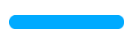


RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2019



À propos d'ENGIE

Nous sommes un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Pour répondre à l'urgence climatique, notre ambition est de devenir le leader mondial de la transition zéro carbone « as a service » pour nos clients, notamment les entreprises et les collectivités territoriales. Nous nous appuyons sur nos métiers clés (énergies renouvelables, gaz, services) pour proposer des solutions compétitives et sur-mesure.

Avec nos 160 000 collaborateurs, nos clients, nos partenaires et nos parties prenantes, nous formons une communauté d'Imaginative Builders, engagés chaque jour pour un progrès plus harmonieux.

Chiffre d'affaires en 2018 : 60,6 milliards d'euros. Coté à Paris et Bruxelles (ENGI), le Groupe est représenté dans les principaux indices financiers (CAC 40, DJ Euro Stoxx 50, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe) et extra-financiers (DJSI World, DJSI Europe et Euronext Vigeo Eiris - World 120, Eurozone 120, Europe 120, France 20, CAC 40 Governance).

SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS SEMESTRIELS ENGIE 2019.....	7
2	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE	14
3	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	22
4	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	24
5	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	28
6	AJUSTEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE	29
7	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	31
8	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS ..	32

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	34
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	35
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	36
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES.....	38
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	40

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES.....	42
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	49
Note 3	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	52
Note 4	INFORMATION SECTORIELLE	56
Note 5	VENTES	64
Note 6	DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE AU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ..	66
Note 7	RÉSULTAT FINANCIER	68
Note 8	IMPÔTS	69
Note 9	GOODWILL ET IMMOBILISATIONS	70
Note 10	INSTRUMENTS FINANCIERS	71
Note 11	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	76
Note 12	PROVISIONS	79
Note 13	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	81

Note 14	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	84
Note 15	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	85

04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

05 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS SEMESTRIELS ENGIE 2019.....	7
2	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE	14
3	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	22
4	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	24
5	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	28
6	AJUSTEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE	29
7	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	31
8	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS ..	32

1 RÉSULTATS SEMESTRIELS ENGIE 2019

Les données précédemment publiées et présentées ci-après ont été retraitées afin de tenir compte des impacts liés à l'application d'IFRS 16 – Contrats de location. Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la section 6 de ce Rapport d'activité et dans la Note 1 «Référentiel et méthodes comptables» des notes aux comptes consolidés condensés semestriels.

Résultats semestriels ENGIE au 30 juin 2019 Résultats financiers solides – Confirmation des objectifs annuels 2019

- **Résultats du Groupe au 30 juin 2019 en ligne avec la trajectoire prévue au cours de l'exercice 2019 : résultat opérationnel courant ⁽¹⁾ de 3,2 milliards d'euros en hausse de 3% en brut et de 6% en organique ⁽²⁾, avec un EBITDA de 5,3 milliards d'euros en hausse de 1% en brut et de 2% en organique.**
- **Un premier trimestre en baisse, suivi d'une amélioration significative, résultant en un premier semestre porté par les activités de gestion d'énergie et du nucléaire ainsi que par une amélioration de la performance des Solutions Clients au deuxième trimestre.**
- **La croissance annuelle attendue reste concentrée sur le second semestre.**
- **ENGIE confirme ses objectifs financiers pour 2019 ⁽³⁾ en matière de résultat net récurrent part du Groupe (dans une fourchette de 2,5 à 2,7 milliards d'euros) et de ratio dette financière nette / EBITDA (inférieur ou égal à 2.5x hors acquisition de TAG).**

Chiffres-clés du premier semestre 2019

En milliards d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	33,0	30,2	+9,3%	+7,6%
EBITDA	5,3	5,3	+0,6%	+2,2%
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3,2	3,1	+3,1%	+5,6%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	1,5	1,5	0,0%	+1,7%
Résultat net, part du Groupe	2,1	0,9		
Cash Flow From Operations (CFFO)	2,7	3,5	(0,8)	
Endettement financier net	26,1	23,3	2,8 par rapport au 31 déc. 2018	

(1) i.e. hors E&P et GNL.

- Les **activités de gestion d'énergie** ont fortement contribué, portées par les renégociations de contrats gaz et les activités internationales ;
- Le **Nucléaire** a été tiré par l'amélioration des prix captés et de la disponibilité après le redémarrage des sept unités de production belges ;
- Les résultats intrinsèques des **Solutions Clients** se sont améliorés significativement au cours du deuxième trimestre par rapport au premier mais sont restés atypiques en raison de la dynamique de certains marchés. En outre, ces résultats ont bénéficié de *one-offs* de SUEZ ;
- Les **Renouvelables** ont été affectés par la baisse de la production hydroélectrique en France, partiellement compensée par la mise en service de capacités éoliennes ;

(1) Y compris quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence.

(2) Variation organique = variation brute hors effets change et périmètre.

(3) Ces objectifs et cette indication reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs autres que liés à IFRS 16, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2018 pour la partie non couverte de la production, de cours de change moyens suivants pour 2019 : €/£: 1,16; €/BRL: 4,42, et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs des cessions non encore annoncées au 28 février 2019.

- Le **Thermique** a été affecté par la cession de Glow, partiellement compensée par les effets positifs des contrats long-terme de vente d'électricité en Amérique latine et la contribution positive des centrales à gaz en Australie et en Europe ;
- Les activités **Supply** ont continué à souffrir principalement de la contraction des marges pour les particuliers en France ;
- Les **Infrastructures** ont été impactées par plusieurs facteurs, notamment dans le transport de gaz en France avec la fin des souscriptions sur le gazoduc Nord-Sud et la linéarisation tarifaire.

Le **cash flow from operations** ⁽¹⁾ **baisse** en raison d'effets temporaires d'appels de marge liés aux commodités, en dépit de flux de trésorerie opérationnels en hausse et d'un besoin en fonds de roulement en amélioration. L'équipe de management prévoit une amélioration substantielle pour l'ensemble de l'exercice 2019.

La **dette financière nette augmente** par rapport à fin décembre 2018 ⁽²⁾, avec des investissements compensés partiellement par les produits de cession. ENGIE a également versé un dividende plus élevé que d'habitude au premier semestre 2019 (0,75 euro par action, sans acompte versé en octobre prochain).

La structure financière solide du Groupe a été confirmée par S&P, qui a réitéré sa notation A- en avril, et par Fitch, qui a réitéré sa notation A en juin, les deux agences maintenant leur perspective à stable. En juin, comme annoncé, Moody's a revu sa notation à la baisse de A2 à A3 suite à la promulgation de la loi PACTE en France qui a entraîné la suppression du rehaussement d'un cran pour soutien de l'État français.

Au premier semestre 2019, ENGIE a poursuivi sa stratégie axée sur le leadership de la transition zéro carbone, avec des progrès réalisés particulièrement dans les Renouvelables, complétés par l'acquisition de TAG dans les Infrastructures. L'équipe de management prévoit une accélération supplémentaire de la croissance au cours du second semestre, grâce à l'amélioration des performances opérationnelles intrinsèques des principales activités du Groupe.

Dans les **Solutions Clients**, ENGIE et ses partenaires ont remporté un contrat d'efficacité énergétique de 35 ans à Ottawa (Canada) pour le déploiement de systèmes de chaud et de froid et la rénovation énergétique des bâtiments du gouvernement. En outre, ENGIE a acquis Conti en Amérique du Nord, une société fournissant des services dans le domaine du bâtiment, en conception, ingénierie et réalisation. Au second semestre, les résultats des Solutions clients devraient bénéficier de l'atténuation des effets de l'échelonnement des contrats, de l'augmentation du carnet de commandes et de la contribution des acquisitions ainsi que du plan de performance visant à continuer à répondre aux attentes des marchés avec une intensité concurrentielle croissante qui aura une incidence sur les marges.

Dans les **Infrastructures**, ENGIE a annoncé le 13 juin 2019 que le consortium dans lequel le Groupe détient une participation majoritaire a finalisé l'acquisition d'une participation de 90% dans TAG, le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz au Brésil. TAG dispose d'un portefeuille de contrats à long terme assurant une contribution aux résultats attractive et permettant à ENGIE de rééquilibrer son exposition géographique au sein de ses activités Infrastructures. Au second semestre, les résultats des Infrastructures continueront à être impactés par les facteurs négatifs du premier semestre, partiellement compensés par la hausse organique des tarifs de distribution et de transport en France. L'acquisition de TAG contribuera également positivement aux résultats.

Dans les **Renouvelables**, 1,4 GW de capacités éolienne et solaire a été mis en service au cours du premier semestre, confirmant une nette accélération après la mise en service de 1,1 GW pour l'année 2018, et 8,7 GW sont maintenant installés, en construction ou sécurisés pour atteindre l'objectif de 9 GW de mise en service sur 2019-21. La nouvelle joint-venture au Mexique avec Tokyo Gas démontre notre capacité à déployer notre modèle DBSO et à attirer des partenaires solides pour accélérer le développement de notre portefeuille et la signature d'un protocole d'accord stratégique avec EDP vise à créer un acteur mondial majeur de l'éolien offshore. Au second semestre, les résultats des Renouvelables devraient s'améliorer avec la montée en puissance de l'éolien (notamment au Brésil), l'amélioration de l'hydrologie en France et les nouvelles marges de DBSO ⁽³⁾ qui devraient être enregistrées principalement au second semestre.

Pour le **Thermique**, ENGIE a continué de mettre en œuvre sa stratégie de réduction de son empreinte carbone. ENGIE a finalisé la cession de sa participation de 69,1% dans Glow en Thaïlande et au Laos (3,2 GW de capacité de production, dont 1,0 GW à base de charbon), lui permettant de ne plus avoir d'actifs au charbon en Asie-Pacifique. ENGIE a également

(1) Cash flow from operations = Free Cash Flow avant CAPEX de maintenance.

(2) Données 2018 ajustées suite à l'application de la nouvelle norme IFRS 16.

(3) DBSO = Develop, Build, Share & Operate.

annoncé la cession de ses centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas d'une capacité installée de 2,3 GW, réduisant la part du charbon à moins de 4% de ses capacités de production d'électricité au niveau mondiale après finalisation de cette transaction. Au second semestre, les résultats du Thermique seront impactés par ces cessions.

1.1 Analyse des données financières du premier semestre 2019

1.1.1. Chiffre d'affaires de 33,0 milliards d'euros

Le **chiffre d'affaires** de la période s'élève à 33,0 milliards d'euros, en hausse de 9,3% en brut et de 7,6% en organique.

La **croissance brute du chiffre d'affaires** intègre un effet de change positif, principalement dû à l'appréciation du dollar américain, partiellement compensée par les dépréciations du peso argentin et du real brésilien par rapport à l'euro, et des effets de périmètre globalement positifs. Ces variations de périmètre comprennent diverses acquisitions dans les Solutions Clients (principalement aux Etats-Unis avec Unity, Donelly et Systecon, en Amérique Latine avec CAM et en Allemagne avec OTTO) et dans la commercialisation (Plymouth Rock aux Etats-Unis), partiellement compensées par les cessions des activités de commercialisation aux professionnels en Allemagne à fin 2018 et de la participation de Glow en Thaïlande et au Laos en mars 2019.

La **croissance organique du chiffre d'affaires** est principalement liée aux activités de commercialisation (qui bénéficient d'un contexte de marché favorable pour les professionnels en France, d'une augmentation des ventes d'électricité aux professionnels et aux particuliers en France et d'effets prix positifs aux États-Unis, en Belgique, en Roumanie et aux Pays-Bas), à la performance des services de gestion de l'énergie et aux conditions favorables de marché des activités de Global Energy Management (GEM), aux activités thermiques en Europe avec des volumes vendus en hausse, à une dynamique porteuse en Amérique latine (hausse des tarifs dans les activités de distribution de gaz au Mexique et en Argentine, croissance du portefeuille de contrats d'achat d'électricité long-terme au Chili et politique d'allocation d'électricité dynamique ainsi que mise en service de nouveaux parcs éoliens au Brésil) et par une croissance des Solutions Clients en France et en Belgique. Cette croissance a été partiellement compensée par la baisse des revenus des activités de stockage de gaz (moins d'opérations d'achat/vente en France et au Royaume-Uni) et par la baisse de la production hydroélectrique en France (- 26% contre un premier semestre exceptionnel en 2018).

Le chiffre d'affaires des Solutions Clients a connu une croissance de 10% en brut et de 3% en organique.

1.1.2. EBITDA de 5,3 milliards d'euros

L'**EBITDA** de la période s'élève à 5,3 milliards d'euros, en hausse de 0,6% en brut et de 2,2% en organique.

L'**augmentation brute de l'EBITDA** comprend un effet de change positif, principalement dû à l'appréciation du dollar américain, partiellement compensé par la dépréciation du réal brésilien par rapport à l'euro, et des effets de périmètre globalement négatifs. Ces effets de périmètre proviennent principalement de la vente de Glow, partiellement compensée par diverses acquisitions principalement dans les Solutions clients et les Infrastructures.

L'**augmentation organique de l'EBITDA** s'explique principalement par la surperformance des activités de GEM (avec notamment des impacts fortement positifs sur les renégociations des contrats gaz et d'effets temporaires significatifs), par les bons résultats de l'Amérique latine (liés à la dynamique favorable du chiffre d'affaires et des *one-offs* positifs au Chili en 2019) et des activités nucléaires (bénéficiant d'une hausse des prix captés de +3 €/MWh et du taux de disponibilité de +590 points de base en Belgique). Cette augmentation a été partiellement compensée par des effets défavorables dans les activités Infrastructures gaz en France (baisse des volumes transportés due à la fin des souscriptions sur l'acheminement Nord-Sud consécutivement à la fusion des deux zones de marché et baisse de la contribution des activités de stockage due à des problèmes techniques en France pendant la période de soutirage), par une production hydroélectrique en France en baisse, par des marges des activités de commercialisation en France en baisse et par la suspension du mécanisme de rémunération de capacités au Royaume-Uni depuis le 1^{er} octobre 2018.

1.1.3. Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence de 3,2 milliards d'euros

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence (ROC)**, s'élève à 3,2 milliards d'euros, en hausse de 3,1% en brut et de 5,6% en organique.

Ces variations brute et organique sont en ligne avec la croissance de l'EBITDA, bénéficiant par ailleurs de *one-offs* positifs de SUEZ (principalement liés au règlement du litige en Argentine en 2019).

La performance organique du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence varie selon les segments :

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
France	1 616	1 794	-9,9%	-10,3%
Dont France hors Infrastructures	488	553	-11,8%	-13,0%
Dont Infrastructures France	1 128	1 241	-9,1%	-9,1%
Reste de l'Europe	279	257	+8,7%	+9,4%
Amérique Latine	818	723	+13,2%	+11,9%
Etats-Unis & Canada	30	72	-57,8%	-52,6%
Moyen-Orient, Asie & Afrique	376	461	-18,5%	+3,3%
Autres	47	(235)		
TOTAL	3 166	3 072	+3,1%	+5,6%

- Le ROC de la **France** affiche une décroissance organique. Pour le segment France hors Infrastructures, la baisse organique du ROC est principalement due à l'impact de la baisse de la production électrique renouvelable d'origine hydraulique, la pression sur les marges de nos activités de commercialisation gaz et électricité en offre de marché, ainsi qu'à une légère baisse des marges de nos activités Solutions Clients. Pour le segment France Infrastructures, la baisse est principalement due à l'activité de transport en France affectée par les effets de la fusion des zones (fin des souscriptions sur le transit Nord-Sud) qui n'ont jusqu'à présent été que partiellement compensés par la hausse tarifaire du 1^{er} avril 2019, principalement en raison du mécanisme de linéarisation des tarifs et de coûts de congestion supérieurs aux prévisions. Dans une moindre mesure, l'activité de stockage est impactée par des pénalités pour clients du fait de difficultés techniques en France et des effets prix négatifs en Allemagne.
- Le ROC du **Reste de l'Europe** est en augmentation organique. Cette augmentation est principalement portée par les activités nucléaires et par la légère croissance des Solutions Clients, partiellement compensée par des contributions moindres des autres activités. Les activités nucléaires ont bénéficié d'une augmentation des prix captés, de taux de disponibilité plus élevés en Belgique ainsi que de moindre charges d'amortissement du fait de la comptabilisation de pertes de valeur en 2018. La croissance des Solutions Clients provient principalement du développement d'activités de génération sur site et production d'énergie décentralisée. Par ailleurs, outre la suspension des revenus du marché de capacités au Royaume-Uni, la contribution des activités thermiques est impactée négativement par des *one-offs* positifs en 2018 aux Pays-Bas. Les activités de commercialisation sont en baisse au Benelux et en Roumanie et les activités d'énergie renouvelable sont en baisse au Benelux.
- L'**Amérique Latine** enregistre une croissance organique du ROC. Cette croissance est principalement liée à l'impact favorable d'indemnités compensatoires reçues au Chili en 2019, à la hausse des tarifs des activités de distribution de gaz au Mexique et en Argentine, à la croissance du portefeuille de PPA au Chili, à la mise en service de nouveaux parcs éoliens au Brésil ainsi qu'aux premières contributions de TAG. Ces impacts sont partiellement compensés par les éléments exceptionnels positifs enregistrés en 2018 pour les activités de réseaux au Mexique.
- Le ROC du segment **États-Unis & Canada** est en décroissance organique significative. Cette évolution s'explique par les Solutions Client en raison de *one-offs* enregistrés en 2019, par la moindre contribution des activités thermiques du fait de coûts d'approvisionnement en GNL à Porto Rico plus élevés et des *spreads* réduits dans le nord-est des États-Unis au premier semestre 2019 ainsi que par la pression temporaire sur les marges des activités de commercialisation. Ces effets sont partiellement compensés par des marges plus élevées sur les activités GNL.

- Le ROC du **Moyen-Orient, Asie & Afrique** est en croissance organique. Cette croissance reflète notamment les marges et volumes plus élevés dans l'activité Thermique en Australie. Cet effet est partiellement compensé par un effet température négatif dans les activités de commercialisation en Australie.
- Le segment **Autres** enregistre une augmentation organique significative du ROC. Cette augmentation est principalement due à la surperformance de GEM sur les activités de marché, avec notamment des impacts positifs importants sur les renégociations de contrats de gaz et d'effets temporaires positifs significatifs, à des *one-offs* positifs sur SUEZ (principalement liés au règlement du litige en Argentine en 2019) ainsi qu'à des marges de commercialisation d'électricité aux clients professionnels plus élevées et à des coûts du *Corporate* plus faibles.

La performance organique du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence a également varié en fonction des Business Lines :

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %	Perspectives 2019
Solutions clients	438	374	+17,2%	+10,4%	croissance mid to high single digit ⁽¹⁾
Excluant one-off Suez Argentine ⁽¹⁾			+3,8%	-2,9%	
Infrastructures	1 346	1 434	-6,1%	-7,2%	baisse low-single digit
Renouvelables	572	605	-5,5%	-2,2%	croissance low to mid-single digit
Thermique	694	744	-6,6%	+4,9%	baisse de c. 15%
Nucléaire	(216)	(303)	+28,9%	+28,9%	pertes 2018 réduites de c. 75%
Approvisionnement	350	432	-19,0%	-17,1%	baisse mid-single digit
Autres	(18)	(214)	+91,4%	+91,7%	pertes 2018 réduites de c. 15%
TOTAL	3 166	3 072	+3,1%	+5,6%	

(1) Hors one-off positif de SUEZ lié au règlement du litige en Argentine en 2019 (env. 50 millions d'euros). Les perspectives 2019 ne tiennent pas compte de cet impact positif.

