



**RAPPORT D'ACTIVITÉ ET
ÉTATS FINANCIERS
CONSOLIDÉS ANNUELS 2021**



SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ENGIE 2021	7
2	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	23
3	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	26
4	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	31
5	COMPTES SOCIAUX	32

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	36
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	37
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	38
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	40
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE	42

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	45
Note 2	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE	51
Note 3	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2021	55
Note 4	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	62
Note 5	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	71
Note 6	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	78
Note 7	INFORMATION SECTORIELLE	83
Note 8	VENTES	90
Note 9	CHARGES OPÉRATIONNELLES	94
Note 10	AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	96
Note 11	RÉSULTAT FINANCIER	99
Note 12	IMPÔTS	100
Note 13	RÉSULTAT PAR ACTION	105
Note 14	GOODWILL	106
Note 15	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	114
Note 16	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	118

Note 17	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	122
Note 18	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	141
Note 19	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES.....	161
Note 20	PROVISIONS.....	165
Note 21	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME	175
Note 22	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS.....	184
Note 23	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	186
Note 24	RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS.....	188
Note 25	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS.....	189
Note 26	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	191
Note 27	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	197
Note 28	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX	198
Note 29	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES	199

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ENGIE 2021	7
2	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT.....	23
3	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	26
4	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE.....	31
5	COMPTES SOCIAUX.....	32

1 RÉSULTATS ENGIE 2021

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de présenter dans les comptes au 31 décembre 2020 (pour le compte de résultat, les états du résultat global et de flux de trésorerie) les activités d'EQUANS (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre») en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées. Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Note 2 «Retraitement de l'information comparative» des notes aux comptes consolidés.

Résultats financiers ENGIE au 31 décembre 2021 Progrès significatifs dans la mise en œuvre de la stratégie annoncée Très bonne performance en 2021, dans le haut de la fourchette des prévisions Croissance des résultats attendue sur le moyen terme

Faits marquants

- Poursuite des investissements de croissance, en particulier dans les Renouvelables, avec 3 GW mis en service, portant la capacité totale installée à plus de 34 GW
- Cession d'EQUANS en bonne voie, finalisation attendue au S2 2022, comme annoncé
- Progrès importants dans la simplification du Groupe avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées
- Taux de disponibilité des actifs nucléaires en Belgique élevé, à 92%
- Nouvelles avancées sur la sortie du charbon avec la cession de Jorge Lacerda au Brésil et la fermeture de Tejo au Portugal
- Nouvelle organisation du Groupe en place, fondée sur l'alignement et la discipline avec 4 GBUs, responsables de leur P&L

Performance financière

- Haut de la fourchette de *guidance* ⁽¹⁾ 2021 atteint, avec un RNRpg «total» de 3,2 milliards d'euros (EQUANS inclus)
- RNRpg des activités poursuivies à 2,9 milliards d'euros, croissance significative de l'EBIT, en hausse organique de 4 % à 6,1 milliards d'euros, bénéficiant d'un environnement de prix favorable et de la performance opérationnelle
- Un niveau de liquidités et un bilan solides permettant de s'adapter au nouvel environnement du marché des commodités, avec un impact des appels de marge sur le CFFO
- Proposition d'un dividende 2021 de 0,85€ par action
- Guidance 2022-2024 annoncée, avec un RNRpg 2024 attendu entre 3,3-3,5 milliards d'euros

(1) Les principales hypothèses de la guidance 2021 revue à la hausse en novembre 2021 sont : prix de commodités aux conditions de marchés du 29/10/2021 ; taux de change moyens pour 2021 : €/€ : 1,20 et €/BRL : 6,28 ; jusqu'à 0,1 Md€ d'effet dilutif sur l'EBIT provenant des cessions survenues en 2021 ; pas de détérioration majeure des restrictions liées à la Covid telles qu'expérimentées au cours des neuf premiers mois 2021 ; pas d'impact P&L relatif au gel des tarifs régulés du gaz en France ; taux récurrent effectif d'imposition de 27 % ; température moyenne en France pour Q4 2021 ; absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique ; absence de changement comptable significatif au sein du Groupe ; absence de traitement comptable en « activités non poursuivies ».

1.1 Chiffres-clés au 31 décembre 2021

En milliards d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	57,9	44,3	+30,6%	+33,1%
EBITDA	10,6	8,9	+18,6%	+21,9%
EBIT	6,1	4,5	+36,8%	+42,2%
Résultat net récurrent des activités poursuivis, part du Groupe	2,9	1,7	+69,7%	
Résultat net récurrent, part du Groupe	3,2	1,7	+85,4%	
Résultat net, part du Groupe	3,7	(1,5)	- -	
CAPEX ⁽¹⁾	8,0	7,5	+6,0%	-
Cash Flow From Operations (CFFO) ⁽²⁾	6,3	6,6	-5,3%	-
Endettement financier net ⁽³⁾	25,3	22,5	2,9 par rapport au 31 déc. 2020	
Dettes nette économique	38,3	37,4	0,9 par rapport au 31 déc. 2020	
Dettes nette économique / EBITDA	3,6x	4,2x	-0,6x	

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate) et du schéma de tax equity.

(2) Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires.

(3) La dette financière nette exclut la dette interne relative à EQUANS (0,4 milliards d'euros)

1.2 Perspectives et guidance 2022-2024

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2022, 2023 et 2024 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) no 2019/980, complément du règlement (UE) no 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décrit dans la Note 14 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 décrites dans les états financiers consolidés.

1.2.1. Hypothèses

- stratégie : confirmation et renforcement de l'ambition du Groupe ENGIE de compter parmi les leaders de la transition énergétique et climatique. Le Groupe s'attachera à l'achèvement des revues stratégiques en cours afin de créer davantage de valeur et d'allouer efficacement son capital au profit de la croissance, en particulier dans les Renouvelables, les Infrastructures et les activités *Asset-based* dans les Solutions Clients;
- conditions sanitaires : Absence de confinement majeur dû à la Covid.
- taux de change : taux annuels moyens
 - €/€ : 1,14 pour 2022, 1,16 pour 2023 et 1,18 pour 2024
 - €/BRL : 6,38 sur la période 2022-24 ;
- tarifs régulés dans les Infrastructures France :
 - distribution, transport et stockage : tarifs publiés par la CRE en janvier 2020,
 - regazéification : tarifs publiés par la CRE en janvier 2021 ;

