semestrielle

PricewaterhouseCoopers Audit
63, rue de Villiers
92208 Neuilly-sur-Seine cedex

MAZARS
Tour Exaltis – 61, rue Henri Regnault
92400 Courbevoie

RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIERE SEMESTRIELLE 2011

SECHILIENNE-SIDEC

22, place des Vosges
Immeuble Le Monge
La Défense 5
92400 Courbevoie

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale et en application de l'article L. 451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés résumés de la société Séchilienne-Sidec, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2011, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés résumés ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

1. CONCLUSION SUR LES COMPTES

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives, obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes semestriels consolidés résumés avec la norme IAS 34 - norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union Européenne relative à l'information financière intermédiaire.

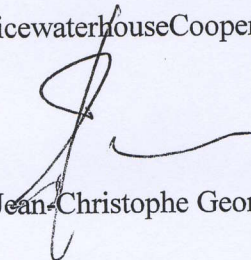
2. VERIFICATION SPECIFIQUE

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés résumés sur lesquels a porté notre examen limité. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés résumés.

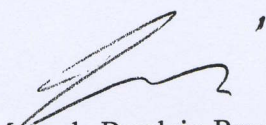
Fait à Neuilly-sur-Seine et Courbevoie, le 28 juillet 2011

Les Commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit


Jean-Christophe Georghiou

MAZARS


Manuela Baudoin-Revert

S É C H I L I E N N E - S I D E C

Siège social :
22, place des Vosges
Immeuble Le Monge
La Défense 5
92 400 Courbevoie
Téléphone : + 33 (0)1 41 16 82 00

Site internet : www.sechilienne-sidec.com

SA au capital de 1 095 195,83 euros
775 667 538 RCS Nanterre