- Le ROC des **Solutions Clients** est en croissance organique, bénéficiant du *one-off* positif de SUEZ en 2019 (principalement liés au règlement du litige en Argentine). Intrinsèquement, les résultats des Solutions Clients se sont améliorés au cours du deuxième trimestre par rapport au premier, portés par le développement des activités de production sur site et de production d'énergie décentralisée en Europe, en partie compensé par les difficultés rencontrées par certaines entités d'installation et de construction (notamment en raison de *one-offs* enregistrés en 2019 aux Etats-Unis et au Canada), ainsi que par l'échelonnement des contrats et par des dynamiques de marché particulières affectant certains renouvellements de contrats en Europe de l'Ouest. En outre, les coûts de *Business Development* visant à poser les fondations d'une croissance dans de nouveaux domaines ont augmenté principalement aux Etats-Unis et en Asie.
- Le ROC des **Infrastructures** est en décroissance organique. Cette baisse est principalement due aux activités de transport en France avec les effets de la fusion des zones (fin des souscriptions sur le transit Nord-Sud) qui n'ont jusqu'à présent été que partiellement compensés par la hausse tarifaire du 1^{er} avril 2019, principalement en raison du mécanisme de linéarisation des tarifs et des coûts de congestion plus élevés que prévu. Dans une moindre mesure, l'activité de stockage est pénalisée par les pénalités pour clients en France du fait d'une dégradation temporaire des performances opérationnelles et des effets prix négatifs en allemand. Enfin, un *one-off* positif a été enregistré en 2018 en Amérique Latine. Les hausses tarifaires des activités de distribution de gaz au Mexique et en Argentine n'ont que partiellement compensé ces effets négatifs.
- Le ROC des **Renouvelables** est en légère diminution organique. Cette baisse est principalement due à la baisse de la production d'énergie d'origine hydroélectrique en France. Ces effets négatifs ont été en partie compensés par la mise en service de nouveaux parcs éoliens, principalement au Brésil.
- Le ROC du **Thermique** est en croissance organique. Cette augmentation est principalement attribuable à l'impact favorable d'indemnités compensatoires reçues au Chili en 2019, à la croissance du portefeuille de PPA au Chili et aux marges et volumes plus élevés réalisée dans la production thermique en Australie. Ces effets positifs ont été partiellement compensés par la suspension des revenus du marché de capacités au Royaume-Uni, par des *one-offs* positifs en 2018 aux Pays-Bas et par la contribution plus faible aux États-Unis en raison des coûts plus élevés

de l'approvisionnement en GNL plus élevés à Porto Rico, ainsi que des *spreads* réduits dans le nord-est des États-Unis au premier semestre 2019.

- Le ROC du **Nucléaire** est en croissance organique significative, bénéficiant de meilleurs prix captés (+3 €/MWh), de taux de disponibilité plus élevés en Belgique (+ 590 points de base) ainsi que de moindres charges d'amortissement du fait de la comptabilisation de pertes de valeur en 2018.
- Le ROC du **Supply** affiche une baisse organique significative, en raison principalement des pressions sur les marges de commercialisation aux particuliers en France (sur les offres de marché électricité et gaz), d'un effet température négatif en Australie, ainsi que des résultats plus faibles des activités de commercialisation aux professionnels au Benelux et aux États-Unis. Ces effets sont partiellement compensés par des marges plus élevées dans les activités de commercialisation aux professionnels en France.
- Le ROC des activités **Autres** a enregistré une croissance organique significative, reflétant principalement la surperformance de GEM sur les activités de marché, notamment avec des effets positifs importants sur les renégociations de contrats de gaz et d'effets temporaires positifs significatifs, et la baisse des coûts du *Corporate*.

1.1.4. Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies de 1,5 milliard d'euros et Résultat net part du Groupe de 2,1 milliards d'euros

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 1,5 milliard d'euros au 30 juin 2019, stable par rapport au 30 juin 2018, en lien avec l'amélioration continue au niveau du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence partiellement compensée par une détérioration du résultat financier et un taux effectif d'impôt récurrent en hausse.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 2,1 milliards d'euros, en très forte amélioration par rapport au 0,9 milliard d'euros au 30 juin 2018. Cette très forte hausse est principalement liée aux plus-values de cessions (1,6 milliard d'euros, issu en particulier de la cession de la participation dans Glow) en dépit d'une variation négative de valeur de marché avant impôts (1,5 milliard d'euros). De moindres pertes de valeur (0,5 milliard d'euros d'impact positif) sur la période ont également contribué à cette très forte hausse.

1.1.5. Dette nette financière de 26,1 milliards d'euros

La **dette financière nette** s'établit à 26,1 milliards d'euros, en hausse de 2,8 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2018. Cette hausse est principalement due (i) aux investissements de la période (5,5 milliards d'euros ⁽¹⁾, incluant notamment 1,5 milliard d'euros au titre de l'acquisition de TAG au Brésil), (ii) aux versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,8 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,3 milliard d'euros) et (iii) à d'autres éléments (0,4 milliard d'euros), principalement liés aux effets de change, aux nouveaux droits d'utilisation de biens pris en location et aux variations de valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés (i) par la génération de cash-flow des opérations (2,7 milliards d'euros) et (ii) par les effets du programme de rotation de portefeuille (2,7 milliards d'euros, principalement liés à la finalisation de la cession de la participation dans Glow).

Le **cash flow from operations** s'établit à 2,7 milliards d'euros, en recul de 0,8 milliard d'euros. Cette évolution s'explique principalement par la variation temporaire du besoin en fonds de roulement (-1,1 milliard d'euros) liée aux appels de marge sur produits dérivés et à la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés par l'augmentation des flux de trésorerie opérationnels (0,2 milliard d'euros) et par de moindres décaissements d'impôts (0,1 milliard d'euros).

A fin juin 2019, le **ratio dette financière nette / EBITDA** s'élève à 2,7x. Hors effets de l'acquisition de TAG, dont la contribution au niveau de l'EBITDA n'est pas encore matérielle, ce ratio s'élève à 2,5x, en légère augmentation par rapport à fin décembre 2018 et en ligne avec l'objectif d'un ratio inférieur ou égal à 2,5x. Le coût moyen de la dette brute est de 2,89%, en hausse de 21 points de base par rapport au 31 décembre 2018, en raison de nouveaux emprunts au Brésil.

(1) Net des cessions partielles dans le cadre du schéma DBSO

A fin juin 2019, le **ratio dette économique nette** ⁽¹⁾ / **EBITDA** s'élève à 4,0x. Hors effets de l'acquisition de TAG, ce ratio s'élève à 3,8x, en légère augmentation par rapport à fin décembre 2018.

1.1.6. Objectifs financiers 2019

ENGIE confirme ses objectifs financiers pour 2019 ⁽²⁾ :

- un **résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) compris entre 2,5 et 2,7 milliards d'euros** ⁽³⁾. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 9,9 à 10,3 milliards d'euros,
- un ratio de dette financière nette / EBITDA inférieur ou égal à 2,5x (hors acquisition de TAG),
- une notation de catégorie "A".

(1) La dette économique nette s'établit à 38,9 milliards d'euros à fin juin 2019 (vs. 35,7 milliards d'euros à fin décembre 2018) ; elle intègre notamment les provisions nucléaires et les avantages postérieurs à l'emploi.

(2) Ces objectifs et cette indication reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs autres que liés à IFRS 16, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2018 pour la partie non couverte de la production, de cours de change moyens suivants pour 2019 : €/£: 1,16; €/BRL: 4,42, et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs des cessions non encore annoncées au 28 février 2019.

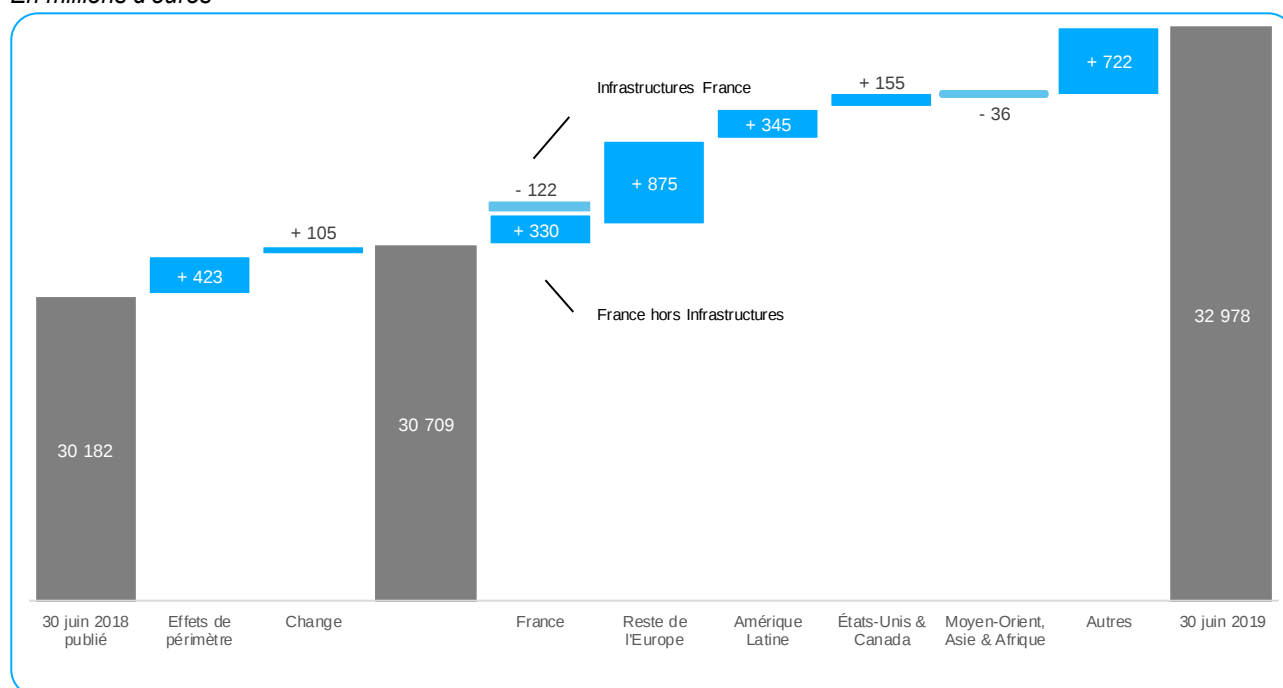
(3) Pour rappel, le Groupe ENGIE a durant sa présentation dans le cadre du Capital Markets Day du 28 février 2019 communiqué une guidance de croissance forte du résultat net récurrent (part du Groupe) avec un TCAC (taux de croissance annuel composé) de 7-9% sur la période 2018-2021.

2 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	32 978	30 182	+9,3%	+7,6%
EBITDA	5 321	5 288	+0,6%	+2,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(2 154)	(2 216)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU				
RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 166	3 072	+3,1%	+5,6%

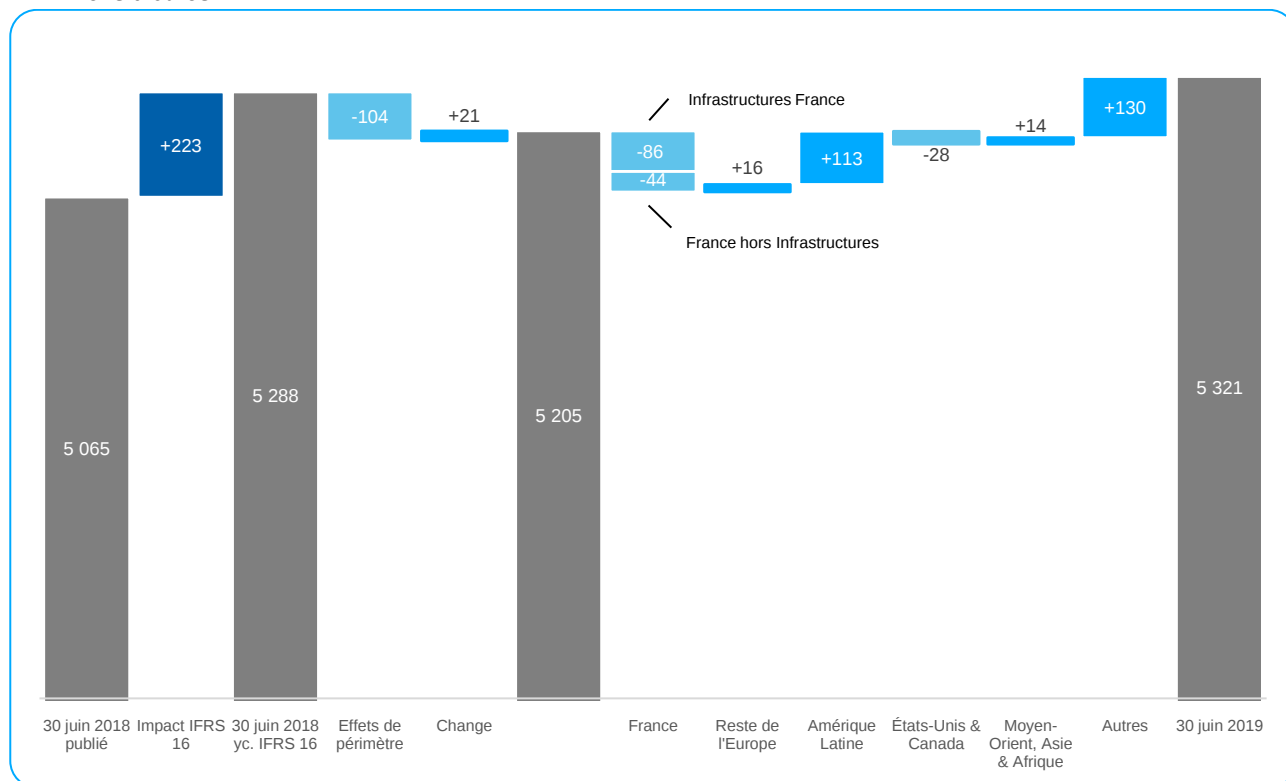
ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros



ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



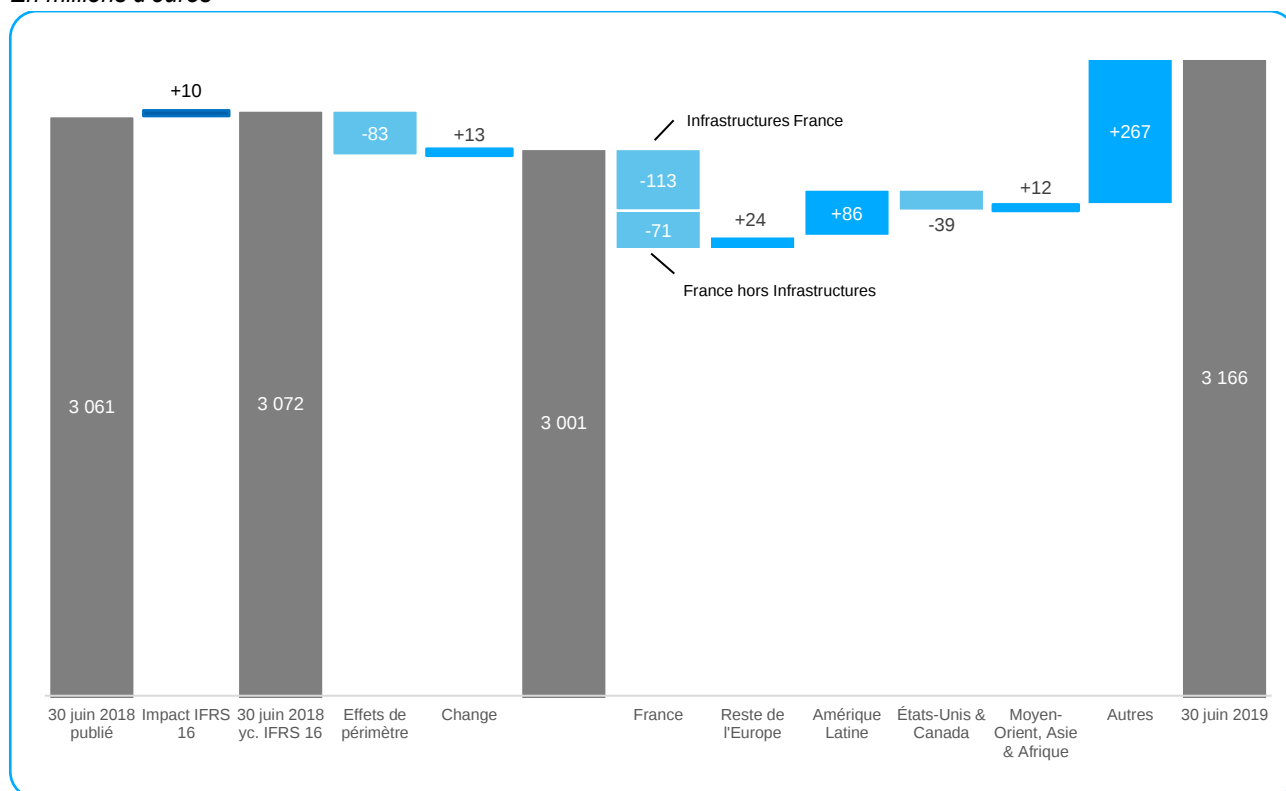
Matrice par géographies/Business Lines

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 30 juin 2019
	Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	442	1 908	195	-	-	224	-	2 769
Reste de l'Europe	245	103	57	200	17	165	-	787
Amérique Latine	8	164	510	365	-	22	-	1 069
États-Unis & Canada	(7)	1	27	20	-	10	41	91
Moyen-Orient, Asie & Afrique	12	12	52	354	-	(4)	-	426
Autres	49	(3)	(16)	(21)	-	73	97	179
TOTAL EBITDA	750	2 183	825	918	17	490	137	5 321

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 30 juin 2018 y compris IFRS 16
	Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	415	1 993	222	-	-	272	-	2 902
Reste de l'Europe	236	93	79	237	(62)	186	-	769
Amérique Latine	(2)	128	502	278	-	25	(1)	930
États-Unis & Canada	16	1	12	39	-	22	25	115
Moyen-Orient, Asie & Afrique	19	16	35	449	-	20	-	539
Autres	66	(4)	(10)	(2)	-	27	(43)	33
TOTAL EBITDA	748	2 227	841	1 001	(62)	552	(19)	5 288

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE (ROC)

En millions d'euros



Matrice par géographies/Business Lines

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 30 juin 2019
	Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	252	1 129	80	-	-	155	-	1 616
Reste de l'Europe	135	76	29	122	(216)	133	-	279
Amérique Latine	(3)	133	420	246	-	21	-	818
États-Unis & Canada	(30)	1	17	17	-	(7)	33	30
Moyen-Orient, Asie & Afrique	5	11	43	330	-	(13)	-	376
Autres	79	(3)	(17)	(21)	-	61	(52)	47
TOTAL ROC	438	1 346	572	694	(216)	350	(18)	3 166

En millions d'euros	Solutions							TOTAL au 30 juin 2018 y compris IFRS 16
	Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	
France	236	1 241	108	-	-	210	-	1 794
Reste de l'Europe	130	78	52	144	(303)	157	-	257
Amérique Latine	(4)	104	426	173	-	24	-	723
États-Unis & Canada	(1)	1	7	36	-	11	18	72
Moyen-Orient, Asie & Afrique	17	15	24	393	-	12	-	461
Autres	(4)	(4)	(11)	(2)	-	18	(232)	(235)
TOTAL ROC	374	1 434	605	744	(303)	432	(214)	3 072

2.1 France

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	11 244	10 867	+3,5%	+1,9%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	11 899	11 596	+2,6%	
EBITDA	2 769	2 902	-4,6%	-4,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 153)	(1 108)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 616	1 794	-9,9%	-10,3%

2.1.1. France hors Infrastructures

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	8 199	7 813	+4,9%	+4,3%
EBITDA	862	909	-5,1%	-4,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(374)	(356)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	488	553	-11,8%	-13,0%

Volumes d'énergie vendus

En TWh	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %
Ventes de gaz	51,2	54,6	-6,2%
Ventes d'électricité	20,4	22,2	-8,2%

Correction climatique France

En TWh	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	0,3	1,0	(0,7)

Le **chiffre d'affaires** du secteur France hors Infrastructures s'établit à 8 199 millions d'euros, en hausse brute de 4,9% et de 4,3% en organique. La croissance organique du chiffre d'affaires s'explique par la hausse du volume de ventes dans le segment de l'électricité BtoC et les activités de services BtoB (Cofely et Axima), partiellement contrebalancée par une baisse des ventes dans les Renouvelables en France, principalement due à la production électrique d'origine hydraulique. En outre, les acquisitions dans les services BtoB contribuent sensiblement à la croissance brute.