- tarifs régulés pour le gaz naturel et l'électricité en France : Répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs de la fourniture d'énergie *BtoC* en France ;
- productions hydraulique, éolienne et solaire moyennes ;
- nucléaire :
 - début de la sortie du nucléaire belge avec la fermeture de Doel 3 en octobre 2022 et celle de Tihange 2 en février 2023 ,
 - disponibilité des centrales nucléaires en Belgique : environ 90% en 2022, 88% en 2023 et 95% en 2024 - sur base de la disponibilité des réacteurs telle que publiée sur REMIT au 01/01/2022, hors arrêts définitifs (88 %/60 %/53 % en prenant pour hypothèse une disponibilité de 0% pour les réacteurs devant être définitivement arrêtés conformément à la loi en Belgique) ;
- volumes et prix couverts pour la production électrique :
 - 80% à 60 €/MWh pour 2022,
 - 64% à 55 €/MWh pour 2023,
 - 32% à 57 €/MWh pour 2024 ;
- prix des matières premières :
prix des commodités sur les conditions de marché moyennes observées sur le 2nd semestre 2021 :

en €/MWh	2022	2023	2024
Power Base BE	118	79	67
Power Base FR	132	84	71
CSS Peak / Base NL	20 / (1)	10 / (4)	9 / (3)
CSS Peak / Base BE	18 / (4)	12 / (5)	12 / (3)
CSS Peak / Base IT	22 / (10)	15 / 6	15 / 5
CSS Peak / Base FR	50 / 10	24 / (1)	21 / 0
Gas TTF	48	29	22
CO ₂	63	64	65

- climat : conditions climatiques normalisées en France (distribution de gaz naturel et approvisionnement d'énergie + production hydroélectrique normalisée) ;
- résultat financier net récurrent : de 1,4 – 1,6 milliard d'euros sur 2022-2024 ;
- taux effectif d'impôt récurrent: 21-23% pour 2022, 20-22 % pour 2023, 22-24% pour 2024 ;
- taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2021, tel que décrit dans la Note 21 des états financiers consolidés ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2021 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2021.

1.2.2. Guidance 2022-2024

Les progrès réalisés dans le cadre du plan stratégique à horizon 2023 présenté l'année dernière posent les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre son objectif de neutralité carbone tout en continuant à croître sur le long terme.

À horizon 2024, le Groupe prévoit une croissance de ses résultats principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'Energy Solutions, ainsi qu'une contribution résiliente des Infrastructures. Cette croissance devrait notamment reposer sur une amélioration significative de la productivité. Cette combinaison de facteurs porteurs devrait plus que compenser la baisse des résultats du Nucléaire en Belgique consécutive à l'arrêt des centrales d'ici 2025, et générer une croissance progressive des résultats et des dividendes.

Hypothèses de prix des commodités en Europe retenues dans la guidance pour les volumes *merchant non couverts* : Compte tenu de la forte volatilité des prix des commodités en Europe, ENGIE a modifié les hypothèses de prix à terme retenues dans sa guidance. Ces hypothèses de prix concernent majoritairement la partie des volumes *merchant non couverts* de la production nucléaire en Belgique et en France, ainsi que de la production hydroélectrique en France. Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2022-2024 telle que présentée dans ce document sont basées sur la moyenne des prix à terme en Europe du second semestre 2021. Pour les exercices précédents, les prix retenus pour la guidance étaient les prix à terme en Europe du dernier jour de l'année civile précédente.

Ainsi, entre 2022 et 2024, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	Résultats 2022	Résultats 2023	Résultats 2024
EBITDA	10,7 - 11,1	10,9 - 11,3	11,3 - 11,7
EBIT	6,1 - 6,5	6,2 - 6,6	6,4 - 6,8
Guidance RNRpg	3,1 - 3,3	3,2 - 3,4	3,3 - 3,5

ENGIE continue de viser une notation de crédit «*strong investment grade*» et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x.

A titre indicatif, si les prix à terme au 31 décembre 2021 pour les volumes non couverts avaient été retenus comme par le passé, cela aurait conduit arithmétiquement à une contribution additionnelle au niveau du RNRpg de +0,6 milliard d'euros en 2022, +0,4 milliard d'euros en 2023 et +0,2 milliard d'euros en 2024.

1.2.3. Présentation des principaux objectifs

Le Groupe a fixé des objectifs clairs pour chacune de ses activités principales.

Pour les Renouvelables, l'ambition d'ENGIE est d'atteindre 50 GW de capacité installée à 100 % d'ici 2025 et 80 GW d'ici 2030. Ces objectifs reposent sur un pipeline réaliste et en croissance.

Pour les Infrastructures, la base d'actifs régulés en France devrait enregistrer une croissance d'environ 1,5% par an sur la période 2021-2024 et les Infrastructures à l'international participeront également à la croissance du Groupe.

Energy Solutions bénéficie d'un pipeline, en croissance également, de 14 milliards d'euros.

CAPEX

ENGIE confirme son objectif de 15-16 milliards d'euros de Capex de croissance entre 2021 et 2023 et prévoit d'investir environ 5 milliards d'euros principalement dans les mêmes activités clés en 2024.

Les Capex de maintenance devraient être maintenus à environ 2,5 milliards d'euros par an en moyenne jusqu'en 2024, tout en diminuant au fil du temps.

Performance

L'objectif de 0,6 milliard d'euros de contribution nette du plan de performance sur l'EBIT est confirmé pour la période 2021-2023. L'excellence opérationnelle devrait contribuer pour environ 0,25 milliard d'euros, l'optimisation des fonctions support pour environ 0,20 milliard d'euros et la réduction des activités déficitaires pour environ 0,15 milliard d'euros. Cette dynamique de performance se poursuivra en 2024, les actions d'amélioration continue devant y contribuer de manière équivalente aux années 2022 et 2023.

Cessions

L'indication 2021-2023 a été relevée à au moins 11 milliards d'euros d'impact sur la dette financière nette, contre 9-10 milliards d'euros annoncés précédemment.

ENGIE est bien avancé avec déjà environ 9,2 milliards d'euros de cessions signées ou finalisées. Pour 2024, les cessions devraient diminuer de manière significative avec une gestion et une rotation de portefeuille plus limitées.

Evolution de l'EBIT

ENGIE prévoit une croissance de l'EBIT sur l'ensemble de la période, principalement portée par les investissements (environ +1,0 milliard d'euros) et la performance (environ +0,7 milliard d'euros). Ces éléments positifs ne seront que partiellement compensés par les effets de périmètre (environ -0,3 milliard d'euros) et d'autres effets, tels que les volumes, les prix ou les taux de change, pour un effet global d'environ -0,7 à -1,1 milliard d'euros.

Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT entre 2021 et 2024 devrait atteindre 5-6% pour ENGIE hors nucléaire et 1,5-3,5% pour ENGIE dans son ensemble (y compris le nucléaire).

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT 2022 par activités

Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022	
Renouvelables	Croissance portée par les capacités nouvellement mises en service, des prix captés plus élevés, le retournement de l'impact de la vague de froid au Texas, partiellement compensés par le retournement de l'effet positif des compensations liées à la décision « GFOM »
Infrastructures	En France, retournement de l'effet positif des températures en 2021 et baisse (lissée) de la rémunération de la BAR, partiellement compensés par la croissance en Amérique latine
Energy Solutions	Amélioration de la performance opérationnelle, partiellement compensée par la normalisation des
Thermique	Normalisation de la forte performance 2021 en Europe et sortie du charbon, compensée par une contribution plus élevée au Chili
Fourniture d'énergie	Résultats sous pression en raison de la normalisation des températures et du contexte de prix élevés des commodités
Nucléaire	Prix captés plus élevés, compensés par des volumes en baisse (arrêt du premier réacteur en Belgique en octobre 2022) et une taxe nucléaire belge plus élevée.