Les volumes de ventes de gaz dans le segment BtoC diminuent de 3,4 TWh par rapport à l'an dernier – dont 0,7 TWh sont imputables à un effet température négatif – du fait de la fin des tarifs réglementés du gaz et de la concurrence sur le marché. Le portefeuille d'électricité BtoC enregistre une progression significative de 1 TWh, tandis que les volumes de production électrique d'origine hydraulique chutent de 2,8 TWh.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 488 millions d'euros, en recul brut de 11,8% et de 13,0% en organique. Ce repli est principalement dû au segment BtoC, marqué par une perte de clientèle sur le segment du gaz réglementé, à l'effet négatif du gel des tarifs réglementés décidé par le gouvernement sur le premier semestre 2019, et à un impact température défavorable par rapport à 2018, l'ensemble de ces causes étant partiellement contrebalancées par la croissance du portefeuille d'électricité. Les résultats du premier semestre 2019 pâtissent également de l'impact d'une plus faible production électrique d'origine hydraulique (conditions hydrologiques positives exceptionnelles au premier semestre 2018, hydraulité faible en 2019).

2.1.2. Infrastructures France

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 045	3 054	-0,3%	-3,9%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	3 544	3 695	-4,1%	
EBITDA	1 907	1 993	-4,3%	-4,3%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(779)	(752)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 128	1 241	-9,1%	-9,1%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Infrastructures France s'établit à 3 045 millions d'euros, en recul de 0,3% par rapport au premier semestre 2018. Cette diminution trouve principalement son origine dans l'activité de stockage, marquée par une forte réduction des opérations d'achat/vente en France suite à la mise en œuvre de nouvelles régulations en 2018, comme au Royaume-Uni. Cet effet est partiellement contrebalancé par l'activité de *terminalling*, dont l'évolution reflète l'externalisation des activités GNL, ainsi que par l'activité de distribution qui bénéficie de la hausse des tarifs intervenue le 1^{er} juillet 2018 (+2,01%).

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 1 128 millions d'euros pour la période, en diminution brute de 9,1%. Cette baisse est pour l'essentiel imputable à l'activité de transmission, affectée en France par les effets de la fusion des zones (fin des abonnements sur le transit Nord/Sud) et par la hausse des dotations aux amortissements en raison de la mise en service de nouveaux actifs, qui ne sont pour l'heure que partiellement compensés par l'augmentation des tarifs intervenue le 1^{er} avril 2019 et, en Allemagne, par un ajustement prix négatif dans le cadre de la restauration des performances passées. Ces impacts négatifs sont en partie contrebalancés par la hausse des tarifs en France. Dans une moindre mesure, l'activité de stockage est affectée par des pénalités clients en France en raison d'une détérioration temporaire de la performance opérationnelle et par des effets prix négatifs en Allemagne. Le résultat opérationnel courant est également grevé par la hausse des dotations aux amortissements découlant de la mise en service de nouveaux actifs.

2.2 Reste de l'Europe

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	9 611	8 801	+9,2%	+10,2%
EBITDA	787	769	+2,2%	+2,1%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(507)	(512)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	279	257	+8,7%	+9,4%

Le **chiffre d'affaires** dans le reste de l'Europe s'élève à 9 611 millions d'euros, en hausse organique de 9,2%, principalement du fait des activités Thermique, Approvisionnement au Benelux et Solutions Clients.

Les activités Thermiques bénéficient d'une hausse des volumes d'énergie vendus, en partie nuancée par la suspension du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni depuis le 1^{er} octobre 2018, qui impacte négativement le chiffre d'affaires 2019.

Les activités Approvisionnement profitent d'effets prix positifs en Belgique, aux Pays-Bas et en Roumanie, partiellement neutralisés par la cession du portefeuille de commercialisation aux clients professionnels en Allemagne en 2018.

La hausse observée dans les Solutions Clients est principalement due au segment de l'efficacité énergétique et des installations en Belgique, et aux activités d'installation en Allemagne avec l'acquisition d'OTTO (janvier 2019).

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** ressort à 279 millions d'euros, en croissance organique de 9,4%. Cette croissance est principalement portée par les activités

Nucléaires et par une légère hausse des Solutions Clients, partiellement compensée par des contributions plus faibles des autres activités (Thermique, Renouvelables, Approvisionnement, Infrastructures) par rapport à 2018.

Les activités Nucléaire bénéficient de prix plus favorables, de taux de disponibilité plus élevés en Belgique ainsi que d'amortissements plus faibles, suite à des dépréciations partielles d'actifs en 2018.

La croissance des solutions clients découle principalement des bonnes performances des activités des actifs de la BU Génération Europe (en Italie et en Allemagne). Ces résultats s'expliquent par le développement de l'éclairage public et des réseaux de chaleur et de froid urbain, ainsi que par un environnement de marché favorable en Belgique.

Toutefois, l'évolution du résultat opérationnel courant des activités Thermique pâtit de la suspension du chiffre d'affaires issu du marché de capacité au Royaume-Uni, ainsi que d'effets positifs ponctuels en 2018 aux Pays-Bas. L'Approvisionnement s'inscrit en repli au Benelux et en Roumanie, et les Renouvelables enregistrent pour leur part un recul au Benelux.

2.3 Amérique Latine

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 601	2 173	+19,7%	+16,1%
EBITDA	1 069	930	+14,9%	+12,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(251)	(207)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	818	723	+13,2%	+11,9%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique Latine s'établit à 2 601 millions d'euros, en hausse brute de 19,7% et en progression organique de 16,1%. La croissance brute reflète l'impact positif de l'acquisition d'une entité Solutions Clients fin 2018 au Chili (CAM), partiellement contrebalancé par un effet de change net négatif lié à la forte dépréciation du réal brésilien (-5%) et du peso argentin (-46%) qui est en partie atténuée par l'appréciation du dollar américain (+7%). Au Mexique et en Argentine, le chiffre d'affaires bénéficie de l'augmentation des tarifs dans les activités de distribution de gaz. Au Chili, l'activité est positivement impactée par la montée en puissance de nouveaux contrats de vente d'électricité avec des sociétés de distribution. Au Brésil, la croissance organique est principalement due à un essor des ventes d'hydroélectricité sur le marché spot et la mise en service commerciale de nouveaux parcs éoliens et solaires.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 818 millions d'euros, en hausse organique de 11,9%, principalement due à l'impact favorable des dommages et intérêts perçus au Chili en 2019 et aux effets organiques positifs précédemment mentionnés pour le chiffre d'affaires. Ces impacts sont partiellement compensés par un effet ponctuel positif enregistré en 2018 au Mexique.

2.4 États-Unis & Canada

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 147	1 539	+39,5%	+9,4%
EBITDA	91	115	-20,3%	-22,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(61)	(43)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	30	72	-57,8%	-52,6%

Le **chiffre d'affaires** du secteur États-Unis & Canada atteint 2 147 millions d'euros, en hausse brute de 39,5%. Outre des effets de change positifs, il bénéficie d'effets entrants liés aux acquisitions récentes dans les Solutions Clients et la commercialisation BtoB (Plymouth Rock +140 millions d'euros) aux États-Unis. Cette progression, de 9,4% en organique,

s'explique principalement par les effets prix positifs dans les ventes d'électricité aux clients professionnels aux États-Unis, sans impact sur le résultat opérationnel courant.

Les ventes d'électricité augmentent de 0,8 TWh pour atteindre 19 TWh depuis le début de l'année.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** ressort à 30 millions d'euros, en recul organique de 52,6% par rapport au premier semestre 2018. Cette évolution est le fait (i) d'une contribution plus faible des activités Thermique en raison du renchérissement des coûts de l'approvisionnement en GNL à Porto Rico et de la baisse des *spreads* dans le nord-est des États-Unis au premier semestre 2019, (ii) d'une rentabilité temporairement plus faible dans les activités de commercialisation BtoB en raison de la hausse des coûts de l'approvisionnement en énergie, et enfin (iii) des Solutions Clients, en raison des effets ponctuels et pertes de contrats comptabilisés en 2019, qui ont grevé la performance. Ces effets sont partiellement compensés par la montée en puissance des Renouvelables grâce à la plateforme éolienne terrestre et à une hausse des marges sur les activités GNL depuis la cession du terminal Everett et des renégociations de contrats au deuxième semestre 2018.

2.5 Moyen-Orient, Asie & Afrique

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 532	1 892	-19,1%	-2,4%
EBITDA	426	539	-21,0%	+3,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(50)	(78)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	376	461	-18,5%	+3,3%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Moyen-Orient, Asie & Afrique atteint 1 532 millions d'euros, ce qui représente une diminution brute de 19,1% et un recul organique de 2,4%. Ce repli brut s'explique principalement par la cession de Glow (Thaïlande) en mars 2019, dont l'effet a été partiellement contrebalancé par la contribution positive de plusieurs acquisitions dans les Solutions Clients en Afrique, au Moyen-Orient et en Asie, ainsi que par des effets de change positifs. La croissance organique a été légèrement impactée par des volumes de ventes plus faibles dans les activités d'Approvisionnement en Australie ainsi que par une baisse du chiffre d'affaires des Solutions Clients en Afrique et en Australie.

Les ventes d'électricité, en baisse de 2,5 TWh, s'élèvent à 35,2 TWh, avec des volumes réduits principalement en raison de la cession de Glow et de Loy Yang B.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 376 millions d'euros, en recul brut de 18,5%, mais en croissance organique de 3,3%. La baisse brute s'explique par l'impact négatif de la cession de Glow et de Loy Yang B, en partie compensé par des effets de change positifs. La croissance organique reflète notamment la hausse de marge de la production thermique ainsi que les dommages et intérêts de retard perçus dans les Renouvelables en Australie.

2.6 Autres

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 842	4 909	+19,0%	+14,3%
EBITDA	179	33		
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(131)	(267)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	47	(235)		

Le secteur reportable Autres englobe (i) la BU GEM, (ii) la BU Tractebel, (iii) la BU GTT, (iv) les Entreprises & Collectivités (E&C), ainsi que les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe ou la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Le **chiffre d'affaires** de ce secteur s'élève à 5 842 millions d'euros, en hausse brute de 19,0% (soit 933 millions d'euros) par rapport au premier semestre 2018, principalement grâce à GEM et à E&C, sous l'effet d'un contexte de marché favorable.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 47 millions d'euros, soit une hausse brute de 282 millions d'euros par rapport au premier semestre 2018. Cette progression est principalement due à la surperformance de GEM sur les activités de marché, qui s'accompagne de forts effets positifs sur la renégociation des contrats de gaz et d'importants effets de décalage positifs à fin juin, ainsi qu'à des effets ponctuels positifs chez SUEZ. Le résultat opérationnel courant bénéficie également de l'acquisition de Certinergy en février 2019. Ces impacts favorables sont partiellement neutralisés par un déclin des marges de Tractebel Engineering et une réduction des contributions de GTT en lien avec l'évolution historique du carnet de commandes.

3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3 166	3 072	+3,1%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(989)	520	
Pertes de valeur	(242)	(752)	
Restructurations	(77)	(50)	
Effets de périmètre	1 584	(102)	
Autres éléments non récurrents	(44)	(13)	
Résultat des activités opérationnelles	3 397	2 675	+27,0%
Résultat financier	(719)	(680)	
Impôts sur les bénéfices	(221)	(655)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	2 457	1 340	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	-	(124)	
RÉSULTAT NET	2 457	1 215	+102,1%
Résultat net part du Groupe	2 084	929	
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	<i>2 084</i>	<i>1 077</i>	
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	<i>-</i>	<i>(148)</i>	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	373	286	
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>373</i>	<i>262</i>	
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>-</i>	<i>24</i>	

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 3 397 millions d'euros, en hausse par rapport au 30 juin 2018 principalement en raison (i) des gains enregistrés sur des cessions d'actifs (essentiellement liés à la cession de la participation d'ENGIE dans Glow), (ii) de moindres pertes de valeurs comptabilisées sur le premier semestre 2019, (iii) partiellement compensés par l'impact négatif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières.

Le RAO est impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact négatif de 989 millions d'euros (correspondant aux opérations non qualifiées de couverture comptable), contre une incidence positive de 520 millions d'euros au 30 juin 2018. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs sur ces positions et des effets nets négatifs liés au débouclage de positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2018 ;
- des pertes de valeurs nettes de 242 millions d'euros (contre 752 millions d'euros au 30 juin 2018) portant essentiellement sur plusieurs centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas en cours de cession et sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine (cf. Note 6.1.2) ;
- des charges de restructuration de 77 millions d'euros (contre 50 millions d'euros au 30 juin 2018) comprenant principalement des coûts liés à des fermetures d'entités et de sites ;
- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à +1 584 millions d'euros comprenant le résultat relatif à la cession de la participation d'ENGIE dans Glow ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -44 millions d'euros.

Le **résultat financier** s'élève à -719 millions d'euros au 30 juin 2019 contre -680 millions d'euros au 30 juin 2018 (cf. Note 7).

La **charge d'impôt** au 30 juin 2019 s'établit à -221 millions d'euros (contre -655 millions d'euros au 30 juin 2018). Elle comprend un produit d'impôt de 408 millions d'euros à caractère non récurrent (contre une charge d'impôt de 82 millions d'euros au premier semestre 2018) lié à l'impact négatif de la variation de juste valeur des instruments financiers à

caractère opérationnel. Par ailleurs la plus-value réalisée dans le cadre de la cession de la participation d'ENGIE dans Glow ainsi que les pertes de valeur comptabilisées en 2019 et 2018 sont globalement exonérées d'impôt. Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant s'établit à 27,6% au premier semestre 2019 contre 25,3% au premier semestre 2018.

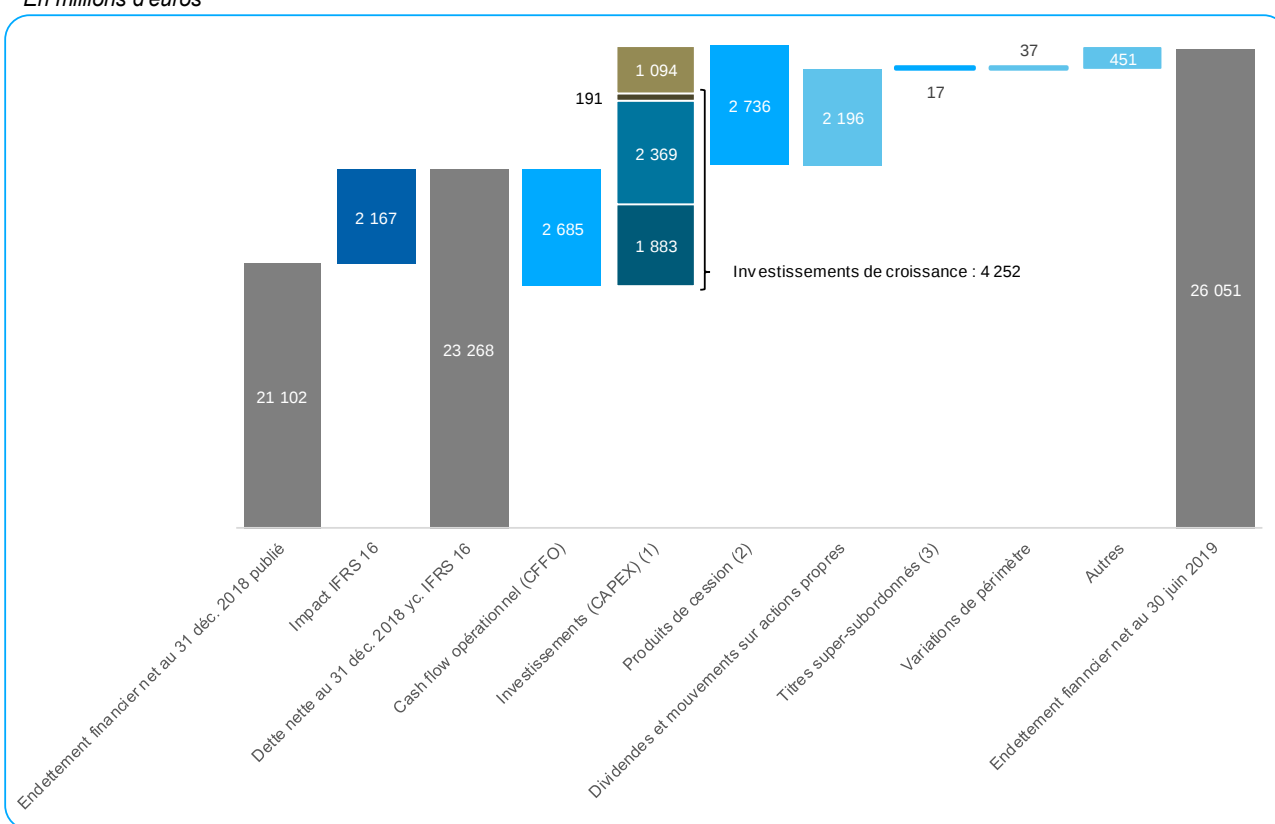
Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +373 millions d'euros, contre +262 millions d'euros au 30 juin 2018. Cette variation résulte principalement d'une baisse des pertes de valeurs comptabilisées au premier semestre 2019 par rapport au premier semestre 2018.

4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'**endettement financier net** s'établit à 26,1 milliards d'euros, en hausse de 2,8 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2018. Cette hausse est principalement due (i) aux investissements de la période (5,5 milliards d'euros ⁽¹⁾, incluant notamment 1,5 milliard d'euros au titre de l'acquisition de TAG au Brésil), (ii) aux versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,8 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,3 milliard d'euros) et (iii) à d'autres éléments (0,4 milliard d'euros), principalement liés aux effets de change, aux nouveaux droits d'utilisation de biens pris en location et aux variations de valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés (i) par la génération de cash-flow des opérations (2,7 milliards d'euros) et (ii) par les effets du programme de rotation de portefeuille (2,7 milliards d'euros, principalement liés à la finalisation de la cession de la participation dans Glow).

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En millions d'euros



- (1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO.
 (2) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO.
 (3) Cf. Note 10.5 «Titres super-subordonnés».

	Investissements de développement (nets de DBSO)
	Investissements financiers
	Variation des placements effectués par Synatom
	Investissements de maintenance

(1) Net des cessions dans le cadre du schéma DBSO.

Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 30 juin 2019 à 2,68 :

En millions d'euros	30 juin 2019	1 ^{er} janv. 2019 y compris IFRS 16
Endettement financier net	26 051	23 268
EBITDA (sur 12 mois glissants)	9 735	9 702
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,68	2,40

Le ratio dette nette économique sur EBITDA s'établit au 30 juin 2019 à 4,00 :

En millions d'euros	30 juin 2019	1 ^{er} janv. 2019 y compris IFRS 16
Dette nette économique	38 896	35 127
EBITDA (sur 12 mois glissants)	9 735	9 702
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	4,00	3,62

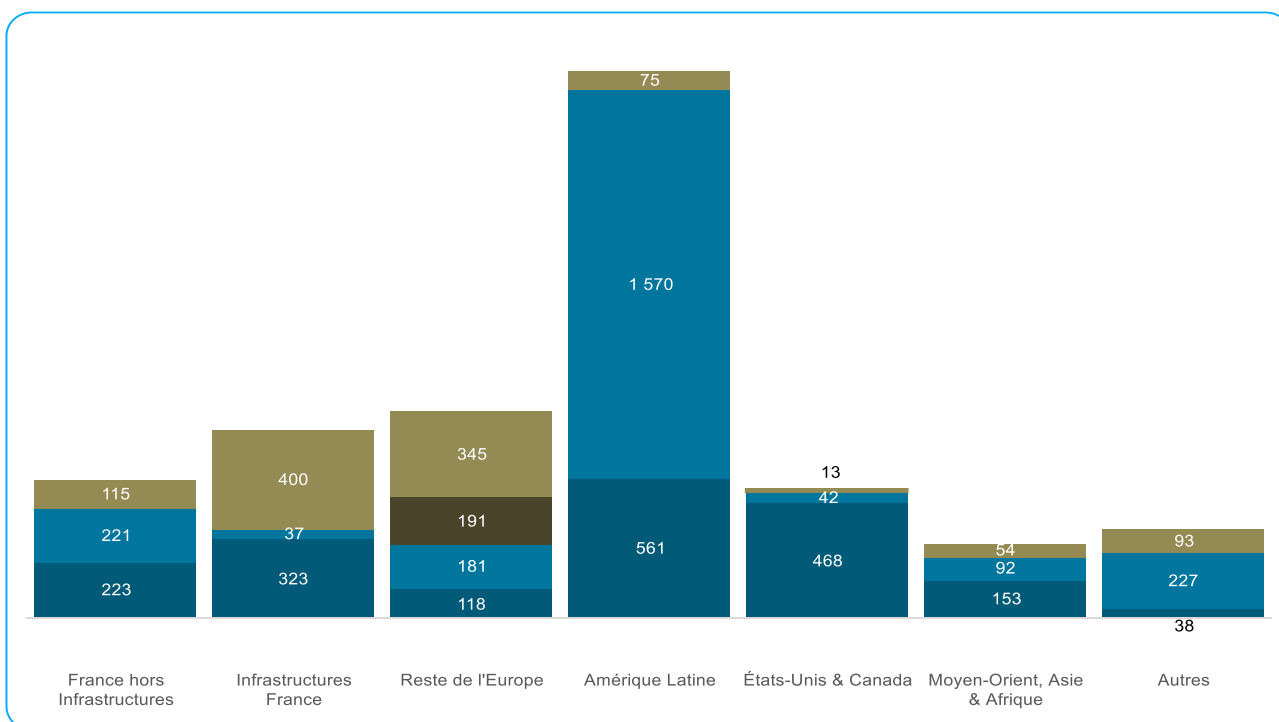
4.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

Le **cash flow des opérations (CFFO)** s'établit à 2,7 milliards d'euros, en recul de 0,8 milliard d'euros. Cette évolution s'explique principalement par la variation temporaire du besoin en fonds de roulement (-1,1 milliard d'euros) liée aux appels de marge sur produits dérivés et à la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés par l'augmentation des flux de trésorerie opérationnels (0,2 milliard d'euros) et par de moindres décaissements d'impôts (0,1 milliard d'euros).

4.2 Investissements nets

Les **investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)** s'élèvent à 5 536 millions d'euros et se détaillent comme suit par secteurs :

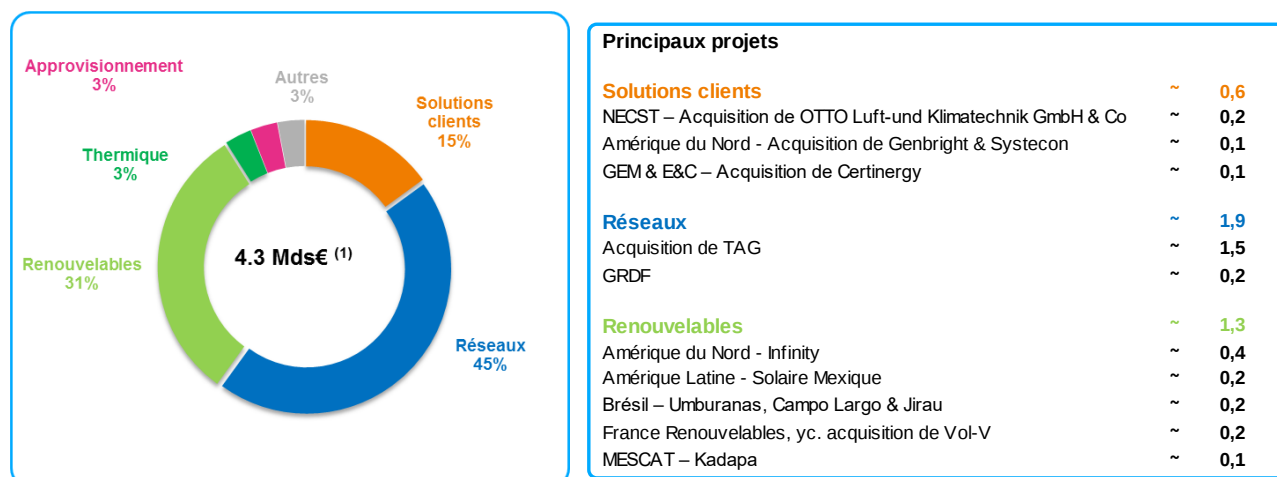
En millions d'euros



4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

	Investissements de développement (nets de DBSO)
	Investissements financiers
	Variation des placements effectués par Synatom
	Investissements de maintenance

Les **investissements de croissance** s'élèvent à 4 251 millions d'euros et se détaillent comme suit par *Business Line* :



(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, Synatom réaffecté aux investissements de maintenance.

La **matrice géographies/Business Lines** se détaille comme suit :

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 30 juin 2019
France	234	725	284	-	-	74	-	1 317
Reste de l'Europe	249	36	36	79	397	38	-	835
Amérique Latine	16	1 572	418	196	-	3	-	2 206
États-Unis & Canada	96	-	393	2	-	32	-	522
Moyen-Orient, Asie & Afrique	66	3	187	14	-	28	-	299
Autres	113	-	47	-	-	22	177	358
TOTAL CAPEX	775	2 336	1 364	292	397	196	177	5 537

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 30 juin 2018 y compris IFRS 16
France	171	732	182	-	-	69	-	1 154
Reste de l'Europe	172	31	24	57	385	38	-	708
Amérique Latine	25	29	357	272	-	2	-	684
États-Unis & Canada	256	-	201	1	-	18	1	478
Moyen-Orient, Asie & Afrique	68	3	119	87	-	54	-	330
Autres	76	-	7	-	-	5	143	231
TOTAL CAPEX	769	795	890	417	385	185	145	3 585

Les **investissements nets** de la période s'élèvent à 3 072 millions d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 4 251 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement (i) de l'acquisition au Brésil d'une participation de 90% en consortium avec la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) dans les Infrastructures (1 544 millions d'euros) et en Allemagne de la société d'installations et de services OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (149 millions d'euros) dans les Solutions Clients et, (ii) de développements de projets de fluidification et de développement du réseau de distribution et de transport de gaz en France (323 millions d'euros) dans les Infrastructures, (iii) d'investissements dans les activités Renouvelables réalisés dans le cadre du développement

de champs éoliens et photovoltaïques aux États-Unis (396 millions d'euros), au Brésil (246 millions d'euros), au Mexique (212 millions d'euros) et en Inde (116 millions d'euros) ;

- des investissements de maintenance bruts pour 1 094 millions d'euros ;
- de l'augmentation de 191 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation enregistrés sur la période (235 millions d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 37 millions d'euros ; et
- des cessions ⁽¹⁾ représentant un montant de 2 736 millions d'euros et portant principalement sur la cession par le Groupe de sa participation dans la société Glow en Thaïlande.

4.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 2 196 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 1 833 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2018 (soit 0,75 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et 0,86 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré) versé en mai 2019 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 281 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 82 millions d'euros et des mouvements sur actions propres.

4.4 Endettement financier net au 30 juin 2019

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 74% en euros et 13% en dollars américains au 30 juin 2019.

L'endettement financier net est libellé à 73% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 10,3 ans.

Au 30 juin 2019, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,2 milliards d'euros.

(1) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO.

5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	30 juin 2019	1 ^{er} janvier 2019 y compris IFRS 16	Variation nette
Actifs non courants	96 586	93 818	2 771
<i>Dont goodwill</i>	<i>18 238</i>	<i>17 809</i>	<i>429</i>
<i>Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	<i>58 238</i>	<i>57 776</i>	<i>462</i>
<i>Dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	<i>9 051</i>	<i>7 846</i>	<i>1 204</i>
Actifs courants	51 835	61 994	(10 162)
<i>Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	<i>1 168</i>	<i>3 809</i>	<i>(2 640)</i>
Capitaux propres	39 421	40 930	(1 509)
Provisions	22 691	21 512	1 179
Dettes financières	36 988	34 345	2 643
Autres passifs	49 321	59 024	(9 704)
<i>Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	<i>737</i>	<i>2 141</i>	<i>(1 404)</i>

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'établissent à 58,2 milliards d'euros, en hausse de 0,5 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de la période (+3,2 milliard d'euros), des écarts de conversion (+0,1 milliard d'euros), partiellement compensés par des amortissements (-2,2 milliards d'euros), le classement des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» (-0,3 milliard d'euros), des cessions (-0,1 milliard d'euros) et des pertes de valeurs (-0,1 milliard d'euros).

Les **goodwill** s'établissent à 18,2 milliards d'euros en hausse de 0,4 milliard d'euros essentiellement à la suite des acquisitions réalisées par les BU Amérique du nord, France Renouvelables, GEM et Autres, compensées notamment par les pertes de valeurs comptabilisées portant sur l'intégralité du *goodwill* alloué aux «Actifs destinés à être cédés» relatifs à la cession en cours de plusieurs centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas (cf. Note 2.2).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 39,4 milliards d'euros, en baisse de -1,5 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,1 milliards d'euros, dont 1,8 milliard d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,3 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle), des autres éléments du résultat global (-1,4 milliard d'euros) et l'effet de la déconsolidation de Glow suite à sa cession (-0,5 milliard d'euros), partiellement compensés par le résultat net de la période (+2,5 milliards d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 22,7 milliards d'euros, en hausse de 1,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette augmentation provient principalement des pertes actuarielles sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (+1,1 milliard d'euros) en raison de la baisse des taux d'actualisation sur la période (cf. Note 12).

Les actifs et passifs classés sur les lignes «**Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente**» et «**Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente**» se composent au 30 juin 2019 d'une partie des parcs solaires de la société Langa en France, d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas, et au 31 décembre 2018 des activités de Glow en Thaïlande, d'une partie des parcs solaires de la société Langa en France, et d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique (cf. Note 2.2).

6 AJUSTEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE

Les éléments précédemment publiés au titre de 2018 et présentés ci-avant ont été ajustés afin de les rendre comparables aux chiffres 2019 qui ont fait l'objet de l'application de la norme IFRS 16 – *Contrats de location* (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

Ces ajustements, portant sur le compte de résultat et sur certains indicateurs clés du Groupe, sont les suivants :

En millions d'euros	30 juin 2018 publié	IFRS 16	30 juin 2018 y compris IFRS 16
Compte de résultat			
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	27 998	-	27 998
Chiffre d'affaires sur autres contrats	2 184	-	2 184
CHIFFRE D'AFFAIRES	30 182	-	30 182
Achats	(15 632)	-	(15 632)
Charges de personnel	(5 320)	-	(5 320)
Amortissements, dépréciations et provisions	(1 841)	(213)	(2 054)
Autres charges opérationnelles	(5 226)	223	(5 002)
Autres produits opérationnels	690	-	690
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	2 852	10	2 862
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	209	-	209
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 061	10	3 072
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	520	-	520
Pertes de valeur	(752)	-	(752)
Restructurations	(50)	-	(50)
Effets de périmètre	(102)	-	(102)
Autres éléments non récurrents	(13)	-	(13)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 665	10	2 675
RÉSULTAT FINANCIER	(665)	(16)	(680)
Impôt sur les bénéfices	(657)	2	(655)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1 344	(4)	1 340
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(119)	(6)	(124)
RÉSULTAT NET	1 225	(9)	1 215
Résultat net part du Groupe	938	(9)	929
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	1 081	(3)	1 077
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	(142)	(6)	(148)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	287	-	286
dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	263	-	262
dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	24	-	24
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	0,36	(0,01)	0,35
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	0,42	(0,01)	0,41
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action	(0,06)	(0,00)	(0,06)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	0,36	(0,01)	0,35
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	0,41	(0,00)	0,41
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué	(0,06)	(0,00)	(0,06)
EBITDA	5 065	223	5 288
RÉSULTAT NET RÉCURRENT	1 931	(9)	1 922
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE	1 468	(9)	1 459
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES PART DU	1 494	(3)	1 491
Flux de trésorerie			
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	3 263	219	3 482

En millions d'euros	31 déc. 2018 publié	IFRS 16	1 ^{er} janv. 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23
État de la situation financière			
DETTE NETTE	21 102	2 167	23 268
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE	35 590	78	35 668
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	51 412	2 156	53 568

Les modalités d'application de la norme IFRS 16 et ses incidences sur l'état de la situation financière au 1^{er} janvier 2019 sont présentées dans la Note 1 «Référentiel et méthodes comptables».

7 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec des parties liées décrites dans la Note 25 des Notes aux comptes des états financiers consolidés au 31 décembre 2018 n'ont pas connu d'évolution significative à fin juin 2019.

8 DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS

La section «Facteurs de risque et contrôle» (Chapitre 2) du Document de Référence 2018 contient une description détaillée des facteurs de risque auxquels le Groupe est exposé.

Les évolutions sur le semestre des risques liés aux instruments financiers et aux litiges auxquels le Groupe est exposé, sont présentées respectivement dans les Notes 11 et 13 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2019.

Les risques et incertitudes relatifs à la valeur comptable des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés dans la Note 9 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2019 et dans les Notes 14, 15 et 16 des états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

Les risques et incertitudes liés aux obligations relatives aux installations de production nucléaire sont présentés dans la Note 12.1 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2019 et dans la Note 20.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

A l'exception de ces points et de ceux mentionnés dans la section 1.1.6 «Objectifs financiers 2019», il n'est pas anticipé de risques ou incertitudes significatifs.

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

COMPTE DE RÉSULTAT	34
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	35
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	36
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	38
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	40

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	5	30 106	27 998
Chiffre d'affaires sur autres contrats	5	2 872	2 184
CHIFFRE D'AFFAIRES	4.2 & 5	32 978	30 182
Achats		(17 574)	(15 632)
Charges de personnel		(5 751)	(5 320)
Amortissements, dépréciations et provisions		(2 126)	(1 841)
Autres charges opérationnelles		(5 479)	(5 226)
Autres produits opérationnels		841	690
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT		2 890	2 852
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4.2	276	209
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	4.2	3 166	3 061
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	6.1	(989)	520
Pertes de valeur	6.2	(242)	(752)
Restructurations	6.3	(77)	(50)
Effets de périmètre	6.4	1 584	(102)
Autres éléments non récurrents		(44)	(13)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	6	3 397	2 665
Charges financières		(1 069)	(1 038)
Produits financiers		350	373
RÉSULTAT FINANCIER	7	(719)	(665)
Impôt sur les bénéfices	8	(221)	(657)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		2 457	1 344
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	(119)
RÉSULTAT NET		2 457	1 225
Résultat net part du Groupe		2 084	938
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>		<i>2 084</i>	<i>1 081</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>		<i>-</i>	<i>(142)</i>
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		373	287
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		<i>373</i>	<i>263</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		<i>-</i>	<i>24</i>
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)		0,82	0,36
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>		<i>0,82</i>	<i>0,42</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>		<i>-</i>	<i>(0,06)</i>
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)		0,82	0,36
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		<i>0,82</i>	<i>0,41</i>
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		<i>-</i>	<i>(0,06)</i>

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019	30 juin 2019 Quote-part du Groupe	30 juin 2019 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2018 ⁽¹⁾	30 juin 2018 Quote-part du Groupe ⁽¹⁾	30 juin 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		2 457	2 084	373	1 225	938	287
Instruments de dette	10.1	33	33	-	38	38	-
Couverture d'investissement net		59	59	-	34	34	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)		(435)	(431)	(5)	(114)	(125)	11
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)		(81)	(116)	35	64	63	1
Impôts différés sur éléments ci-dessus		192	203	(11)	33	34	(2)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(154)	(153)	-	148	148	-
Écarts de conversion		(153)	(64)	(88)	(196)	(196)	1
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	-	-	279	282	(3)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(539)	(469)	(69)	286	277	8
Instruments de capitaux propres	10.1	52	52	-	(2)	(2)	-
Pertes et gains actuariels		(1 149)	(1 083)	(66)	(395)	(375)	(20)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		266	256	10	108	96	13
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(29)	(29)	-	3	1	2
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	-	-	(4)	(2)	(2)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(860)	(804)	(56)	(290)	(282)	(8)
RÉSULTAT GLOBAL		1 058	811	248	1 221	934	287

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Goodwill	9	18 238	17 809
Immobilisations incorporelles nettes	9	6 753	6 718
Immobilisations corporelles nettes	9	51 485	48 917
Autres actifs financiers	10.1	7 270	6 193
Instruments financiers dérivés	10.1	2 449	2 693
Participations dans les entreprises mises en équivalence		9 051	7 846
Autres actifs non courants		450	474
Actifs d'impôt différé		891	1 066
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		96 586	91 716
Actifs courants			
Autres actifs financiers	10.1	2 625	2 290
Instruments financiers dérivés	10.1	9 786	10 679
Créances commerciales et autres débiteurs	5.2	12 151	15 613
Actifs de contrats	5.2	7 485	7 411
Stocks		3 227	4 158
Autres actifs courants		7 399	9 337
Trésorerie et équivalents de trésorerie	10.1	7 995	8 700
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	2.2	1 168	3 798
TOTAL ACTIFS COURANTS		51 835	61 986
TOTAL ACTIF		148 421	153 702

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

PASSIF

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		34 502	35 551
Participations ne donnant pas le contrôle		4 919	5 391
TOTAL CAPITAUX PROPRES		39 421	40 941
Passifs non courants			
Provisions	12	20 532	19 194
Emprunts à long terme	10.2	28 083	26 434
Instruments financiers dérivés	10.2	3 431	2 785
Autres passifs financiers	10.2	49	46
Passifs de contrats	5.2	33	36
Autres passifs non courants		1 114	960
Passifs d'impôt différé		4 565	5 415
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		57 807	54 869
Passifs courants			
Provisions	12	2 160	2 620
Emprunts à court terme	10.2	8 905	5 745
Instruments financiers dérivés	10.2	10 829	11 510
Fournisseurs et autres créanciers	10.2	13 712	19 759
Passifs de contrats	5.2	3 688	3 598
Autres passifs courants		11 163	12 529
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2.2	737	2 130
TOTAL PASSIFS COURANTS		51 193	57 891
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		148 421	153 702

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2017	2 435 285 011	2 435	32 506	1 455	3 129	(915)	(1 088)	(883)	36 639	5 938	42 577
Impact IFRS 9 & 15 ⁽¹⁾		-	-	(122)	-	(270)	36	-	(357)	(99)	(455)
Reclassements des primes et coupons ⁽²⁾		-	-	(570)	570	-	-	-	-	-	-
CAPITAUX PROPRES AU 1^{er} JANVIER 2018 ^{(1) (2)}	2 435 285 011	2 435	32 506	763	3 699	(1 184)	(1 053)	(883)	36 282	5 840	42 122
Résultat net				938					938	287	1 225
Autres éléments du résultat				(282)		382	(104)		(4)	-	(4)
RÉSULTAT GLOBAL				656	-	382	(104)	-	934	287	1 221
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				45					45	-	45
Dividendes distribués en numéraire ⁽³⁾				(847)					(847)	(587)	(1 434)
Achat/vente d'actions propres				(103)				102	(1)	-	(1)
Emission de titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽²⁾				(11)	1 000				989	-	989
Reclassement en dette et remboursement de titres super-subordonnés ⁽²⁾				(21)	(600)				(621)		(621)
Coupons des titres super-subordonnés				(88)					(88)		(88)
Transactions entre actionnaires				(25)					(25)	14	(10)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle ⁽⁴⁾				-					-	(360)	(360)
Augmentations et réductions de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle				-					-	14	14
Autres variations				6	-	(1)			5	(4)	1
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2018 ⁽³⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	374	4 099	(803)	(1 157)	(780)	36 673	5 204	41 877

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2018 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

(2) Pour des raisons de clarté, il a été décidé de présenter dorénavant la valeur des titres super-subordonnés en valeur nominale alors qu'ils étaient précédemment inscrits sous déduction des primes et coupons. Ce changement est sans impact sur les capitaux propres. Les opérations de la période sont commentées dans la Note 8.5 «Titres super-subordonnés» des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2018.