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT entre 2021 et 2024 par activités

	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT 2022	EBIT 2024 estimé
Renouvelables	Contribution des investissements, hausse des prix, partiellement compensées par le retournement des one-offs positifs de 2021	+++
Infrastructures	Baisse de la rémunération de la BAR en France, normalisation des températures, partiellement compensées par la contribution des investissements	-
Energy Solutions	Contribution des investissements et amélioration de la contribution d'EVBox	++
Thermique	Dilution, augmentation des spreads, baisse des services auxiliaires et augmentation de la disponibilité du portefeuille d'actifs	-
Fourniture d'énergie	Normalisation des températures, amélioration de la marge, croissance des services BtoC et du portefeuille de clients en	+
Nucléaire	Baisse des volumes (fermeture progressive des actifs), partiellement compensée par la hausse des prix captés,	--

Chaque signe « + » correspond à une augmentation de 200 millions d'euros, chaque signe « - » correspond à une diminution de 200 millions d'euros.

1.3 Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 0,85€ par action pour 2021

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires.

Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65 € par action pour la période allant de 2021 à 2023. Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66% du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85€ par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

1.4 Avancées stratégiques qui posent les fondations d'une réussite à long-terme

En 2021, ENGIE a atteint ses objectifs dans un contexte énergétique inédit, principalement en tirant parti de la force de son modèle intégré. Grâce à des niveaux de disponibilité élevés des actifs, le Groupe a pu utiliser ses capacités de production flexibles dans un marché tendu. Le bon équilibre des positions contractuelles et des activités, ainsi qu'une liquidité et un bilan solides, ont également permis de gérer de manière efficace et dynamique toutes les expositions, au bénéfice du Groupe et de ses clients.

Poursuite de la croissance en 2021 : accélération dans les Renouvelables et Energy Solutions et développement des Infrastructures à l'international

En 2021, ENGIE a poursuivi sa croissance.

Entre 2019 et 2021, le Groupe a mis en service 9 GW de capacités renouvelables, et ce en dépit des tensions accrues sur les chaînes d'approvisionnement observées partout dans le monde tout au long de l'année. La capacité installée totale de Renouvelables du Groupe est désormais supérieure à 34 GW. ENGIE est en ordre de marche pour accélérer ses ajouts annuels de capacité, qui seront désormais de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, pour atteindre 50 GW de capacité renouvelable installée (à 100 %) à cet horizon. Pour soutenir son ambition, ENGIE peut compter sur un pipeline solide d'environ 66 GW de projets identifiés.

Après une période d'incertitude liée à la pandémie, 2021 a été marquée par la reprise du développement commercial au sein d'Energy Solutions. En décembre 2021, la Ville de Paris a choisi ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid en renouvelant la concession pour une durée de 20 ans.

Enfin, en ce qui concerne les Infrastructures à l'international, le début de l'exploitation commerciale de Gralha Azul et les premiers tests de mise sous tension de Novo Estado, les deux lignes de transmission électrique construites par ENGIE au Brésil, constituent des réalisations significatives pour le Groupe.

Avancées majeures dans la réalisation du plan de cession

Au cours de l'année 2021, le plan de recentrage d'ENGIE a enregistré des avancées significatives, avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées à date. Compte tenu de la forte dynamique engagée, l'impact total du plan de cession sur la dette financière nette est désormais attendu à au moins 11 milliards d'euros entre 2021 et 2023, contre une indication initiale de 9 à 10 milliards d'euros.

Simplification et recentrage

Le 5 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec Bouygues pour la cession de 100% d'EQUANS. Il s'agit d'une étape majeure dans la mise en œuvre du plan stratégique d'ENGIE, qui contribue à la simplification du Groupe et lui permettra de se concentrer sur l'accélération des investissements dans ses activités cœur. Entité indépendante au sein d'ENGIE depuis le 1^{er} juillet 2021, EQUANS est un leader mondial des activités de services multi-techniques. L'offre ferme et engageante de Bouygues valorise 100% d'EQUANS à 7,1 milliards d'euros en valeur d'entreprise ⁽¹⁾ et devrait réduire de 6,8 milliards d'euros la dette financière nette du Groupe. Le processus de cession avance selon le calendrier prévu et sa finalisation, toujours attendue au second semestre 2022, est soumise à l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et à la levée des conditions suspensives usuelles.

Par ailleurs, le 31 août, ENGIE a reçu une offre ferme et irrévocable du groupe ALTRAD pour ENDEL, filiale à 100% d'ENGIE et spécialiste de la maintenance industrielle et des services à l'énergie. Il s'agit d'une étape supplémentaire dans la simplification du portefeuille des activités de services.

En mai, ENGIE a finalisé la vente de 10% de GTT. Avec cette cession partielle, GTT est désormais mise en équivalence depuis le mois de juin. Simultanément, ENGIE a émis des obligations échangeables en actions ordinaires existantes de GTT pour un montant nominal total de 290 millions d'euros, obligations ne portant pas intérêt et arrivant à échéance en 2024. En cas d'échange intégral de ces obligations, ENGIE conserverait une participation d'environ 20%, contre 40% avant cette opération.

Enfin, ENGIE a finalisé la vente d'ENGIE EPS en juillet.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe est sorti, ou a signé des accords de sortie, de 18 pays ⁽²⁾ en 2021. Une fois ces sorties effectives, le Groupe opérera dans 35 pays. ENGIE prévoit de ramener sa présence à moins de 30 pays d'ici 2023.

Rééquilibrage du portefeuille d'Infrastructures

Le 22 décembre 2021, ENGIE et son partenaire SIG ont annoncé la finalisation de la cession de 11,5% du capital de GRTgaz. Cette transaction, réalisée sur la base d'un ratio de valeur d'entreprise ramenée à la BAR de 148%, a réduit la

(1) Y compris la dette IFRS 16.

(2) Y compris les pays dans lesquels EQUANS est présent.

dette financière nette d'ENGIE de 1,1 milliard d'euros et illustre la vision commune d'ENGIE et de son partenaire sur le rôle à long terme du gaz et également des gaz renouvelables.

Politique d'investissement et d'allocation des ressources disciplinée

En 2021, le total des investissements s'est élevé à 8,0 milliards d'euros, dont 4,3 milliards dédiés aux investissements de croissance.

Ces derniers sont parfaitement en ligne avec le plan stratégique présenté en mai 2021 pour atteindre l'objectif «Net Zéro Carbone» d'ici 2045 : en effet, les investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables (44%), aux Infrastructures (31%) et à Energy Solutions (17%). De même, une part substantielle (plus de 90 %) ont été investis dans des développements organiques.

Premiers résultats du plan de performance

Le plan de performance lancé a permis à ENGIE d'atteindre son objectif 2021 d'une contribution nette à l'EBIT de 0,1 milliard d'euros. L'excellence opérationnelle et l'optimisation des fonctions support ont contribué à l'atteinte de cet objectif.