(3) L'Assemblée Générale du 18 mai 2018 a décidé la distribution d'un dividende de 0,70 euro par action au titre de l'exercice 2017. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,07 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2017, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Un acompte de 0,35 euro par action ayant été payé en numéraire le 13 octobre 2017 pour un montant de 836 millions d'euros, le Groupe a réglé en numéraire le 24 mai 2018, pour un montant de 847 millions d'euros, le solde du dividende de 0,35 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi que le solde du dividende de 0,42 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(4) Concerne essentiellement la déconsolidation d'ENGIE E&P International suite à sa cession (cf. Note 5.1.2 «Cession des activités d'exploration-production» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

(5) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2018 ⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 565	(590)	3 750	(1 019)	(1 130)	(460)	35 551	5 391	40 941
Impact IFRS 16 (cf. Note 1)				(7)	-	-	-	-	(7)	(4)	(11)
CAPITAUX PROPRES AU 1^{er} JANVIER 2019 y compris IFRS 16	2 435 285 011	2 435	32 565	(597)	3 750	(1 019)	(1 130)	(460)	35 544	5 386	40 930
Résultat net				2 084	-	-	-	-	2 084	373	2 457
Autres éléments du résultat global				(804)	-	(405)	(64)	-	(1 273)	(126)	(1 399)
RÉSULTAT GLOBAL				1 280	-	(405)	(64)	-	811	248	1 058
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions		-	-	25				-	25	-	25
Dividendes distribués en numéraire ⁽²⁾			(1 096)	(738)					(1 833)	(271)	(2 105)
Achat/vente d'actions propres				(34)	-	-	-	34	-		-
Titres super-subordonnés ⁽³⁾				(99)	-				(99)		(99)
Transactions entre actionnaires				56					56	6	62
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle ⁽⁴⁾										(446)	(446)
Augmentations et réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	(11)	(11)
Autres variations				(1)	-	-			(1)	8	7
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2019	2 435 285 011	2 435	31 470	(108)	3 750	(1 424)	(1 194)	(426)	34 502	4 919	39 421

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

(2) L'Assemblée Générale du 17 mai 2019 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,12 euro par action au titre de l'exercice 2018. Il se compose d'un dividende ordinaire de 0,75 euro par action et d'un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,11 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2018, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Un acompte de 0,37 euro par action ayant été payé en numéraire le 12 octobre 2018 pour un montant de 892 millions d'euros, le Groupe a réglé en numéraire le 23 mai 2019, pour un montant de 1 833 millions d'euros, le solde du dividende de 0,75 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi que le solde du dividende de 0,86 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(3) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 10.5 «Titres super-subordonnés».

(4) Concerne essentiellement la déconsolidation de Glow suite à sa cession (cf. Note 2.1 «Cessions réalisées au cours du premier semestre 2019»).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		2 457	1 225
- Résultat net des activités non poursuivies		-	(119)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		2 457	1 344
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(276)	(209)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		399	304
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		2 258	2 360
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 570)	110
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		989	(520)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		5	54
- Charge d'impôt		221	657
- Résultat financier		719	661
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		5 202	4 760
+ Impôt décaissé		(205)	(291)
Variation du besoin en fonds de roulement		(2 038)	(968)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		2 959	3 501
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	82
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		2 959	3 583
Investissements corporels et incorporels	3.5	(2 996)	(2 603)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	3.5	(287)	(432)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3.5	(1 360)	(133)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	3.5	(646)	(279)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		62	80
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		2 406	791
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		2	2
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette		110	44
Intérêts reçus d'actifs financiers		44	15
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		31	40
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	3.5	(124)	(88)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(2 759)	(2 562)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	(155)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(2 759)	(2 717)
Dividendes payés ⁽²⁾		(2 196)	(1 428)
Remboursement de dettes financières		(1 837)	(4 348)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(528)	(190)
Intérêts financiers versés		(395)	(342)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		46	35
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(64)	(111)
Augmentation des dettes financières		4 100	4 225
Augmentation/diminution de capital		(20)	15
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		-	989
Achat/vente de titres d'autocontrôle		-	(1)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	3.5	-	(13)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(894)	(1 168)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	1 020
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(894)	(148)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		(11)	(109)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		-	(1)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		(705)	607
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		-	(1)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		8 700	8 929
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		7 995	9 535

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

(2) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 82 millions d'euros au 30 juin 2019 (88 millions d'euros au 30 juin 2018).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES.....	42
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	49
Note 3	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	52
Note 4	INFORMATION SECTORIELLE	56
Note 5	VENTES	64
Note 6	DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE AU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ..	66
Note 7	RÉSULTAT FINANCIER	68
Note 8	IMPÔTS	69
Note 9	GOODWILL ET IMMOBILISATIONS	70
Note 10	INSTRUMENTS FINANCIERS	71
Note 11	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	76
Note 12	PROVISIONS	79
Note 13	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	81
Note 14	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	84
Note 15	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	85

INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE ENGIE

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code de Commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans. Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 29 juillet 2019, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2019 ont été présentés au Conseil d'Administration qui a autorisé leur publication.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement européen du 19 juillet 2002 sur les normes comptables internationales (IFRS), les états financiers consolidés annuels du Groupe sont établis conformément aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne ⁽¹⁾. Les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe, établis pour la période de six mois close au 30 juin 2019, ont été préparés selon les dispositions de la norme IAS 34 – *Information financière intermédiaire* qui permet de présenter une sélection de notes annexes. Les états financiers consolidés condensés intermédiaires n'incluent dès lors pas toutes les notes et informations requises par les IFRS pour les états financiers consolidés annuels et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés de l'exercice 2018, sous réserve des particularités propres à l'établissement des états financiers consolidés condensés intermédiaires décrites ci-après (voir 1.3).

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers consolidés condensés intermédiaires sont identiques à ceux retenus pour l'exercice clos au 31 décembre 2018 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2019

1.1.1.1 IFRS 16 – Contrats de location et IFRIC 23 – Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat

▪ IFRS 16 – Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié une nouvelle norme sur la comptabilisation des contrats de location. La norme IFRS 16 – *Contrats de location* remplace la norme IAS 17 – *Contrats de location* ainsi que les interprétations IFRIC 4 – *Déterminer si un accord contient un contrat de location*, SIC 15 – *Avantages dans les contrats de location simple* et SIC 27 – *Évaluation de la substance des transactions impliquant la forme juridique d'un contrat de location*.

Le nouveau texte requiert, côté preneur, que tous les engagements de location, pour lesquels la norme n'a pas prévu d'exemption en raison de leur courte durée et/ou de la faible valeur des actifs loués, soient inscrits au bilan, sans distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement. Précédemment, seuls ces derniers contrats

(1) Référentiel disponible sur le site internet de la Commission européenne :
http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index.fr.htm.

étaient comptabilisés au bilan des preneurs. En conséquence, un montant représentant le droit d'utilisation de l'actif loué pendant la durée du contrat doit être constaté à l'actif du bilan et une dette correspondant à l'obligation de paiement des loyers fixes doit être reconnue au passif du bilan. Au compte de résultat, la charge d'amortissement du droit d'utilisation de l'actif et la charge financière relative aux intérêts sur la dette de loyers se substituent en partie à la charge opérationnelle constatée précédemment au titre des loyers. La présentation du tableau de flux de trésorerie est également impactée avec une amélioration des flux issus des activités opérationnelles au détriment des flux de trésorerie liés aux opérations de financement.

Côté bailleur, les principes comptables sont quasiment inchangés par rapport à IAS 17. Les bailleurs doivent continuer à classer les contrats de location en tant que contrats de location simple ou contrats de location-financement en application de principes similaires à ceux d'IAS 17. IFRS 16 n'a donc pas d'impact sur les contrats de location dans lesquels le Groupe est bailleur.

Le Groupe a adopté la norme IFRS 16 – *Contrats de location* au 1^{er} janvier 2019 et a appliqué la méthode rétrospective modifiée. Conformément aux prescrits de cette méthode, l'information comparative n'a pas été retraitée et l'effet cumulatif de l'application initiale a été comptabilisé en ajustement des capitaux propres d'ouverture de la période en cours.

Dans le cadre de la première application d'IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019, le Groupe a choisi d'utiliser les mesures de simplification suivantes prévues dans les dispositions transitoires de la norme :

- ne pas réexaminer les contrats que le Groupe avait précédemment analysés en application d'IAS 17 et d'IFRIC 4 pour déterminer s'ils contenaient ou non un contrat de location (clause dite de «*grand-fathering*») ;
- imputer sur les droits d'utilisation les provisions pour contrats déficitaires comptabilisées dans l'état de situation financière au 31 décembre 2018 (en lieu et place d'un test de perte de valeur) ;
- exclure les coûts directs initiaux de l'évaluation du droit d'utilisation ;
- appliquer un taux d'actualisation unique à un portefeuille de contrats de location présentant des caractéristiques raisonnablement similaires ; et
- utiliser les connaissances acquises a posteriori, par exemple pour déterminer la durée d'un contrat de location, lorsque ce contrat contient des options de prolongation ou de résiliation.

En revanche, le Groupe a fait le choix de ne pas exclure les contrats de location dont le terme se situe dans les 12 mois suivant la date de transition.

L'appréciation de la durée d'un contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non exercice d'une option de résiliation, a été effectuée sur une base individuelle. Après la transition, cette évaluation fera l'objet d'un examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. A noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large des pénalités et tient compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Le Groupe applique les exemptions de comptabilisation prévues par la norme et ainsi ne reconnaît pas de droits d'utilisation et de dettes de location pour les contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois («contrats de location à court terme»), ni pour les contrats de location dont l'actif sous-jacent est de faible valeur («actifs de faible valeur»). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charges dans le compte de résultat.

Le Groupe n'applique pas les mesures de simplification permises par la norme relatives à l'approche portefeuille pour un ensemble de contrats de location présentant des caractéristiques similaires, ni celle relative à la non séparation des composantes location et service.

Les dettes de location ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements des loyers restant dus, établie sur base du taux d'emprunt marginal du preneur au 1^{er} janvier 2019. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe, ajusté conformément à la norme IFRS 16 en tenant compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée résiduelle de chaque contrat au 1^{er} janvier 2019. La méthode développée pour calculer le taux d'emprunt marginal tient compte de l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la duration). Le taux d'emprunt marginal moyen pondéré appliqué aux dettes de location au 1^{er} janvier 2019 s'établit à 1,43%.

Les impacts, à la date de transition, des nouveaux actifs et passifs comptabilisés dans l'état de situation financière et relatifs aux contrats de location pour lesquels le Groupe agit en tant que preneur, sont synthétisés ci-dessous :

En millions d'euros	1 ^{er} janv. 2019
Droits d'utilisation présentés en Immobilisations corporelles	3 045
Contrats de location-financement reclassés en droits d'utilisation	(905)
Autres actifs courants et non courants	(31)
TOTAL ACTIF	2 110
TOTAL CAPITAUX PROPRES	(11)
Dettes de location présentées en Emprunts à court et à long terme	2 167
Autres passifs courants et non courants	(46)
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	2 110

Les droits d'utilisation nouvellement comptabilisés concernent principalement les types d'actifs suivants :

En millions d'euros	1 ^{er} janv. 2019
Immobilier	1 782
Véhicules	206
Autres	153
TOTAL	2 141

Par ailleurs, concernant les contrats de location précédemment classés comme contrats de location-financement, le Groupe n'a pas modifié, à la date de la première application d'IFRS 16, et comme requis par la norme, la valeur comptable des actifs et passifs sous-jacents telle qu'elle était précédemment reconnue sous IAS 17. Ces engagements ont été reclassés en droits d'utilisation pour un montant net de 905 millions d'euros, principalement au titre de centrales électriques en Amérique Latine.

Dans le compte de résultat consolidé, l'extourne des charges de location comptabilisées au titre des contrats de location précédemment considérés comme des contrats de location simple a entraîné une augmentation de l'EBITDA, des amortissements ainsi que des charges financières.

La différence entre (i) les engagements relatifs aux contrats de location simple selon IAS 17, dans lesquels ENGIE est preneur, et présentés dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2018 ('Information sur les contrats de location simple – ENGIE preneur') pour un montant de 2 087 millions d'euros et (ii) le passif reconnu au titre des contrats de location sous IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 pour un montant de 2 546 millions d'euros correspond à (i) des engagements pour un montant de 380 millions d'euros au titre de contrats précédemment classés en location-financement et (ii) à un effet actualisation à hauteur de 79 millions d'euros.

▪ IFRIC 23 – Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat

L'interprétation IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* clarifie l'application des dispositions de la norme IAS 12 - *Impôts sur le résultat*. Cette clarification s'applique aux aspects de comptabilisation et d'évaluation de l'impôt sur le résultat dès lors qu'il existe une incertitude relative au traitement d'un élément, tant au niveau de la détermination des bénéfices imposables (pertes fiscales déductibles), que des bases d'imposition, des déficits reportables, des crédits d'impôt non utilisés ou des taux d'imposition.

Le Groupe a adopté l'interprétation IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* au 1^{er} janvier 2019, sans retraitement de l'information comparative. L'impact sur les états financiers consolidés du Groupe est peu significatif.

Incidences de l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 sur l'état de situation financière consolidé au 1^{er} janvier 2019

Les impacts relatifs à la première application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 sur l'état de situation financière au 1^{er} janvier 2019 sont présentés ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2018 publié	IFRS 16 & IFRIC 23	1 ^{er} janv. 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23
Actifs non courants			
Goodwill	17 809	-	17 809
Immobilisations incorporelles nettes	6 718	(7)	6 711
Immobilisations corporelles nettes	48 917	2 148	51 065
Autres actifs financiers	6 193	-	6 193
Instruments financiers dérivés	2 693	-	2 693
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 846	-	7 846
Autres actifs non courants	474	(39)	435
Actifs d'impôt différé	1 066	-	1 066
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	91 716	2 102	93 818
Actifs courants			
Autres actifs financiers	2 290	-	2 290
Instruments financiers dérivés	10 679	-	10 679
Créances commerciales et autres débiteurs	15 613	-	15 613
Actifs de contrats	7 411	-	7 411
Stocks	4 158	-	4 158
Autres actifs courants	9 337	(3)	9 334
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 700	-	8 700
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 798	11	3 809
TOTAL ACTIFS COURANTS	61 986	8	61 994
TOTAL ACTIF	153 702	2 110	155 812
Capitaux propres part du Groupe	35 551	(7)	35 544
Participations ne donnant pas le contrôle	5 391	(4)	5 386
TOTAL CAPITAUX PROPRES	40 941	(11)	40 930
Passifs non courants			
Provisions	19 194	-	19 194
Emprunts à long terme	26 434	1 777	28 211
Instruments financiers dérivés	2 785	-	2 785
Autres passifs financiers	46	-	46
Passifs de contrats	36	-	36
Autres passifs non courants	960	-	960
Passifs d'impôt différé	5 415	(4)	5 410
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	54 869	1 773	56 642
Passifs courants			
Provisions	2 620	(301)	2 318
Emprunts à court terme	5 745	389	6 134
Instruments financiers dérivés	11 510	-	11 510
Fournisseurs et autres créanciers	19 759	-	19 759
Passifs de contrats	3 598	-	3 598
Autres passifs courants	12 529	249	12 778
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2 130	11	2 141
TOTAL PASSIFS COURANTS	57 891	348	58 239
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	153 702	2 110	155 812

1.1.1.2 Autres normes, amendements ou interprétations

Les autres amendements et interprétations applicables à partir de 2019 n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe :

- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers* : *Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative*.

- Amendements IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises : Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises.*
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Modification, réduction ou liquidation de régime.*
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017.

1.1.1.3 Autres textes

Dans sa décision de mars 2019, l'IFRS Interpretation Committee (IFRIC) a conclu que, compte tenu des caractéristiques d'un contrat portant sur l'achat ou la vente d'éléments non financiers, qualifié de dérivé au sens d'IFRS 9, et qui est réglé par une livraison physique, un tel contrat doit être comptabilisé sur la même ligne du compte de résultat, tant pour les variations de sa juste valeur, que pour les effets au moment de son dénouement physique.

Le Groupe est concerné par cette décision s'agissant des instruments financiers dérivés sur matières premières, électricité et gaz notamment, qu'il utilise à des fins de couvertures économiques mais qui ne sont pas qualifiés comme tels au sens des IFRS.

La pratique actuelle du Groupe est de présenter la variation de juste valeur (mark-to-market ou MtM) des dérivés sur commodités, non qualifiés de négoce ou de couverture comptable au sens des IFRS, en-dessous de l'agrégat du Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des mises en équivalence (ROC). Au moment de leur dénouement physique, les gains ou pertes sont reclassés en résultat opérationnel, dans la même rubrique que l'élément économiquement couvert, permettant de présenter la performance opérationnelle des transactions concernées à leur cours couvert.

Suite à cette décision, le Groupe prévoit d'adapter sa pratique comptable, sans impact sur le résultat net, ni sur les capitaux propres, dès la clôture du 31 décembre 2019. Ce changement aura pour conséquence de présenter les variations de MtM en ROC, ce qui devrait nécessiter une évolution des indicateurs de performance utilisés par le management pour le suivi de la performance opérationnelle.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2019 et non anticipés par le Groupe

- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* ⁽¹⁾.
- Amendements IFRS 3 – Regroupement d'entreprises : *définition d'une activité* ⁽¹⁾.
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* et IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs : définition de la matérialité* ⁽¹⁾.

Les analyses des incidences de l'application de ces normes et amendements sont en cours.

1.2 Utilisation d'estimations et du jugement

L'évolution de l'environnement économique et financier a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans l'évaluation des instruments financiers et les tests de perte de valeur. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par le Groupe dans les estimations comme les *business plans* et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

(1) Ces normes et amendements n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

1.2.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révisé ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations corporelles et incorporelles ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés ;
- les instruments financiers ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

Des informations complémentaires sur le contenu de ces estimations sont présentées dans les Notes *ad hoc* des états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

1.2.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la Direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas de manière précise des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour l'évaluation de la nature du contrôle, déterminer si les accords contiennent des contrats de location, la comptabilisation dans le chiffre d'affaires des coûts d'acheminement facturés aux clients, l'identification des obligations de performance des contrats de ventes, les regroupements de secteurs opérationnels à effectuer pour la présentation des secteurs reportables, de même que la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.).

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de situation financière les actifs courants et non courants de même que passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour cette classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

1.3 Particularités propres à l'établissement des états financiers intermédiaires

1.3.1 Saisonnalité des activités

Les activités du Groupe sont, par nature, des activités saisonnières mais les variations climatiques ont des effets plus importants que la saisonnalité sur les différents indicateurs d'activité et de résultat opérationnel. En conséquence, les résultats intermédiaires au 30 juin 2019 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2019.

1.3.2 Impôt sur les bénéfices

Dans le cadre des arrêtés intermédiaires, la charge d'impôt (courante et différée) est calculée pour chaque entité fiscale en appliquant au résultat taxable de la période, hors élément exceptionnel significatif, le taux effectif moyen annuel estimé pour l'année en cours. Les éventuels éléments exceptionnels significatifs de la période sont comptabilisés avec leur charge d'impôt réelle.

1.3.3 Retraites

Le coût des retraites pour une période intermédiaire est calculé sur la base des évaluations actuarielles réalisées à la fin de l'exercice précédent. Ces évaluations sont le cas échéant ajustées pour tenir compte des réductions, liquidations ou autres événements non récurrents importants survenus lors du semestre. Par ailleurs, les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des régimes à prestations définies sont le cas échéant ajustés afin de tenir compte des évolutions significatives ayant affecté le rendement des obligations émises par des entreprises de premier rang de la zone concernée (référence utilisée pour la détermination des taux d'actualisation) et le rendement réel des actifs de couverture.

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Cessions réalisées au cours du premier semestre 2019

Dans le cadre de la présentation de sa stratégie 2019-2021, le Groupe a annoncé, le 28 février 2019, un programme de cession d'actifs de 6 milliards d'euros visant notamment à poursuivre sa transformation.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions du premier semestre 2019 sur l'endettement net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO ⁽¹⁾, sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession de la participation dans la société Glow - Thaïlande	2 591	2 470
Autres opérations de cession individuellement non significatives	338	264
TOTAL	2 929	2 734

Les cessions complémentaires en cours de finalisation au 30 juin 2019 sont présentées dans la Note 2.2 «Actifs destinés à être cédés».

2.1.1 Cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow (Thaïlande)

Le 14 mars 2019, le Groupe a finalisé la cession de sa participation de 69,1% dans Glow à Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC), après avoir reçu, le 8 mars 2019, l'approbation officielle de la Commission de Régulation de l'Energie thaïlandaise. Cette transaction fait suite à un premier contrat signé entre ENGIE et GPSC en juin 2018.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités depuis le 1^{er} janvier 2019 se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 2 470 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 1 580 millions d'euros au 30 juin 2019.