Pour rappel, la contribution nette à l'EBIT entre 2021 et 2023 de ce plan de performance devrait s'élever à 0,6 milliard d'euros.

1.5 Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Le gouvernement belge a proposé un nouveau projet de loi qui devrait être voté au printemps 2022. Il porte sur la disponibilité des fonds relatifs aux provisions nucléaires et propose un calendrier pour le financement des coûts de démantèlement et de gestion des déchets d'ici 2030. Si ce projet de loi est adopté, cela conduirait à un financement supplémentaire des coûts de démantèlement jusqu'en 2030, représentant environ 0,7 milliard d'euros par an entre 2022 et 2024. Electrabel a déjà reconnu et comptabilisé ses obligations relatives aux coûts de démantèlement et de gestion du combustible usé et sa situation financière solide permettra ces financements complémentaires. Ce projet de loi n'incluant pas de changement dans le montant des provisions ou leur méthode d'évaluation, il n'aurait pas d'impact sur la dette nette économique d'ENGIE.

La prochaine révision triennale des provisions nucléaires relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets aura lieu au second semestre 2022. Suivant le même processus que lors de la dernière révision en 2019, celle-ci tiendra compte de toute mise à jour requise des taux d'actualisation et des scénarii de référence pour l'estimation de coûts.

1.6 Progrès vers la neutralité carbone et objectifs ESG

Progrès sur la sortie du charbon pour soutenir l'ambition « Net Zéro Carbone »

ENGIE s'est engagé à atteindre l'objectif «Net Zéro Carbone» sur les trois scopes d'ici 2045 en suivant la trajectoire «*well below 2°C*», avec des jalons intermédiaires. Dans la droite ligne de cet objectif, ENGIE est devenu l'un des membres fondateurs de la «*First Movers Coalition*», lancée lors de la COP26. En rejoignant cette coalition, ENGIE s'engage à acheter des produits à faible teneur en carbone afin de contribuer au développement de chaînes d'approvisionnement décarbonées.

ENGIE poursuit son objectif de sortie du charbon avec la finalisation en octobre de la cession de Jorge Lacerda au Brésil, complexe qui comprend une centrale à charbon de 0,7 GW. Cette transaction contribue à une transition progressive de l'économie régionale, tout en réduisant les impacts socio-économiques locaux et démontre l'importance d'une transition juste pour le Groupe.

En outre, la dernière centrale à charbon d'ENGIE en Europe, située au Portugal, a été arrêtée en novembre 2021.

ENGIE confirme son engagement de sortir de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris s'agissant de la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaleur et de froid.

A fin 2021, le charbon représentait 2,9 GW au sein du portefeuille total de production centralisée de 100,3 GW d'ENGIE.

Objectifs clés ESG

En 2021, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont baissé pour atteindre 67 millions de tonnes.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 31 % à fin 2020 à 34 % à fin 2021 avec la mise en service de 3 GW de capacités Renouvelables.

En termes de diversité de genres, ENGIE comptait 25% de femmes cadres à fin 2021. Le Groupe met en œuvre des plans d'action pour atteindre un meilleur équilibre homme-femme d'ici 2030.

Résolution «Say on Climate»

Dans le cadre du dialogue avec les actionnaires d'ENGIE, le Conseil d'Administration a décidé de les consulter lors de la prochaine Assemblée Générale annuelle sur la stratégie de transition climatique du Groupe.

1.7 Santé et sécurité

En 2021, le Groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves, dont 16 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'action complet ont été mis en œuvre par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble des activités et des géographies du Groupe (sous-traitants compris), dans le but de garantir que seules celles répondant aux standards les plus élevés sont appliquées.

Le Groupe ENGIE est résolument engagé dans la mise en œuvre de ce plan afin que la sécurité de chaque employé, fournisseur ou sous-traitant soit à chaque instant pleinement garantie.

1.8 Présentation des données opérationnelles et financières

1.8.4. Chiffre d'affaires

En 2021, le **chiffre d'affaires** du Groupe s'est établi à 57,9 milliards d'euros, en hausse de 30,6% en brut et 33,1% en organique.

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupe

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute en %	Variation organique en %
Renouvelables	3 661	2 971	+23,2%	+32,9%
Infrastructures	6 700	6 718	-0,3%	+1,8%
Energy Solutions	9 940	8 840	+12,4%	+13,0%
Thermique	4 089	3 281	+24,5%	+29,0%
Fourniture d'énergie	13 237	10 792	+22,7%	+22,5%
Nucléaire	56	39	+44,3%	+44,3%
Autres	20 183	11 664	+73,0%	+77,9%
TOTAL	57 866	44 306	+30,6%	+33,1%

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 3 661 millions d'euros, en hausse de 23,2% en brut et de 32,9% en organique. La croissance brute inclut un effet de change négatif lié à la dépréciation du real brésilien par rapport à l'euro. En organique, le chiffre d'affaires a bénéficié de prix captés plus élevés pour la production hydroélectrique en France et au Brésil ainsi que des contributions additionnelles des actifs mis en service en Amérique Latine, aux Etats-Unis et en France.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 700 millions d'euros, en baisse de 0,3% en brut et en hausse de 1,8% en organique. La croissance brute est inférieure à la croissance organique à cause des effets de change négatifs en

Amérique Latine et au Brésil et des cessions en Turquie. En organique, l'augmentation du chiffre d'affaires en France est principalement due à la hausse des volumes de gaz distribués dus à des températures plus froides qu'en 2020. En dehors de France, l'augmentation du chiffre d'affaires provient de la construction des lignes de transport d'électricité Gralha Azul et Novo Estado au Brésil.

Le chiffre d'affaires d'**Energy Solutions** s'est élevé à 9 940 millions d'euros, en hausse de 12,4% en brut et de 13,0% en organique. La variation brute inclut des effets de change négatifs notamment aux Etats-Unis. En organique, les niveaux d'activité ont augmenté de manière significative en France tant pour les infrastructures énergétiques décentralisées que pour les services d'efficacité énergétiques, illustrant la forte reprise après les impacts de la Covid en 2020. Les activités en Italie et en Amérique du Nord ont également connu une croissance organique positive.

Le chiffre d'affaires de l'activité **Thermique** a augmenté de 24,6% en brut et de 29,0% en organique. La croissance brute inclut des effets de change négatifs principalement en Amérique Latine et un effet de périmètre négatif lié à la cession de Jorge Lacerda en octobre 2021 au Brésil. La croissance organique s'explique principalement par la forte performance des activités thermiques en Europe grâce à des conditions de marché exceptionnelles permettant de capter des spreads et un niveau de services ancillaires plus élevés, notamment pour les activités de pompage-turbinage au Royaume-Uni et en Belgique. Les activités thermiques au Moyen-Orient ont contribué à la performance avec une augmentation de la production, de même, en Amérique Latine avec l'indexation des tarifs, compensée en partie seulement par des volumes produits plus faibles au Brésil.