2.2 Actifs destinés à être cédés

Au 30 juin 2019, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 1 168 et 737 millions d'euros.

En millions d'euros	30 juin 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	879	2 661
Autres actifs	289	1 137
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	1 168	3 798
Dettes financières	330	1 019
Autres passifs	406	1 111
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	737	2 130

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 relatifs à la participation du Groupe dans la société Glow (Thaïlande) ont été cédés au cours du premier semestre 2019 (cf. Note 2.1 «Cessions réalisées au cours du premier semestre 2019»).

Les autres actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 se rapportaient aux parcs solaires en exploitation de la société Langa en France (cf. Note 2.2.1) et à des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique,

(1) Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, dont les incidences des cessions sont enregistrées en Résultat opérationnel courant.

dont le processus de cession reste en cours à ce jour. S'y ajoutent au 30 juin 2019 les centrales à charbon aux Pays-Bas et en Allemagne (cf. Note 2.2.2).

2.2.1 Projet de cession d'actifs de la société Langa

Le 21 décembre 2018, le Groupe a signé un accord avec Predica pour la cession de parcs solaires en exploitation et en cours de construction détenus par Langa (segment France hors Infrastructures) à FEIH2 (*joint venture* détenue à 80% par Predica et 20% par le Groupe ENGIE).

La finalisation de la transaction est attendue au quatrième trimestre 2019.

Compte tenu de la plus-value de cession attendue, aucun ajustement de valeur n'a été comptabilisé.

2.2.2 Projet de cession de centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas

Le 26 avril 2019, le Groupe a signé un accord avec le fonds d'investissement international spécialisé dans l'énergie Riverstone Holdings LLC, portant sur la cession des centrales de Farge, Zolling et Wilhelmshaven en Allemagne et de Rotterdam aux Pays-Bas, et dont la capacité totale installée est de 2 345 MW.

Cette cession est soumise aux conditions usuelles d'approbation, sa finalisation est attendue au second semestre 2019.

La transaction proposée se traduira par une réduction de l'endettement financier net d'ENGIE d'environ 0,2 milliard d'euros. Compte tenu du prix de cession, un ajustement de valeur de -140 millions d'euros principalement imputé sur le goodwill alloué aux actifs destinés à être cédés a été enregistré dans les comptes au 30 juin 2019 sur la ligne Pertes de valeur au sein du Résultat des activités opérationnelles (RAO).

2.3 Acquisitions réalisées au cours du premier semestre 2019

2.3.1 Acquisition d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil

Début avril 2019, le consortium, composé d'ENGIE (32,5%), d'ENGIE Brasil Energia (32,5%) et de la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) (35%), a remporté la procédure d'appel d'offres engagée par Petrobras et portant sur l'acquisition d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) avec une offre finale et engageante de 8,6 milliards de dollars américains.

ENGIE détient ainsi, directement et indirectement, une participation de 58,5% dans TAG, résultant en un intérêt net du Groupe dans TAG à hauteur de 49,3%. Les autres actionnaires de TAG sont la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ), qui détient 31,5% de son capital, ainsi que Petrobras qui conserve une participation de 10%.

Le prix d'acquisition s'élève à 8,6 milliards de dollars, financé à hauteur de 5,3 milliards de dollars par dette externe au niveau du consortium, et à hauteur de 2,4 milliards de dollars par les actionnaires.

La finalisation de l'opération est intervenue le 13 juin 2019.

TAG est le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz naturel du Brésil, un pays clé pour la stratégie récemment présentée d'ENGIE, et dont les actifs apporteront au Groupe des bénéfices contractuellement stables. Les actifs de TAG comportent 4 500 kilomètres de gazoducs, soit 47% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays.

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget et du plan à moyen terme, les investissements, l'exploitation et la maintenance, etc., sont prises à une majorité nécessitant l'accord d'ENGIE et de CDPQ. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence. L'impact sur la dette nette du Groupe est de 1 544 millions d'euros. L'allocation du prix d'acquisition de cette participation sera finalisée sur le second semestre.

2.3.2 Autres opérations du premier semestre 2019

Diverses acquisitions et prises de participations ont également été réalisées au cours du premier semestre 2019, notamment avec les acquisitions de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co opérant dans le domaine des installations et des services de ventilation en Allemagne, de l'activité de maintenance nucléaire de SUEZ (ex-SRA SAVAC), de la société Vol-V Biomasse présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur du biométhane, de TIKO dans le développement de systèmes intelligents de gestion de l'énergie pour le marché résidentiel, et de la prise de contrôle de Cofely BESIX Facility Management (CBFM).

NOTE 3 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS. Les données comparables au 30 juin et au 31 décembre 2018 présentées ci-dessous n'ont pas été retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables» ⁽¹⁾).

3.1 EBITDA

La réconciliation de l'EBITDA au résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'explique comme suit :

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 166	3 061
Dotations nettes aux amortissements et autres	2 161	1 922
Paielements fondés sur des actions (IFRS 2)	25	55
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(31)	27
EBITDA	5 321	5 065

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

3.2 Résultat net récurrent part du Groupe

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «Résultat des activités opérationnelles» (RAO) à savoir les rubriques «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 10 «Du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence au résultat des activités opérationnelles» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018.
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés nettes de l'extourne de la juste valeur de ces dérivés débouclés par anticipation, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IFRS 9 – *Instruments financiers*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôts relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

(1) Les données comparables y compris l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16 sont présentées dans la section 1 de ce Rapport Financier Semestriel 2019.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		2 084	938
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		-	(142)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		2 084	1 081
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		373	263
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		2 457	1 344
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		(231)	397
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	6.1	989	(520)
Pertes de valeur	6.2	242	752
Restructurations	6.3	77	50
Effets de périmètre	6.4	(1 584)	102
Autres éléments non récurrents		44	13
Autres éléments retraités		(328)	195
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	7	2	(1)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	7	-	17
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	7	146	71
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	7	(36)	-
Autres effets impôts retraités		(408)	82
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(31)	27
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 898	1 935
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		407	441
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		1 491	1 494
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		-	(27)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		1 491	1 468

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

3.3 Capitaux engagés industriels

La réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière est la suivante :

En millions d'euros	30 juin 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	58 238	55 635
(+) Goodwill	18 238	17 809
(-) Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power ⁽²⁾	(7 625)	(7 610)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 656	1 550
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	9 051	7 846
(-) Goodwill International Power ⁽²⁾	(152)	(151)
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	12 151	15 613
(-) Appels de marge ⁽²⁾⁽³⁾	(1 654)	(1 669)
(+) Stocks	3 227	4 158
(+) Actifs de contrats	7 485	7 411
(+) Autres actifs courants et non courants	7 849	9 811
(+) Impôts différés	(3 675)	(4 349)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽²⁾	(462)	(247)
(-) Provisions	(22 691)	(21 813)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽²⁾	3 551	2 637
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(13 712)	(19 759)
(+) Appels de marge ⁽²⁾⁽³⁾	1 279	1 681
(-) Passifs de contrats	(3 721)	(3 634)
(-) Autres passifs courants et non courants	(12 281)	(13 507)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	56 751	51 412

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

(2) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(3) Les appels de marges inclus dans les rubriques «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Fournisseurs et autres créanciers» correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

3.4 Cash flow des opérations (CFFO)

La réconciliation du cash flow des opérations (CFFO) aux rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	5 202	4 760
Impôt décaissé	(205)	(291)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 038)	(968)
Intérêts reçus d'actifs financiers	44	15
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	31	40
Intérêts financiers versés	(395)	(342)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	46	35
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(528)	(190)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	528	204
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	2 685	3 263

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

3.5 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

La réconciliation des investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) aux rubriques de l'état des flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
Investissements corporels et incorporels	2 996	2 603
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	287	432
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	138	42
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 360	133
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	646	279
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	124	88
(+) Autres	4	(5)
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	-	13
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	-	-
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO ⁽²⁾	(19)	-
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	5 537	3 585

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

(2) Develop, Build, Share & Operate.

3.6 Endettement financier net

L'indicateur endettement financier net est présenté dans la Note 10.3 «Endettement financier net».

3.7 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
ENDETTEMENT FINANCIER NET	10	26 051	21 102
Paiements futurs minimaux au titre des locations simples ⁽²⁾			2 087
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire		6 336	6 170
Provisions pour démantèlement des installations		6 100	6 081
Provisions pour reconstitution de sites		235	222
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites		2 611	1 970
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		(98)	60
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement		(167)	(167)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages		4 819	4 293
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		(2 995)	(2 572)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés		(1 675)	(1 374)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		751	601
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium et créance Electrabel envers EDF Belgium		(3 073)	(2 884)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		38 896	35 590

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

(2) À compter du 1^{er} janvier 2019 les engagements relatifs aux dettes de location sont directement inclus dans l'endettement financier net suite à l'application de la norme IFRS 16.

NOTE 4 INFORMATION SECTORIELLE

4.1 Renforcement de l'organisation d'ENGIE

Au cours du premier semestre 2019, ENGIE a partagé son ambition de devenir le leader mondial de la transition zéro carbone de ses clients et, pour accélérer la mise en œuvre de sa stratégie, annoncé le renforcement de son organisation.

Le Groupe maintient son organisation actuelle décentralisée reposant sur ses 24 *Business Units* (BUs) géographiques afin de rester au plus près de ses clients et de promouvoir l'esprit d'initiative, et la renforce par la création de quatre *Global Business Lines* (GBLs) : Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique.

Ces GBLs ont vocation à soutenir les équipes locales et la performance transverse en proposant une stratégie inter-BUs pour leur activité, en participant à la hiérarchisation de l'allocation des ressources entre les BUs, en identifiant et en pilotant les principaux programmes transversaux numériques et d'excellence, en identifiant et en mettant en place les partenariats mondiaux et en soutenant, mesurant et présentant la performance globale des activités. À ces GBLs Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique, s'ajoutent les activités de l'approvisionnement et du nucléaire pour constituer les six grandes familles d'activités du Groupe, ou *Business Lines* (BLs).

L'organisation désormais matricielle du Groupe repose sur un axe primaire constitué des BUs et un axe secondaire constitué des BLs.

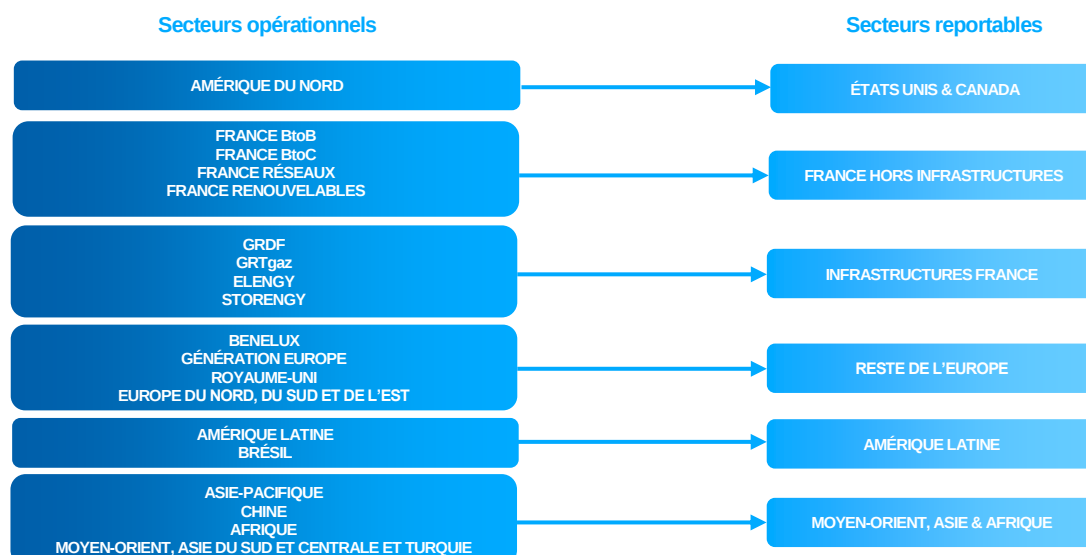
4.2 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

4.2.1 Définition des secteurs reportables

Conformément aux dispositions d'IFRS 8, la définition des secteurs opérationnels et reportables du Groupe a été revue à l'aune des évolutions de son organisation ainsi que des modifications profondes des portefeuilles d'activité des BUs à l'issue du plan de transformation 2016-2018.

Chacune des BUs du Groupe correspond à un «secteur opérationnel» dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui demeure le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8. Le Groupe a procédé à de nouveaux regroupements des 24 BUs et présente désormais une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables reflétant les zones géographiques de l'activité du Groupe :

- un secteur reportable correspondant à un secteur opérationnel : États-Unis & Canada ;
- cinq secteurs reportables correspondant à des regroupements de secteurs opérationnels ;



- Par ailleurs l'ensemble «Autres» comprend des secteurs opérationnels ne pouvant être regroupés (Global Energy Management, Tractebel, GTT, Hydrogène, et Entreprises et Collectivités) du fait de la spécificité de leurs métiers et de leurs marchés ou de leur profil de risque particulier ainsi que les activités holdings et *corporate*.

Pour effectuer ces analyses et aboutir aux regroupements de secteurs opérationnels présentés ci-avant, le Groupe a exercé son jugement afin de déterminer si deux ou plusieurs secteurs opérationnels pouvaient être regroupés au sein d'un même secteur reportable. Les principaux paramètres qui ont été examinés afin d'apprécier la similitude des caractéristiques économiques sont les suivants :

- nature des activités et services ;
- environnement réglementaire ;
- environnements économiques dans lesquels opèrent les activités concernées (maturité du marché, perspectives de croissance, risques politiques...) ;
- profils de risques des activités ;
- positionnement de ces activités dans la stratégie et le nouveau business model du Groupe.

Les jugements exercés par le Groupe qui ont conduit à effectuer les cinq regroupements mentionnés dans le schéma ci-dessus sont les suivants :

- les secteurs opérationnels France BtoB, France BtoC, France Réseaux et France Énergie Renouvelables, regroupent au sein du secteur reportable **France hors Infrastructures** les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie (prestations de services, distribution et commercialisation directe de gaz et d'électricité aux clients BtoB, BtoT et BtoC), et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités non régulées et complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité combinés. Ces BUs opèrent par ailleurs dans l'environnement de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) ;
- les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Storengy et Elengy portent les activités d'infrastructures de gaz en Europe (distribution, transport, stockage et terminaux méthaniers) ont été regroupés dans le secteur reportable **Infrastructures France**, s'agissant d'activités régulées présentant des profils de risques et de marges similaires ;
- les secteurs opérationnels Benelux, Génération Europe, Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable **Reste de l'Europe** car ces BUs, qui représentent l'ensemble des activités du Groupe dans le domaine de l'énergie en Europe hors de France, comprennent des mix d'activités similaires (de la production à la fourniture d'énergie, en passant par la commercialisation et les services à l'énergie) évoluant dans des marchés de l'énergie matures et en phase de transformation dans le cadre de la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients ;
- les secteurs opérationnels Amérique Latine et Brésil ont été regroupés au sein du secteur reportable **Amérique Latine** car ces deux secteurs présentent des perspectives de croissance similaires, avec une part importante de leur chiffre d'affaires générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;
- les secteurs opérationnels Asie-Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable **Moyen-Orient, Asie & Afrique** car ces régions ont en commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles représentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie, et évoluent dans des marchés portés par la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients.

4.2.2 Description des secteurs reportables

- **France hors Infrastructures** : regroupe les activités de (i) la BU France BtoB : services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures, (ii) la BU France BtoC : commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels, (iii) la BU France Renouvelables : développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France, (iv) de la BU France Réseaux qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux de chaud et froid).

- **Infrastructures France** : regroupe les BUs GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy, sociétés d'infrastructures françaises qui exploitent des réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel ainsi que des terminaux méthaniers, essentiellement en France ; elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- **Reste de l'Europe** : regroupe les activités de (i) la BU Benelux (activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg : production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de capacités de production renouvelables, commercialisation de gaz naturel et d'électricité et activités de services à l'énergie), (ii) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (iii) la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et du portefeuille de distribution, fourniture de services et de solutions énergétiques,...), ainsi que de (iv) la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques associés, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).
- **Amérique Latine** : regroupe les activités de (i) la BU Brésil et (ii) la BU Amérique Latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou). Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité y compris d'origine renouvelable, les métiers de la chaîne du gaz (y compris infrastructures) et les services à l'énergie.
- **Etats-Unis & Canada** : comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie, et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, Canada et Porto Rico.
- **Moyen-Orient, Asie & Afrique** : regroupe les activités de (i) la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour et Indonésie), (ii) la BU Chine, (iii) la BU Afrique (principalement Maroc et Afrique du Sud) et (iv) la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabe.
- **Autres** : englobe les activités de (i) la BU GEM qui a pour mission de gérer et optimiser, pour le compte des BUs qui détiennent les actifs de production d'électricité, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures gazières) notamment sur le marché européen, de vendre de l'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et de proposer à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), (iii) la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié), (iv) la BU Hydrogène (conception de solutions énergétiques zéro carbone à base d'hydrogène renouvelable), ainsi que (v) les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, Entreprises et collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

- relations entre le secteur reportable «Infrastructures France» et les utilisateurs de ces infrastructures à savoir le secteur reportable «France hors Infrastructures» et «Autres» (GEM, E&C) : les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont facturées sur base de tarifs (ou revenus) régulés applicables à tous les utilisateurs. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de GRDF demeurent positionnés dans le secteur «Infrastructures France» ;
- relations entre le secteur reportable «Autres» (GEM) et les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe» : GEM gère les contrats d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe et vend la molécule de gaz à prix de marché aux entités commercialisatrices logées dans les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe». En ce qui concerne l'électricité, GEM gère et optimise le parc de production et les portefeuilles de vente pour le compte des entités porteuses d'actifs de production et prélève, au titre de ces prestations, un pourcentage de la marge énergie réalisée. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de production d'électricité (déduction faite de la rémunération prélevée par GEM) sont positionnés dans les secteurs portant les actifs de production («France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe») ;
- relations entre le secteur opérationnel «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Reste de l'Europe» et les entités commercialisatrices du secteur reportable «France hors Infrastructures» : une partie de la production des actifs thermiques de la BU «Génération Europe» est vendue auprès des entités commercialisatrices de ces secteurs sur base d'un prix de marché.

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

4.2.3 Indicateurs clés par secteur reportable ⁽¹⁾

Conformément à IFRS 8, l'information sectorielle comparative au 30 juin 2018 et au 31 décembre 2018 a été retraitée afin de présenter cette information selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe depuis le 1^{er} janvier 2019.

En revanche, elle n'a pas été retraitée du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables») conformément aux dispositions de transition de cette norme applicable à compter du 1^{er} janvier 2019.

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	30 juin 2019			30 juin 2018		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	8 199	155	8 354	7 813	88	7 901
Infrastructures France	3 045	499	3 544	3 054	641	3 695
<i>Total France</i>	<i>11 244</i>	<i>654</i>	<i>11 899</i>	<i>10 867</i>	<i>729</i>	<i>11 596</i>
Reste de l'Europe	9 611	724	10 335	8 801	1 335	10 135
Amérique Latine	2 601	-	2 601	2 173	-	2 173
États-Unis & Canada	2 147	2	2 149	1 539	62	1 601
Moyen-Orient, Asie & Afrique	1 532	1	1 533	1 892	-	1 892
Autres	5 842	3 418	9 261	4 909	3 084	7 994
Élimination des transactions internes		(4 799)	(4 799)		(5 210)	(5 210)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	32 978	-	32 978	30 182	-	30 182

EBITDA

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	862	858
Infrastructures France	1 907	1 965
<i>Total France</i>	<i>2 769</i>	<i>2 823</i>
Reste de l'Europe	787	716
Amérique Latine	1 069	924
États-Unis & Canada	91	102
Moyen-Orient, Asie & Afrique	426	534
Autres	179	(34)
TOTAL EBITDA ⁽²⁾	5 321	5 065

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

(2) L'EBITDA au 30 juin 2019 intègre l'effet de la norme IFRS 16 (annulation des loyers) de l'ordre de 0,2 milliard d'euros.