Le chiffre d'affaires des activités de **Fourniture d'énergie** s'est élevé à 13 237 millions d'euros, en hausse de 22,7% en brut et de 22,5% en organique. Outre les effets de change positifs, cette hausse est principalement due à la hausse du prix des commodités et à un effet volume positif sur les ventes de gaz, en lien en raison des températures plus froides qu'en 2020 et avec la reprise après les impacts de la Covid en 2020 favorisant la croissance des activités de services.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** a été non significatif après élimination des opérations intragroupes, puisque la production a été vendue en interne à d'autres activités du Groupe.

Le chiffre d'affaires des activités **Autres** s'est élevé à 20 183 millions d'euros. L'augmentation de 73,0% est principalement dû aux prix plus élevés des commodités combinés à une augmentation des volumes pour les Giants et la fourniture d'énergie BtoB.

1.8.5. EBITDA

L'**EBITDA** s'est élevé à 10,6 milliards d'euros, soit une hausse brute de 18,6% et de 21,9% en organique.

Matrice par activité/géographie

<i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	462	176	1 035	83	11	(67)	1 700
Infrastructures	3 520	119	470	-	18	(7)	4 121
Energy Solutions	593	207	(3)	71	41	(109)	799
Thermique	-	743	424	43	448	(30)	1 628
Fourniture d'Énergie	356	60	-	-	48	(20)	445
Nucléaire	-	1 413	-	-	-	-	1 413
Autres	-	-	1	10	(2)	449	457
TOTAL EBITDA	4 931	2 717	1 928	208	565	215	10 563

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020
Renouvelables	391	142	924	85	74	(40)	1 576
Infrastructures	3 289	108	449	2	6	(6)	3 848
Energy Solutions	534	186	4	27	48	(62)	738
Thermique	-	607	614	40	472	(25)	1 708
Fourniture d'Énergie	256	200	2	-	25	(48)	433
Nucléaire	-	415	-	-	-	-	415
Autres	-	21	(1)	15	(8)	162	189
TOTAL EBITDA	4 470	1 680	1 992	168	617	(19)	8 908

1.8.6. EBIT

L'EBIT, qui s'est élevé à 6,1 milliards d'euros, a enregistré une hausse brute de 36,8% et de 42,2% en organique.

- taux de change : la détérioration des taux de change se reflète dans l'EBIT avec un impact total négatif de 94 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du real brésilien et du dollar américain.
- variations de périmètre : l'effet périmètre négatif net de 69 millions d'euros est principalement lié à la cession de 10% des actions de GTT (qui a entraîné un changement de méthode de consolidation des 30 % restants) et la vente partielle d'actifs solaires en Inde. Ces effets ont été partiellement compensés par la cession de 29,9 % des parts du Groupe dans SUEZ, dont la contribution était négative en 2020 et par la contribution positive des actifs hydrauliques au Portugal acquis en décembre 2020.
- températures en France : par rapport à la normale, l'effet température s'est élevé à environ 118 millions d'euros, générant une hausse de 338 millions d'euros par rapport à l'année 2020 pour laquelle les températures étaient plus élevées que la moyenne. Cette variation positive bénéficie aux Infrastructures, à la fourniture d'énergie et aux activités Autres ⁽¹⁾ en France.

Contribution des activités à l'EBIT 2021

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute en %	Variation organique en %	dont effet temp. (France) vs. 2020
Renouvelables	1 185	1 093	+8,4%	+21,7%	-
Infrastructures	2 314	2 060	+12,3%	+13,1%	210
Energy Solutions	366	305	+19,8%	-0,4%	-
Thermique	1 183	1 259	-6,0%	-3,9%	-
Supply	174	184	-5,5%	-6,4%	101
Nucléaire	970	(111)	-	-	-
Autres	(46)	(297)	+84,4%	+86,7%	26
TOTAL	6 145	4 493	+36,8%	+42,2%	338
EQUANS ⁽¹⁾	368	85			
EBIT y compris EQUANS	6 513	4 578	+42,3%	+46,8%	338

(1) EQUANS comptabilisé selon IFRS 5 - Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées.

(1) Premiers effets dans les activités «Autres» liés au transfert de Entreprises & Collectivités de «Fourniture d'énergie» vers «Autres».

Matrice par activité/géographie

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	273	120	866	(13)	7	(68)	1 185
Infrastructures	1 825	74	403	-	18	(7)	2 314
Energy Solutions	309	124	(5)	63	27	(152)	366
Thermique	-	564	189	41	421	(33)	1 183
Fourniture d'Énergie	202	(29)	-	-	25	(23)	174
Nucléaire	-	970	-	-	-	-	970
Autres	-	-	-	(1)	(2)	(43)	(46)
TOTAL EBIT	2 609	1 823	1 453	91	495	(325)	6 145

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020
Renouvelables	152	89	775	54	62	(40)	1 093
Infrastructures	1 608	66	386	2	4	(6)	2 060
Energy Solutions	256	106	1	17	35	(109)	305
Thermique	-	437	367	37	443	(25)	1 259
Fourniture d'Énergie	111	118	2	-	6	(52)	184
Nucléaire	-	(111)	-	-	-	-	(111)
Autres	-	20	(1)	-	(8)	(308)	(297)
TOTAL EBIT	2 127	724	1 530	110	542	(540)	4 493

1.8.6.1. Renouvelables : effet positif des prix et contribution des actifs nouvellement mis en service

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute en %	Variation organique en %
EBIT	1 185	1 093	+8,4%	+21,7%
CAPEX totaux	2 007	1 631	+23,0%	-
CNR – prix captés (€/MWh)	56,4	43,9	+28,5%	-
Marges DBSO ⁽¹⁾ (contribution EBIT)	31	98	-68,1%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service (GW à 100 %)	3,0	3,0	-	-
Volumes hydro - France (TWh à 100 %)	15,1	15,3	-0,5%	-

(1) Develop, Build, Share and Operate

3 GW de capacité Renouvelables ont été mises en service en 2021 dans les géographies clés du Groupe, dont 1,8 GW d'actifs éoliens et 1,1 GW d'actifs solaires. Ces nouvelles mises en service d'actifs portent la capacité installée totale (à 100%) à 34,2 GW au 31 décembre 2021.

En novembre 2021, ENGIE, et son partenaire Crédit Agricole Assurances, ont signé un accord pour l'acquisition d'Eolia, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. Avec 0,9 GW d'actifs en opération et un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables, cette acquisition permettra à ENGIE de renforcer sa présence dans la péninsule ibérique.

ENGIE apportera notamment sa valeur ajoutée industrielle en prenant en main la gestion du pipeline de projets et en fournissant une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) aux actifs en opération. Une fois finalisée, cette transaction aura un impact sur la dette nette du Groupe de 0,4 milliard d'euros pour une valeur d'entreprise d'environ 2 milliards d'euros.

Outre Eolia, ENGIE a encore renforcé son pipeline avec les acquisitions d'Assul Sol au Brésil.

Plus récemment, en janvier 2022, Ocean Winds, la joint-venture d'ENGIE avec EDPR dans l'éolien en mer, a obtenu les droits de développement de nouvelle capacité éolienne en mer en Écosse pour environ 1 GW. De même, en Corée du Sud, au sein d'une coentreprise avec Aker Offshore Wind (33,3%), Ocean Winds a obtenu les droits de développement

exclusifs de 870 MW de capacité éolienne en mer flottante en Corée du Sud. L'attribution de droits supplémentaires de 450 MW est également attendue prochainement.

Le Groupe poursuit son développement et accompagne ses clients dans leurs efforts de décarbonation de leurs activités, comme en témoigne la signature d'un montant total de 2,1 GW de contrats long-terme de vente d'électricité renouvelable aux entreprises («cPPAs»), confirmant sa position de leader en tant que fournisseur de cPPAs renouvelables dans le monde.

Les Renouvelables ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 21,7%, principalement grâce à des prix captés plus élevés (+335 millions d'euros) pour la production hydroélectrique en France et au Brésil et à des compensations liées à la décision «GFOM» plus élevées (+87 millions d'euros par rapport à l'année dernière). Les capacités mises en service, principalement aux Etats-Unis et au Brésil, ont également contribué à cette augmentation (+102 millions d'euros). Cette performance positive a été partiellement réduite par l'impact de l'épisode de froid extrême survenu au Texas en février 2021 (environ - 90 millions d'euros), des marges DBSO en baisse et des volumes hydro moins importants au Brésil et en France.

1.8.6.2. Infrastructures : températures plus froides en Europe et contribution des Infrastructures à l'international en hausse

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	4 121	3 848	+7,1%	+7,6%
EBIT	2 314	2 060	+12,3%	+13,1%
CAPEX totaux	2 525	2 591	-2,6%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température – France (EBIT en m€)	75	(135)	210	-
Compteurs communicants - France (m)	9,2	6,9	2,2	-

Les Infrastructures gazières en France ont maintenu un niveau élevé de fiabilité et ont réalisé une performance solide tant en matière d'efficacité opérationnelle que dans le développement des gaz renouvelables, appelés à jouer un rôle de plus en plus important à long-terme. 2,2 millions de compteurs communicants ont été installés en 2021, soit près de 9,2 millions déployés au total. De même, 147 nouveaux sites de production de biométhane ont été raccordés aux réseaux d'ENGIE en France, ce qui porte à 351 le nombre total de sites raccordés. Au total, ces unités peuvent contribuer à une production annuelle allant jusqu'à 6,1 TWh.

Au Brésil, sur les deux lignes de transport d'électricité construites par ENGIE, l'exploitation commerciale de Gralha Azul a démarré et les premiers essais de mise sous tension ont été réalisés sur Novo Estado. L'activité de transport de gaz TAG a également contribué à la performance des Infrastructures à l'international. Les résultats de TAG sont d'ailleurs supérieurs à ceux attendus au moment de l'acquisition.

Les Infrastructures ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 13,1%.

L'EBIT des Infrastructures en France a augmenté de 216 millions d'euros grâce à des températures plus froides et à la reprise post-Covid. Cette hausse a cependant été partiellement réduite par des volumes transportés souscrits en baisse et par l'effet négatif attendu sur les revenus consécutifs aux révisions réglementaires. L'EBIT hors de France a quant à lui augmenté de 51 millions d'euros grâce à une contribution organique en hausse de TAG, ainsi qu'à des températures plus froides dans le reste de l'Europe.

1.8.6.3. Energy Solutions : bon développement commercial et amélioration de la performance compensés par les coûts de développement en hausse d'EVBox

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	9 940	8 840	+12,4%	+13,0%
EBIT	366	305	+19,8%	-0,4%
CAPEX totaux	901	767	+17,5%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. Installées infra. Décentralisées (GW)	23	22,6 ⁽¹⁾	+1,8%	-
Marge d'EBIT (hors EVBox)	+5,2%	+4,1%	+110 bps	-
Backlog - Concessions en France (milliards d'euros)	16,8	13,3	+3,5%	-

(1) Données retraitées pour ne pas tenir compte des pays dont ENGIE est sorti ou a arrêté les développements à la suite à la rationalisation géographique présentée en mai 2021

La capacité nette installée des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 0,4 GW en 2021 (en tenant compte de 0,8 GW de capacité vendus au Qatar) et 1,5 GW sont actuellement en construction.

Le 6 décembre 2021, ENGIE, aux côtés de son partenaire RATP, a été sélectionné par la Ville de Paris pour gérer son réseau de froid à partir d'avril 2022. Le renouvellement de cette concession pour 20 ans couvre la production, le stockage, le transport et la distribution d'énergie frigorifique de la ville, et générera un chiffre d'affaires prévisionnel de 2,4 milliards d'euros pour toute la durée du contrat. ENGIE sera également en charge de l'extension du réseau de 158 km d'ici 2042, afin de desservir tous les arrondissements de Paris et de s'ouvrir à de nouveaux clients tels que les hôpitaux, les crèches, les écoles et les maisons de retraite.

Energy Solutions a enregistré une variation organique négative de son EBIT de 0,4%. L'EBIT des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 14 millions d'euros pour atteindre 385 millions d'euros, principalement grâce à une bonne performance opérationnelle notamment en Amérique du Nord et en France ainsi qu'à des températures plus froides pour les réseaux de chauffage urbain en France. L'EBIT des services d'efficacité énergétique a augmenté de 74 millions d'euros pour atteindre 126 millions d'euros, grâce à la reprise progressive post-Covid permettant une amélioration de la performance opérationnelle. Ces variations positives ont été entièrement compensées par des coûts liés au développement d'EVBox plus élevés (contribution en baisse de 90 millions d'euros pour atteindre (145) millions d'euros en 2021).

En décembre 2021, TPG, EV Box et ENGIE ont mutuellement décidé de mettre fin à l'accord de fusion signé en décembre 2020, les parties n'étant pas parvenues à s'entendre sur un nouvel accord avant la date d'expiration du 31 décembre 2021. Cette décision a été motivée par un certain nombre de facteurs, notamment les graves répercussions de la pénurie mondiale de composants sur l'activité d'EVBox, qui ont eu un impact sur les ventes mais également sur les marges en raison de la hausse des coûts. ENGIE met en œuvre des actions pour limiter les impacts de la pénurie et remédier à la sous-performance actuelle. ENGIE estime que l'avenir d'EVBox en tant que leader sur le marché des fournisseurs de solutions de recharge est très prometteur et reste engagé pour soutenir EVBox dans sa croissance.

1.8.6.4. Thermique : effets négatifs au Chili, hausse des spreads et services auxiliaires, captés par les actifs pilotables flexibles en Europe

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	1 628	1 708	-4,7%	-2,4%
EBIT	1 183	1 259	-6,0%	-3,9%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté - Europe (€/MWh)	19,0	12,0	+62,9%	-
Capacité installée (GW)	59,9	63,6	(3,7)	-

Les activités Thermiques ont atteint un haut niveau de fiabilité avec un taux d'indisponibilités internes non planifiées inférieur à 5%. Ces activités offrent une flexibilité importante dans un contexte d'intermittence des énergies renouvelables et contribuent à la sécurité d'approvisionnement future.