(1) Les données comparables y compris l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16 sont présentées dans la section 1 de ce Rapport Financier Semestriel 2019.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	(370)	(302)
Infrastructures France	(779)	(725)
<i>Total France</i>	(1 149)	(1 027)
Reste de l'Europe	(497)	(463)
Amérique Latine	(248)	(200)
États-Unis & Canada	(59)	(32)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(46)	(93)
Autres	(162)	(107)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(2 161)	(1 922)

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	7	(3)
Infrastructures France	4	4
<i>Total France</i>	12	1
Reste de l'Europe	33	53
Amérique Latine	(12)	(4)
États-Unis & Canada	22	44
Moyen-Orient, Asie & Afrique	149	135
Autres	72	(19)
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ</i>	73	(20)
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	276	209

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 186 millions d'euros et 90 millions d'euros au 30 juin 2019 (contre 64 millions d'euros et 145 millions d'euros au 30 juin 2018).

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	488	553
Infrastructures France	1 128	1 239
<i>Total France</i>	1 616	1 792
Reste de l'Europe	279	254
Amérique Latine	818	721
États-Unis & Canada	30	71
Moyen-Orient, Asie & Afrique	376	460
Autres	47	(237)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 166	3 061

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	30 juin 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	7 639	6 300
Infrastructures France	19 691	19 802
Total France	27 331	26 102
Reste de l'Europe	3 986	3 552
Amérique Latine	11 833	9 897
États-Unis & Canada	3 201	2 494
Moyen-Orient, Asie & Afrique	3 698	3 553
Autres	6 702	5 814
Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ	2 041	2 018
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	56 751	51 412

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018
France hors Infrastructures	558	423
Infrastructures France	759	732
Total France	1 317	1 154
Reste de l'Europe	835	708
Amérique Latine	2 206	684
États-Unis & Canada	522	478
Moyen-Orient, Asie & Afrique	299	330
Autres	358	231
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	5 537	3 585

4.3 Information par Business Line

4.3.1 Définition des Business Lines

- **Solutions Clients** : englobe (hors clients BtoC) les activités de prestations de services, unitaires ou regroupés, par exemple, *design*, conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance et *facility management* ainsi que les activités de gestion d'actifs, comme par exemple les réseaux de chaud et de froid, d'actifs de production d'énergie dédiés (énergie décentralisée - production livrée directement chez le client). Elle inclut également notre participation dans le groupe SUEZ.
- **Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité en Europe et Amérique Latine ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe, en Asie et sur le continent américain, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène, projets de géothermie, *energy as a service*...).
- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction et l'exploitation d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer, la géothermie et le biogaz principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.
- **Thermique** : regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz, le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.
- **Nucléaire** : englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.

- **Approvisionnement** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux, qu'ils soient professionnels ou particuliers. Elle regroupe également l'ensemble des activités de Services à destination des clients résidentiels.

Par ailleurs l'ensemble **Autres** regroupe les activités (i) de gestion et d'optimisation de l'énergie (ii) de la BU GTT, (iii) et des activités de *corporate* et de *holdings*.

4.3.2 Indicateurs clés par Business Line

EBITDA

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
Solutions Clients	750	639
Infrastructures	2 183	2 197
Renouvelables	825	836
Thermique	918	994
Nucléaire	17	(62)
Approvisionnement	490	544
Autres	137	(84)
TOTAL EBITDA	5 321	5 065

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
Solutions Clients	438	371
Infrastructures	1 346	1 432
Renouvelables	572	604
Thermique	694	742
Nucléaire	(216)	(303)
Approvisionnement	350	432
Autres	(18)	(217)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 166	3 061

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018
Solutions Clients	775	769
Infrastructures	2 336	795
Renouvelables	1 364	890
Thermique	292	417
Nucléaire	397	385
Approvisionnement	196	185
Autres	177	145
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	5 537	3 585

4.4 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾	30 juin 2019	31 déc. 2018 ⁽¹⁾
France	13 903	12 912	32 075	30 543
Belgique	3 895	3 035	(3 212)	(3 254)
Autres Union européenne	7 884	7 657	7 889	7 188
Autres pays d'Europe	423	366	497	386
Amérique du nord	2 390	1 849	3 800	2 881
Asie, Moyen-Orient et Océanie	1 988	2 296	3 475	3 329
Amérique du sud	2 330	1 919	11 361	9 523
Afrique	164	147	865	816
TOTAL	32 978	30 182	56 751	51 412

(1) Données publiées au 30 juin et au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

NOTE 5 VENTES

5.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires relatif aux contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 15 (cf. Note 8 «Ventes» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018). Le chiffre d'affaires sur autres contrats, correspondant au chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15, comprend :

- les transactions de ventes de commodités qui entrent dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui donnent lieu à livraison physique ;
- les opérations de négoce d'énergie pour compte propre et pour compte de la clientèle, présentées en net, après compensation des achats et des ventes ;
- les revenus des locations et des concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

La ventilation du chiffre d'affaires selon ses différents principes de comptabilisation se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Total Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	Total Chiffre d'affaires sur autres contrats	30 juin 2019
France hors Infrastructures	1 974	2 254	78	3 854	8 160	39	8 199
Infrastructures France	26	-	2 825	110	2 961	84	3 045
Total France	2 000	2 254	2 903	3 964	11 121	123	11 244
Reste de l'Europe	1 891	3 134	174	3 465	8 665	947	9 611
Amérique Latine	288	1 881	162	212	2 544	57	2 601
États-Unis & Canada	343	1 232	1	561	2 137	10	2 147
Moyen-Orient, Asie & Afrique	215	807	7	456	1 486	46	1 532
Autres	2 245	1 382	79	448	4 154	1 689	5 842
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	6 983	10 689	3 328	9 106	30 106	2 872	32 978

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Total Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	Total Chiffre d'affaires sur autres contrats	30 juin 2018
France hors Infrastructures	1 889	2 205	39	3 613	7 746	67	7 813
Infrastructures France	132	-	2 683	87	2 903	151	3 054
Total France	2 021	2 205	2 722	3 700	10 649	218	10 867
Reste de l'Europe	1 789	3 062	166	3 271	8 288	512	8 801
Amérique Latine	199	1 686	139	81	2 105	68	2 173
États-Unis & Canada	317	882	-	320	1 520	20	1 539
Moyen-Orient, Asie & Afrique	206	1 286	15	332	1 839	53	1 892
Autres	2 018	1 054	82	443	3 597	1 312	4 909
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	6 550	10 175	3 125	8 148	27 998	2 184	30 182

Au 30 juin 2019, les transactions de ventes de commodités qui entrent dans le champ d'application d'IFRS 9 et qui donnent lieu à livraison physique s'élèvent à 2 320 millions d'euros (1 803 millions d'euros au 30 juin 2018). Le chiffre d'affaires réalisé sur les autres opérations hors du champ d'application IFRS 15 n'est pas significatif.

5.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

5.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	30 juin 2019	31 déc. 2018
Créances commerciales et autres débiteurs	12 151	15 613
Dont IFRS 15	7 128	7 552
Dont non-IFRS15	5 023	8 060
Actifs de contrats	7 485	7 411

Les actifs de contrat incluent notamment des produits à recevoir et factures à établir ainsi que le gaz et l'électricité livrés non relevés et non facturés dits «gaz et électricité en compteur».

5.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	30 juin 2019			31 déc. 2018		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	33	3 688	3 721	36	3 598	3 634

Les passifs de contrats incluent les avances et acomptes reçus et des produits constatés d'avance.

NOTE 6 DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE AU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Le passage du Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence au Résultat des activités opérationnelles se détaille comme suit :

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 166	3 061
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(989)	520
Pertes de valeur	(242)	(752)
Restructurations	(77)	(50)
Effets de périmètre	1 584	(102)
Autres éléments non récurrents	(44)	(13)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	3 397	2 665

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

6.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 989 millions d'euros au 30 juin 2019 contre un produit net de 520 millions d'euros au 30 juin 2018 et intègre essentiellement l'évolution de la juste valeur (i) des contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 et (ii) des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture.

Cette charge résulte (i) d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes, notamment le gaz, partiellement compensé par (ii) un effet positif net lié au débouclage d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2018.

6.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019	30 juin 2018
Pertes de valeur :			
Goodwill	9	(116)	-
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	9	(129)	(766)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	-
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		(245)	(766)
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		3	13
Actifs financiers		-	-
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR		3	13
TOTAL		(242)	(752)

Au-delà des tests de perte de valeur annuels systématiques relatifs aux *goodwill* et aux immobilisations incorporelles non amortissables réalisés au second semestre, le Groupe procède à des tests ponctuels en cas d'indice de perte de valeur portant sur un *goodwill*, une immobilisation corporelle ou incorporelle, une participation dans une entreprise mise en équivalence ou un actif financier.

Les tests de perte de valeur au 30 juin 2019 ont porté sur un nombre limité d'actifs pour lesquels des indices de perte de valeur ont été détectés au cours du premier semestre 2019.

Au 30 juin 2019, le Groupe a considéré au regard de l'évolution des paramètres de marché, et des hypothèses clés depuis le 31 décembre 2018, qu'il n'était pas nécessaire de procéder à une mise à jour complète des tests de perte de valeur 2018 sur les UGT *goodwill* et estime que les valeurs comptables de ces UGT ne sont pas supérieures à leurs valeurs recouvrables.

Les tests annuels de perte de valeur 2019 sur les UGT *goodwill* seront réalisés au cours du second semestre.

6.2.1 Pertes de valeur comptabilisées au cours du premier semestre

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2019 s'élèvent à 242 millions d'euros et portent essentiellement sur :

- la cession en cours de plusieurs centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas (cf. Note 2.2 «Actifs destinés à être cédés») pour 140 millions d'euros, principalement imputé sur l'intégralité du *goodwill* alloué aux «actifs destinés à être cédés» (108 millions d'euros) ;
- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine pour 81 millions d'euros, suite aux engagements d'arrêt anticipé de ces unités.

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2018 s'élevaient à 752 millions d'euros et portaient principalement sur :

- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe (661 millions d'euros) du fait de la révision à la baisse des perspectives de flux de trésorerie de certains actifs du portefeuille dans un contexte économique défavorable ;
- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine (60 millions d'euros), suite à la décision de fermeture de deux unités en 2018.

6.3 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 77 millions d'euros au 30 juin 2019 (contre 50 millions d'euros au 30 juin 2018), comprennent essentiellement des frais de personnel, des coûts liés à des fermetures de site, et autres charges de restructuration.

6.4 Effets de périmètre

Au 30 juin 2019, les effets de périmètre s'élèvent à 1 584 millions d'euros et comprennent principalement un résultat de 1 580 millions d'euros relatif à la cession de Glow dont -208 millions d'euros liés au recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global.

Au 30 juin 2018, les effets de périmètre s'élevaient à -102 millions d'euros et comprenaient essentiellement un résultat de -87 millions d'euros relatif à la cession de la centrale thermique Loy Yang B en Australie essentiellement au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global.

NOTE 7 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	30 juin 2019			30 juin 2018 ⁽¹⁾		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(404)	65	(339)	(323)	37	(285)
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(474)	-	(474)	(387)	-	(387)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	20	20	(2)	-	(2)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(2)	-	(2)	-	1	1
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	46	46	-	36	36
Coûts d'emprunts capitalisés	72	-	72	66	-	66
Coût des dettes de location ⁽²⁾	(22)	-	(22)	(6)	-	(6)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	-	-	-	(119)	102	(17)
Soules décaissées lors du débouclage de swaps	-	-	-	(112)	-	(112)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	-	-	-	102	102
Charges sur opérations de restructuration de la dette	-	-	-	(6)	-	(6)
Autres produits et charges financiers	(644)	285	(359)	(590)	234	(356)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	(61)	-	(61)	(57)	-	(57)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(280)	-	(280)	(282)	-	(282)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	(146)	-	(146)	(72)	-	(72)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(5)	76	71	(9)	24	15
Autres	(152)	209	57	(170)	209	40
RÉSULTAT FINANCIER	(1 069)	350	(719)	(1 038)	373	(665)

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

(2) Au 30 juin 2018, le coût des dettes de location correspond aux intérêts relatifs aux emprunts sur location-financement précédemment présentés en «Coût de la dette nette».

L'augmentation du coût de la dette nette s'explique notamment par l'augmentation de la dette au Brésil par rapport au 30 juin 2018 partiellement compensée par les effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisées par le Groupe.

NOTE 8 IMPÔTS

En millions d'euros	30 juin 2019	30 juin 2018 (1)
Résultat net (A)	2 457	1 225
Charge totale d'impôt sur les bénéfices comptabilisée en résultat (B)	(221)	(657)
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence (C)	276	209
Résultat net des activités non poursuivies (D)	-	(119)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE (A)-(B)-(C)-(D)=(E)	2 402	1 791
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT (B)/(E)	9,2%	36,7%

(1) Données publiées au 30 juin 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

La baisse du taux effectif d'impôt provient essentiellement de la plus-value de cession de Glow non fiscalisée en 2019, de la baisse des pertes non fiscalisées d'Electrabel, des pertes de valeur non fiscalisées sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique comptabilisées en 2018. Cet effet est partiellement compensé par la reconnaissance en 2018 d'un actif d'impôt différé en Australie au titre de pertes fiscales précédemment non reconnues et de la hausse des pertes non fiscalisées aux Pays-Bas et en Allemagne.

NOTE 9 GOODWILL ET IMMOBILISATIONS

9.1 Évolution de la valeur nette comptable

En millions d'euros	Goodwill	Immobilisations incorporelles	Immobilisations corporelles
VALEUR BRUTE			
Au 31 décembre 2018 ⁽¹⁾	27 004	17 472	97 309
IFRS 16 & IFRIC 23 (cf. Note 1)	-	(12)	2 233
Au 1^{er} janvier 2019 y compris IFRS 16 et IFRIC 23	27 004	17 460	99 541
Acquisitions et constructions d'immobilisations	-	538	2 636
Cessions d'immobilisations	-	(59)	(394)
Variations de périmètre	424	(2)	76
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	(111)	(3 863)
Autres variations	(60)	29	106
Écarts de conversion	20	9	132
AU 30 JUIN 2019	27 389	17 864	98 234
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR			
Au 31 décembre 2018 ⁽¹⁾	(9 195)	(10 754)	(48 392)
IFRS 16 & IFRIC 23 (cf. Note 1)	-	5	(85)
Au 1^{er} janvier 2019 y compris IFRS 16 et IFRIC 23	(9 195)	(10 749)	(48 476)
Dotations aux amortissements	-	(410)	(1 670)
Pertes de valeur	(116)	(3)	(123)
Cessions d'immobilisations	-	(14)	251
Variations de périmètre	49	(12)	(23)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	110	3 295
Autres variations	108	(30)	26
Écarts de conversion	2	(4)	(29)
AU 30 JUIN 2019	(9 151)	(11 111)	(46 750)
VALEUR NETTE COMPTABLE			
Au 31 décembre 2018 ⁽¹⁾	17 809	6 718	48 917
AU 30 JUIN 2019	18 238	6 753	51 485

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

Au premier semestre 2019, l'augmentation nette des postes «Goodwill», «Immobilisations corporelles» et «Immobilisations incorporelles» s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 2 977 millions d'euros concernant principalement des constructions et des développements de champs éoliens et solaires aux États-Unis, en Amérique Latine et en Inde, ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures France ;
- des variations de périmètre pour 512 millions d'euros résultant principalement d'acquisitions effectuées dans le secteur des énergies renouvelables ;
- partiellement compensés par des amortissements pour un total de 2 161 millions d'euros ;
- le classement principalement des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» pour 267 millions d'euros ;
- des pertes de valeur s'élevant à 242 millions d'euros portant essentiellement sur (i) la cession en cours de plusieurs centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas pour 140 millions d'euros (dont 108 millions d'euros imputés sur l'intégralité du goodwill alloué aux «actifs destinés à être cédés» et 32 millions d'euros sur les immobilisations) et sur (ii) des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine pour 81 millions d'euros.

NOTE 10 INSTRUMENTS FINANCIERS

10.1 Actifs financiers

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019			31 déc. 2018		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	10.1	7 270	2 625	9 895	6 193	2 290	8 483
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		736	-	736	742	-	742
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		480	-	480	365	-	365
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 980	196	2 177	1 108	840	1 947
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		888	265	1 153	600	233	832
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		3 184	2 164	5 348	3 378	1 218	4 596
Créances commerciales et autres débiteurs	5.2	-	12 151	12 151	-	15 613	15 613
Actifs de contrats	5.2	-	7 485	7 485	-	7 411	7 411
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽¹⁾		-	7 995	7 995	-	8 700	8 700
Instruments financiers dérivés	10.4	2 449	9 786	12 234	2 693	10 679	13 372
TOTAL		9 718	40 042	49 760	8 886	44 692	53 578

(1) Ce poste comprend le solde des fonds levés au cours des années 2018 et 2019 dans le cadre de l'émission d'«obligations vertes» à allouer à des projets éligibles.

10.1.1 Autres actifs financiers

10.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2018	742	365	1 107
Acquisitions	44	220	264
Cessions	(80)	(5)	(85)
Variations de juste valeur	32	(7)	25
Variations de périmètre, change et divers	(2)	(94)	(95)
AU 30 JUIN 2019	736	480	1 217

Les instruments de capitaux propres détenus par le Groupe s'élèvent à 1 217 millions d'euros au 30 juin 2019 dont 61 millions d'euros d'instruments cotés de capitaux propres évalués à la juste valeur par capitaux propres.

10.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2018	1 025	525	922	307	2 779
Acquisitions	360	286	100	67	813
Cessions	(217)	(62)	(49)	-	(329)
Variations de juste valeur	53	28	(1)	2	82
Variations de périmètre, change et divers	(20)	-	4	-	(15)
AU 30 JUIN 2019	1 201	777	976	376	3 330

Au 30 juin 2019, les instruments de dette à la juste valeur s'élèvent à 3 330 millions d'euros et se répartissent entre 2 177 millions d'euros d'instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres et 1 153 millions d'euros d'instruments de dette évalués à la juste valeur par résultat (respectivement 1 947 millions d'euros et 832 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Au 30 juin 2019, les instruments de dette intègrent 1 352 millions d'euros d'instruments liquides venant en réduction de la dette brute contre 1 230 millions d'euros au 31 décembre 2018.

10.2 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en «Passifs au coût amorti» pour les emprunts, les dettes fournisseurs et autres créanciers, les passifs de contrats et les autres passifs financiers ;
- en «Passifs évalués à la juste valeur par résultat» pour les instruments financiers dérivés ou pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 30 juin 2019 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2019			31 déc. 2018 ⁽¹⁾		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts		28 083	8 905	36 988	26 434	5 745	32 178
Dettes financières		26 182	8 380	34 562	26 172	5 626	31 797
Dettes de location ⁽²⁾		1 901	525	2 426	262	119	381
Fournisseurs et autres créanciers	5.2	-	13 712	13 712	-	19 759	19 759
Passifs de contrats	5.2	33	3 688	3 721	36	3 598	3 634
Instruments financiers dérivés	10.4	3 431	10 829	14 260	2 785	11 510	14 295
Autres passifs financiers		49	-	49	46	-	46
TOTAL		31 596	37 134	68 730	29 301	40 612	69 913

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

(2) Au 31 décembre 2018, les dettes de location correspondent aux emprunts sur location-financement précédemment présentés en dettes financières.