Le 31 octobre 2021, les deux projets d'ENGIE de turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) à Vilvorde et sur le site des Awirs, d'une capacité de 875 MW chacun, ont été sélectionnés pour un contrat de 15 ans dans le cadre des premières enchères du Mécanisme de Rémunération de la Capacité (CRM) en Belgique. Ces projets représentent un investissement d'environ 0,5 milliard d'euros chacun. Sous réserve de la finalisation du processus d'obtention des autorisations, le Groupe lancera les travaux sur le site des Awirs afin que le projet soit finalisé le 1^{er} novembre 2025 au plus tard. Pour la centrale de Vilvorde, le Groupe a introduit une nouvelle demande de permis environnemental en janvier 2022 à la suite d'un rejet par la Région Flamande en octobre 2021. Ces centrales s'inscrivent dans la transition vers une production d'électricité décarbonée car elles seront capables de valoriser des gaz verts, et tendront à long terme vers la neutralité carbone.

Les activités Thermiques continuent de réduire leurs émissions de CO₂. Dans cette optique, ENGIE a finalisé la cession de Jorge Lacerda au Brésil en octobre 2021 et a arrêté en novembre l'exploitation de sa dernière centrale à charbon en Europe située au Portugal, réduisant ainsi la capacité à 100% d'actifs au charbon à moins de 3 GW (à 100%).

Les activités Thermiques ont enregistré une baisse organique de l'EBIT de 3,9%. 2021 a néanmoins été une bonne année, qui a succédé à une très bonne année 2020.

L'EBIT contracté a diminué de 200 millions d'euros pour s'établir à 656 millions d'euros, principalement en raison de l'impact combiné de la hausse des prix spot d'approvisionnement due à une faible production hydroélectrique, de la moindre disponibilité des centrales thermiques et de la hausse des prix des combustibles au Chili. L'EBIT *Merchant* a augmenté de 151 millions d'euros pour atteindre 527 millions d'euros, bénéficiant en Europe de la hausse des services auxiliaires et des spreads captés par les centrales à gaz pilotables et les actifs de pompage-turbinage.

1.8.6.5. Fourniture d'énergie : marges en baisse et retournement des éléments exceptionnels positifs de 2020, partiellement compensées par des volumes plus élevés.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	445	433	+2,6%	+2,0%
EBIT	174	184	-5,5%	-6,4%
Effet température – France (EBIT en m€)	34	(67)	86	-

En France, 2,6 millions de clients particuliers bénéficient des offres de gaz aux tarifs réglementés d'ENGIE. Pour limiter l'impact de la hausse des prix des commodités pour les ménages français, le gouvernement français a décidé de mettre en place un gel des tarifs réglementés à partir du 1^{er} novembre 2021. En octobre, ce dernier a proposé un amendement à la loi de finances 2022 en vue de compenser ENGIE et d'autres fournisseurs pour les pertes de revenus dues à cette mesure. Cet amendement a ensuite été adopté par le Sénat et par l'Assemblée nationale, permettant ainsi à ENGIE de comptabiliser des créances et ainsi de neutraliser l'impact de ce gel des tarifs dans le compte de résultat.

L'EBIT de la fourniture d'énergie s'est élevé à 174 millions d'euros, en baisse de 6,4% sur une base organique.

Cette baisse de l'EBIT est principalement due à un effet prix négatif (-112 millions d'euros par rapport à l'année dernière), notamment imputable aux marges plus faibles pour la fourniture d'électricité en Belgique et pour la fourniture du gaz en Roumanie, compensé, en partie seulement, par des marges plus élevées et une meilleure couverture en Australie. D'autres effets (-34 millions d'euros), tels que le retournement de *one-offs* positifs en 2020, ont également pesé sur la performance annuelle.

L'effet volumes a été positif (+143 millions d'euros) en raison des températures plus froides et de la reprise progressive consécutive à l'amélioration de la situation sanitaire liée à la Covid.

1.8.6.6. Nucléaire : performance exceptionnelle résultant de prix captés plus élevés et d'une meilleure disponibilité

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	1 413	415		
EBIT	970	(111)		
CAPEX totaux	1 462	1 740	-16,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, proport, TWh)	47,4	36,5	+10.9 TWh	-
Disponibilité (Belgique, à 100%)	91,8%	62,6%	+ 2 920 bps	-

Les actifs de production Nucléaire d'ENGIE en Belgique ont atteint un niveau élevé de disponibilité, de 92%, contre 63% en 2020, générant ainsi des volumes produits beaucoup plus élevés que l'année dernière.

L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 970 millions d'euros en 2021, après 3 années consécutives de contribution négative, et un EBIT négatif de 111 millions d'euros en 2020. Cette performance résulte d'une combinaison de prix captés plus élevés (+733 millions d'euros) et d'une meilleure disponibilité (+518 millions d'euros), tant sur les droits de tirage en France que sur les centrales en Belgique. Elle est partiellement compensée par l'augmentation des taxes spécifiques aux centrales en Belgique, qui se sont élevées à 149 millions d'euros en 2021. Les amortissements ont diminué à la suite des pertes de valeur comptabilisées en 2020.

1.8.6.7. Activités «Autres» : solide performance commerciale et de trading et baisse des coûts Corporate

L'EBIT des activités «Autres» s'est élevé à (46) millions d'euros, soit une amélioration de 250 millions d'euros par rapport à 2020. Cette amélioration s'explique principalement par les solides performances commerciales et de trading de GEMS (*Global Energy Management & Sales*⁽¹⁾), notamment au cours du second semestre 2021 dans un contexte de forte volatilité. Elle s'explique également par la reprise post-Covid ainsi que de températures plus froides. Dans l'ensemble, la contribution de GEMS a augmenté de 318 millions d'euros pour atteindre 564 millions d'euros.

Les activités «Autres» ont également été impactées négativement par la normalisation de la contribution de GTT (en baisse de 34 millions d'euros à 70 millions) après une contribution record en 2020.

Enfin, les coûts Corporate ont diminué par rapport à l'année dernière.

1.8.6.8. EQUANS, activités non poursuivies

À la suite de l'entrée en négociations exclusives avec Bouygues le 5 novembre 2021, EQUANS a été comptabilisé comme «Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées» selon la norme comptable IFRS 5, donc présenté dans les résultats de l'exercice 2021 comme «activités abandonnées».

Afin de permettre la comparabilité des résultats de l'année par rapport à la guidance, les différents indicateurs financiers du Groupe se décomposent comme suit :

En milliards d'euros	Activités poursuivies	Activités non poursuivies	Total	Guidance
EBITDA	10,6	0,6	11,2	10,8-11,2
EBIT	6,1	0,4	6,5	6,1-6,5
RNRpg	2,9	0,2	3,2	3,0-3,2
Dette nette économique / EBITDA	3,6x	-	3,5x	≤ 4,0x

(1) Activités de fourniture d'énergie BtoB transférées des activités « Fourniture d'énergie » à GEM dans les activités « Autres » dans le courant de l'année 2021.