10.3 Endettement financier net

10.3.1 Endettement financier net par nature

	30 juin 2019			31 déc. 2018 ⁽¹⁾		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	25 768	7 904	33 673	25 822	4 993	30 814
Impact du coût amorti	14	76	90	13	228	240
Impact de la couverture de juste valeur ⁽²⁾	400	29	428	337	2	339
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	370	370	-	404	404
DETTES FINANCIERES	26 182	8 380	34 562	26 172	5 626	31 797
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽³⁾	289	36	325	259	66	325
DETTE BRUTE	26 470	8 416	34 886	26 430	5 692	32 122
Actifs liés au financement	(2)	(65)	(66)	(53)	(1)	(53)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(1 096)	(1 096)	-	(699)	(699)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT ET APPELS DE MARGE	(2)	(1 161)	(1 163)	(53)	(700)	(752)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(7 995)	(7 995)	-	(8 700)	(8 700)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽³⁾	(677)	(74)	(751)	(678)	(42)	(720)
TRÉSORERIE ACTIVE	(677)	(8 069)	(8 746)	(678)	(8 742)	(9 420)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(957)	(396)	(1 352)	(235)	(995)	(1 230)
INSTRUMENTS LIQUIDES DE DETTE DESTINÉS AU PLACEMENT DE LA TRÉSORERIE	(957)	(396)	(1 352)	(235)	(995)	(1 230)
ENDETTEMENT FINANCIER NET HORS DETTES DE LOCATION	24 835	(1 210)	23 625	25 465	(4 744)	20 721
Dettes de location ⁽⁴⁾	1 901	525	2 426	262	119	381
ENDETTEMENT FINANCIER NET	26 736	(685)	26 051	25 727	(4 625)	21 102
Encours des dettes financières	25 768	7 904	33 673	25 822	4 993	30 814
Actifs liés au financement	(2)	(65)	(66)	(53)	(1)	(53)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(957)	(396)	(1 352)	(235)	(995)	(1 230)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(7 995)	(7 995)	-	(8 700)	(8 700)
ENDETTEMENT FINANCIER NET HORS DETTES DE LOCATION, COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	24 810	(551)	24 259	25 534	(4 703)	20 832
Encours des dettes de location	1 901	517	2 418	262	118	380
ENDETTEMENT FINANCIER NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	26 711	(34)	26 677	25 796	(4 584)	21 212

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référéntiel et méthodes comptables»).

(2) Ce poste correspond à la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

(4) Au 31 décembre 2018, l'encours des dettes de location correspond aux emprunts sur location-financement précédemment présentés en encours des dettes financières.

La juste valeur des dettes financières (hors dettes de location) s'élève à 37 175 millions d'euros au 30 juin 2019 pour une valeur comptable de 34 562 millions d'euros.

10.3.2 Description des principaux événements de la période

10.3.2.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours du premier semestre 2019, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 85 millions d'euros (dont principalement 45 millions d'euros sur le real brésilien et 26 millions d'euros sur le dollar américain).

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une diminution de 238 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette diminution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 2 734 millions d'euros, incluant principalement la cession de la participation dans la société Glow (cf. Note 2.1 «*Cessions réalisées au cours du premier semestre 2019*») ;
- du classement en «*Activités destinées à être cédées*» de centrales à charbon aux Pays-Bas et en Allemagne (cf. Note 2.2.2 «*Projet de cession de centrales à charbon aux Pays-Bas et en Allemagne*» se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 50 millions d'euros ;
- des acquisitions réalisées sur le semestre qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 2 546 millions d'euros portant principalement sur l'acquisition au Brésil d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás (TAG) en consortium avec la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) et en Allemagne avec l'acquisition de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co opérant dans le secteur des installations et des services de ventilation et de climatisation (cf. Note 2.3 «*Acquisitions réalisées au cours du premier semestre 2019*»).

10.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours du premier semestre 2019 :

- le 21 juin 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
 - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 0,375% arrivant à échéance en juin 2027,
 - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,375% arrivant à échéance en juin 2039 ;
- ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 775 millions d'euros portant un coupon de 6,875% et arrivé à échéance le 24 janvier 2019 ;
- ENGIE SA a notifié le 5 décembre 2018 l'exercice de l'option annuelle de remboursement et reconnu en dette financière la tranche de 300 millions de livres sterling de titres super-subordonnés à durée indéterminée (soit un montant de 352 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 340 millions d'euros, portant un coupon de 4,625%. ENGIE SA a procédé au remboursement le 10 janvier 2019.
- ENGIE Brasil Energia a émis le 21 mai 2019 un emprunt obligataire pour un montant de 2 500 millions de real brésilien (547 millions d'euros) arrivant à échéance en novembre 2020 ;
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 17 mai 2019 à trois emprunts bancaires d'un montant total de 252 millions d'euros arrivant à échéance en mai 2022 comprenant deux emprunts d'un montant total de 150 millions de dollars américains et un emprunt d'un montant de 534 millions de real brésilien.

10.4 Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

En millions d'euros	30 juin 2019						31 déc. 2018					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	677	74	751	289	36	325	678	42	720	259	66	325
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	767	9 578	10 346	931	10 691	11 622	1 409	10 608	12 018	1 311	11 405	12 716
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	1 005	133	1 138	2 211	102	2 313	606	28	634	1 215	38	1 254
TOTAL	2 449	9 786	12 234	3 431	10 829	14 260	2 693	10 679	13 372	2 785	11 510	14 295

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

10.4.1 Classification des instruments financiers et juste valeur par niveau

Au cours du premier semestre 2019, le Groupe n'a procédé à aucun changement significatif de classification d'instruments financiers et n'a constaté aucun transfert significatif entre différents niveaux de juste valeur.

10.5 Titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, le 28 janvier 2019, à un refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 1 milliard d'euros portant un coupon de 3,25% avec une option annuelle de remboursement à partir de février 2025, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 983 millions d'euros ;
- un rachat anticipé de la tranche de 1 milliard d'euros avec une option annuelle de remboursement à partir de juin 2019, précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 989 millions d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a mis en paiement des coupons d'intérêt pour un montant de 82 millions d'euros.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 - *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

NOTE 11 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque et contrôle» du Document de Référence 2018.

11.1 Risques de marché

11.1.1 Risques de marché sur matières premières

11.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 30 juin 2019 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

Analyse de sensibilité ⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	30 juin 2019	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	55	-
Gaz naturel	+3 €/MWh	562	202
Electricité	+5 €/MWh	40	(41)
Charbon	+10 \$US/ton	(4)	2
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	(29)	-
EUR/USD	+10%	22	-
EUR/GBP	+10%	11	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de *portfolio management*.

La sensibilité des capitaux propres à la variation des prix du gaz tient à l'application, depuis 2019, de la comptabilité de couverture de flux de trésorerie à certaines couvertures d'approvisionnements au sein des activités de commercialisation. L'extension attendue de cette pratique à d'autres stratégies de couverture devrait contribuer à réduire la sensibilité du résultat avant impôts à l'avenir.

11.1.1.2 Activités de *trading*

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (VaR) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La VaR représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La VaR ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la VaR. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La VaR présentée ci-après correspond aux VaR globales des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	30 juin 2019	2019 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2019 ⁽²⁾	Minimum 2019 ⁽²⁾
Activités de trading	13	14	24	7

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2019.

11.1.2 Risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

En millions d'euros	30 juin 2019		
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres
	+10% ⁽¹⁾	-10% ⁽¹⁾	+10% ⁽¹⁾
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière ⁽²⁾	(6)	6	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽³⁾	NA	NA	120

(1) +(-)10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro.

(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.

(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

11.1.3 Risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

En millions d'euros	30 juin 2019			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(66)	66	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	96	(116)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	433	(575)

11.2 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Au 30 juin 2019, les ressources bancaires représentent 16% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 23 652 millions d'euros de dettes obligataires, soit 71% de la dette brute).

L'encours de titres négociables à court terme représente 13% de la dette brute et s'élève à 4 344 millions d'euros au 30 juin 2019.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie s'élève à 9 347 millions d'euros au 30 juin 2019.

Le montant des facilités de crédit confirmées représente 13 176 millions d'euros au 30 juin 2019, dont 13 158 millions d'euros de lignes disponibles. 96% des lignes de crédit disponibles sont centralisées.

11.2.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et appels de marge

Au 30 juin 2019, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et appels de marge par date de maturité sont les suivants :

En millions d'euros	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	23 652	-	3 064	1 770	2 617	2 680	13 521
Emprunts bancaires	5 035	160	1 073	446	693	265	2 397
Titres négociables à court terme	4 344	4 245	99	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	18	-	-	-	-	-	18
Autres emprunts	116	23	18	14	13	7	41
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	508	508	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	33 673	4 936	4 254	2 230	3 324	2 952	15 977
Actifs liés au financement	(66)	(1)	(3)	(2)	-	-	(60)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(1 352)	(1 352)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 995)	(7 995)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET HORS DETTES DE LOCATION, COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	24 259	(4 412)	4 251	2 228	3 323	2 952	15 917
Dettes de location	2 418	246	485	411	276	219	957
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	26 677	(4 166)	4 736	2 639	3 599	3 171	16 874

Facilités de crédit confirmées non utilisées

Au 30 juin 2019, les facilités de crédit confirmées non utilisées ont les échéances suivantes :

En millions d'euros	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 158	506	1 230	428	5 513	5 206	275

Au 30 juin 2019, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

NOTE 12 PROVISIONS

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	Démantèlement des installations ⁽²⁾ et Reconstitution de sites	Autres risques	Total
Au 31 déc. 2018 ⁽¹⁾	6 371	6 170	6 303	2 969	21 813
IFRS 16 & IFRIC 23 (cf. Note 1)	-	-	-	(301)	(301)
Au 1^{er} janv. 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23	6 371	6 170	6 303	2 667	21 512
Dotations	174	67	15	143	399
Reprises pour utilisation	(165)	(10)	(31)	(308)	(513)
Reprises pour excédent	(1)	-	-	(30)	(31)
Variation de périmètre	3	-	-	33	36
Effet de la désactualisation	62	108	107	10	287
Écarts de change	2	-	-	1	3
Autres	1 052	-	(59)	6	999
AU 30 JUIN 2019	7 498	6 336	6 335	2 523	22 691
Non courant	7 402	6 279	6 335	516	20 532
Courant	96	57	-	2 007	2 160

(1) Données publiées au 31 décembre 2018, non retraitées du fait de l'entrée en application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel et méthodes comptables»).

(2) Dont 5 429 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2018.

L'effet de désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2019 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de reconstitution de site.

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont décrits dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

12.1 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Conformément à la Loi du 11 avril 2003, la Commission des provisions nucléaires procèdera sur le second semestre à la révision triennale des provisions nucléaires sur la base du dossier qui lui sera transmis par Synatom, filiale du Groupe, en septembre 2019.

Au 30 juin 2019, l'évaluation des provisions pour la gestion de l'aval de cycle et pour le démantèlement des sites de production nucléaire repose sur le scénario industriel et l'ensemble des hypothèses techniques et financières qui avaient été approuvées par la Commission des provisions nucléaires (CPN) le 12 décembre 2016. Les effets des nouvelles hypothèses techniques, financières et temporelles constitutives de ce dossier restent, à date, en cours d'instruction par le Groupe, en particulier :

- de nouvelles redevances pour la gestion et l'entreposage des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie ont été approuvées par le Conseil d'Administration de l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) en date du 28 septembre 2018 sur base d'un scénario technique renforcé et reporté dans le temps comme indiqué dans la note 20.2 aux comptes du 31 décembre 2018 ;
- les volumes, coûts unitaires et nouvelle planification des opérations de retraitement à appliquer au scénario mixte de retraitement partiel qui devrait rester le scénario de base, devraient être revus dans le cadre d'un calendrier significativement reporté d'évacuation géologique et de l'environnement industriel actuel ;
- la prise en compte des retours d'expérience allemands en matière de coût du démantèlement et des dernières exigences réglementaires ou indexation salariale connus ;

- l'application, le cas échéant, de taux d'actualisation différenciés afin de tenir compte des caractéristiques propres aux engagements de démantèlement et d'aval du cycle.

Dans l'attente de la finalisation du dossier technique et financier par Synatom et de sa transmission pour validation par la Commission des provisions nucléaires, le Groupe considère que les informations disponibles ne sont pas de nature à modifier le montant des provisions pour la gestion de l'aval de cycle et pour le démantèlement des sites de production nucléaire, lesquelles restent évaluées conformément aux hypothèses décrites dans la Note 20.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

Les provisions nucléaires sont sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'aux taux d'actualisation. Aussi, une modification de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

Des sensibilités des provisions aux différentes hypothèses sont présentées dans la Note 20.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018. Elles résultent d'un calcul purement financier et ne sont pas strictement linéaires et doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

12.2 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Le taux d'actualisation retenu pour valoriser les engagements de retraites et assimilés est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la durée de l'engagement. Les taux sont déterminés, pour chaque zone monétaire (zone Euro et Royaume-Uni) à partir des données sur le rendement des obligations AA (d'après Bloomberg et iBoxx) extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Au 30 juin 2019, les taux de référence affichent une baisse significative, de l'ordre de 65 points de base, par rapport au 31 décembre 2018. La diminution de ces taux d'actualisation conjugués aux autres évolutions des conditions de marché se traduit au 30 juin 2019 par une augmentation de 1,2 milliard d'euros des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme.

NOTE 13 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les contentieux et enquêtes sont détaillés dans la Note 28 des états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2018. Ceux qui ont connu une évolution au cours du premier semestre 2019 sont présentés ci-après.

13.1 Amérique Latine

13.1.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre de la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. A ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont enregistré un produit avant impôts de 215 millions d'euros (soit environ 50 millions d'euros en quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence pour ENGIE). Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

13.2 France hors Infrastructures

13.2.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Elle a partiellement mis en recouvrement l'impôt sur les sociétés en résultant à hauteur d'un montant de 89,6 millions d'euros en mai 2016. ENGIE s'est acquittée de cette somme et a introduit une requête introductive d'instance devant le Tribunal Administratif de Montreuil en juillet 2017. Le Tribunal a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 et les sommes préalablement acquittées ont été remboursées. Le délai d'appel n'est pas encore échu.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1^{er} février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002/2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union Européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

13.3 Infrastructures France

13.3.1 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris, dans un arrêt du 2 juin 2016 rendu contre une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) de septembre 2014, a considéré que la prestation d'acheminement rendue au bénéfice des fournisseurs devait et aurait dû, depuis l'ouverture du marché, être rendue au bénéfice des clients finals. Jusqu'à ces décisions, seule la prestation de livraison était effectuée par le distributeur au profit des clients finals et faisait l'objet d'une rémunération des fournisseurs pour la gestion clientèle en raison de l'existence du contrat unique.

En raison du fait que le fournisseur assure désormais la gestion clientèle relative aussi à l'acheminement du gaz pour le compte du distributeur, le fournisseur devient l'intermédiaire du distributeur auprès du client final pour les prestations de livraison et d'acheminement. Le schéma des relations contractuelles a ainsi totalement été modifié et a pour conséquences que (i) le risque des impayés des clients finals correspondant à la part «acheminement» du contrat de fourniture devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution et non par le fournisseur de gaz, (ii) et que les prestations de gestion de clientèle relative aux prestations de livraison et d'acheminement (la distribution), réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du gestionnaire de réseau de distribution. La Cour d'appel de Paris a ainsi enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes et a renvoyé au CoRDIS le soin d'évaluer le montant de la prestation de gestion clientèle. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel.

En mars 2018, la Cour de cassation a renvoyé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) la question de savoir si le droit de l'Union européenne imposait que le CoRDIS puisse prendre des décisions à caractère rétroactif. L'avocat général de la CJUE a déposé ses conclusions en mai 2019. GRDF est dans l'attente de la décision de la CJUE qui pourrait intervenir sur le 3^{ème} trimestre 2019. Une décision de la Cour de cassation pourrait intervenir quant à elle avant fin 2019 après le retour de la CJUE.

En juin 2018, le CoRDIS chargé par la Cour d'appel d'évaluer le quantum de la prestation de gestion de clientèle a enjoint à GRDF de proposer à Direct Energie et à ENI un nouvel avenant prévoyant une rémunération basée sur les termes tarifaires définis par la CRE dans ses délibérations d'octobre 2017 et janvier 2018. Un recours devant la Cour d'appel de Paris contre cette décision a été formé tant par GRDF que par Direct Energie et ENI. GRDF conteste la rémunération pour le passé, notamment en soutenant que les sommes correspondantes ont déjà été répercutées par le fournisseur sur les clients finals. Une décision pourrait être rendue courant 2^{ème} semestre 2019.

La Cour d'appel de Paris en 2016 ayant considérée qu'ENI n'avait pas fait de demande de rémunération au titre du passé (avant 2016 ; ses demandes ne portant que pour l'avenir), ENI a saisi en mars 2017 le CoRDIS aux fins d'obtenir une rémunération au titre de la gestion clientèle pour le passé (montant de 87,8 millions d'euros réclamé pour la période 2008 à 2016). Le CoRDIS a rendu sa décision en juillet 2019 aux termes de laquelle la demande d'ENI est rejetée. ENI dispose d'un délai d'un mois pour former un recours devant la Cour d'appel de Paris.

Direct Energie avait également saisi, en mai 2017, le Tribunal de Commerce de Paris pour abus de position dominante et déséquilibre significatif dans les obligations contractuelles contenues dans les contrats d'acheminement et demandait initialement dans ce cadre 89,5 millions d'euros de dommages et intérêts pour la période 2009/2016 (demande réévaluée depuis à environ 140 millions d'euros). Il s'agit ici d'une action indemnitaire à la différence de celles devant le CoRDIS qui

est une action aux fins d'obtention d'une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle relatives aux prestations de distribution.

Le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement en janvier 2019. Il condamne GRDF à verser à Direct Energie la somme de 17 millions d'euros.

GRDF et Direct Energie ont interjeté appel de cette décision et déposé leurs premières conclusions en juin 2019.

En ce qui concerne les prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, vient également de rappeler le même principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours. Par ailleurs, ENGIE avait déposé un recours devant le Conseil d'État contre la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 sur la rémunération des prestations de gestion clientèle en électricité pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018 et vient de se désister de cette procédure.

13.4 Reste de l'Europe

13.4.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace. En ce qui concerne le recours devant la Cour constitutionnelle, celle-ci, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union Européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE a rendu son arrêt le 29 juillet 2019 ; celui-ci est en cours d'analyse. Les autres recours sont toujours pendants.

13.5 Autres

13.5.1 Royaume-Uni – Procédure d'aide d'État à Gibraltar

La Commission européenne avait publié, le 7 octobre 2016, une décision d'ouverture de procédure d'aide d'État contre le Royaume-Uni relative au régime fiscal de Gibraltar. La décision visait le régime et la pratique des rescrits de Gibraltar et mentionnait 165 rescrits dont l'obtention pouvait constituer une aide d'État. Un des rescrits avait été obtenu par une filiale d'International Power Ltd en 2011 dans le cadre du démantèlement d'une structure localisée à Gibraltar. ENGIE avait contesté cette décision le 25 novembre 2016. Dans sa décision finale rendue publique le 19 décembre 2018, la Commission conclut que seuls 5 *rulings* constituent des aides d'État illégales, ce qui revient à exclure le rescrit reçu par International Power Ltd. En conséquence, le risque mentionné est désormais caduc.

NOTE 14 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec des parties liées décrites dans la Note 25 des Notes aux comptes des états financiers consolidés au 31 décembre 2018 n'ont pas connu d'évolution significative à fin juin 2019.

Le contrat de service public entre l'Etat et ENGIE s'est achevé au 31 décembre 2018, et un bilan sur son exécution a été transmis au Gouvernement.

NOTE 15 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes au 30 juin 2019.

04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes condensés du premier semestre de l'exercice 2019 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 présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes semestriels, des principales transactions entre parties liées, et qu'il décrit les principaux risques et les principales incertitudes auxquels le Groupe est exposé pour les six mois restants de l'exercice.

Courbevoie, le 29 juillet 2019

Le Directeur Général

Isabelle Kocher

05 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE

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 condensés de la société ENGIE, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2019, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

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

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 condensés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1 qui expose les changements de principes comptables et les impacts liés à la première application de la norme IFRS 16 « *Contrats de Location* » à compter du 1^{er} janvier 2019.

2. Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés condensés 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 condensés.

Paris-La Défense, le 30 juillet 2019

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

Patrick E. Suissa

Olivier Broissand

Charles-Emmanuel Chosson

Stéphane Pédrón



ENGIE : SA au capital de 2 435 285 011 euros
RCS Nanterre 542 107 651
Siège Social : 1, place Samuel de Champlain, 92400 Courbevoie
T +33 (1) 41 20 10 00 - F +33 (1) 41 20 10 10

engie.com