1.8.7. Analyse de la croissance organique en base comparable

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique en %
Chiffres d'affaires	57 866	44 306	+30,6%
Effet périmètre	(49)	(509)	-
Effet change	-	(342)	-
Données comparables	57 817	43 455	+33,1%

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique en %
EBITDA	10 563	8 908	+18,6%
Effet périmètre	(34)	(156)	-
Effet change	-	(116)	-
Données comparables	10 529	8 637	+21,9%

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation brute/organique en %
EBIT	6 145	4 493	+36,8%
Effet périmètre	(32)	(101)	-
Effet change	-	(94)	-
Données comparables	6 113	4 298	+42,2%

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- Les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1 ou *prorata temporis* pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N ;
- Les données N-1 sont converties au taux de change de la période N ;
- Les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou *prorata temporis* pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.

2 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

La réconciliation de L'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾	Variation brute en %
EBIT	6 145	4 493	+36,8%
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	721	198	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	50	(137)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 916	4 554	+51,9%
Pertes de valeur	(1 028)	(3 502)	
Restructurations	(204)	(257)	
Effets de périmètre	1 107	1 641	
Autres éléments non récurrents	(69)	(879)	
Résultat des activités opérationnelles	6 722	1 558	+331,6%
Résultat financier	(1 350)	(1 634)	
Impôts sur les bénéfices	(1 695)	(666)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	80	(151)	
RÉSULTAT NET	3 758	(893)	+521,0%
Résultat net récurrent part du Groupe	3 158	1 703	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	1,26	0,63	
Résultat net part du Groupe	3 661	(1 536)	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	97	644	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Résultat net récurrent part du Groupe	3 158	1 703
Pertes de valeur et autres	(1 122)	(4 822)
Restructurations	(204)	(257)
Effets de périmètre	1 107	1 641
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	721	198
Résultat net part du Groupe	3 661	(1 536)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 6 722 millions d'euros, en hausse par rapport au 31 décembre 2020 principalement en raison de la croissance de l'EBIT, de moindres pertes de valeur et de moindres autres éléments non récurrents, partiellement compensés par de moindres résultats de cession d'actifs.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 1 028 millions d'euros (contre 3 502 millions d'euros au 31 décembre 2020) portant notamment sur des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon annoncée par la Groupe en 2021 (228 millions d'euros), des actifs concernés par la revue stratégique des Solutions Clients annoncée par le Groupe en 2020, en France, en Afrique et en Asie (196 millions d'euros), et des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de productions d'énergies renouvelables en Amérique Latine et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Asie (311 millions d'euros) (cf. Note 10.1).
- des charges de restructuration de 204 millions d'euros (contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2020) (cf. Note 10.2) ;

- des «Effets de périmètre» pour +1 108 millions d'euros comprenant principalement le résultat relatif à la cession de 10% du capital de GTT et à la réévaluation des 30% restants (628 millions d'euros) et un complément de prix sur la cession de 29,9% de la participation d'ENGIE dans SUEZ (347 millions d'euros) (cf. Note 10.3).
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -69 millions d'euros contre - 879 millions d'euros au 31 décembre 2020. En 2020, ce montant comprenait notamment pour -726 millions d'euros l'impact comptable initial de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode gestion en trading initié par la BU GEM en 2017 ainsi que les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels (cf. Note 10.4).

Le **résultat financier** s'élève à -1 350 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre -1 634 millions d'euros au 31 décembre 2020 (cf. Note 12) en dépit d'un coût moyen de la dette brute en hausse. Cette amélioration résulte principalement de l'impact positif du différentiel de variation de juste valeur des OPCVM détenus par Synatom. Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à -1 494 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre -1 377 millions d'euros au 31 décembre 2020. Cette dégradation provient notamment de l'accroissement du coût de la dette au Brésil, de l'ordre de 12% contre 7% en 2020, porté par l'inflation – la dette au Brésil, pour 80% à taux variable par cohérence avec l'indexation inflation des revenus opérationnels sous-jacents, représente environ 10% de la dette consolidée.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2021 s'établit à -1 695 millions d'euros (contre -666 millions d'euros au 31 décembre 2020). Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 29,3% en 2021 contre 30,5% en 2020, principalement en raison :

- de la baisse du taux d'impôt normatif en France en 2021 (28,40% contre 32,02% en 2020) et de l'évolution du mix de taux dans les différents pays – environ -2,1 points ;
- et de l'évolution favorable des pertes dans les pays ne reconnaissant que partiellement leurs actifs d'impôt différé notamment en Belgique, aux USA, en Italie et en Allemagne – environ -7 points ;

qui ne sont que partiellement compensés par :

- des réductions d'actifs d'impôt différé dans certains pays (Australie, Luxembourg, Pays-Bas) et l'accroissement de provisions pour positions fiscales incertaines dans d'autres – environ +7 points
- et par l'effet sur les positions d'impôts différés passifs de la hausse du taux d'impôt futur sur les résultats votée au Royaume-Uni – environ +1 point.

Le taux effectif d'impôt total est en forte hausse (36,9% contre -169,9% en 2020), essentiellement en raison de la non-fiscalisation de pertes liées à des résultats non récurrents (notamment sur certains dérivés) en Belgique, en Australie et aux États-Unis, et par l'évolution des provisions pour risques fiscaux. À noter qu'en 2020, le taux effectif d'impôt était facialement biaisé par une base de résultat très faible.

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'est élevé à 2,9 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020. Cette hausse était principalement due à la forte croissance de l'EBIT et à la baisse du taux effectif d'impôt récurrent de 30,5 % à 29,3 %.

Le **résultat net récurrent part du Groupe, y compris EQUANS** s'est élevé à 3,2 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020.

Le **résultat net part du Groupe, y compris EQUANS** est de 3,7 milliards d'euros. L'augmentation de 5,2 milliards d'euros par rapport à 2020 est principalement liée à la hausse du résultat net récurrent part du Groupe et à la baisse des pertes de valeur comptabilisées.

Les pertes de valeur comptabilisées en 2021 de 1,0 milliard d'euros sont principalement liées à des actifs au charbon au Brésil et renouvelables au Mexique.

Les plus-values de cession de 1,1 milliard d'euros sont principalement liées à la vente de la participation de 10% dans GTT (y compris la réévaluation des 30% conservés) et au complément de prix sur la participation de 29,9% dans SUEZ vendue en 2020.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 97 millions d'euros (contre 644 millions d'euros au 31 décembre 2020). Cette variation résulte principalement des partenariats de production renouvelable aux États-Unis, qui ont enregistré des résultats latents de couverture économique de matières premières négatifs sur positions nettes vendeuses dans un contexte de forte augmentation des prix des commodités.

Le **Retour des Capitaux employés (ROCE)** s'est amélioré au cours de l'année 2021 d'environ 5,7% en 2020 à environ 9,1% en 2021, principalement grâce à l'amélioration de l'EBIT et la diminution du taux d'impôt.

3 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net s'établit à 25,4 milliards d'euros, en hausse de 2,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2020.

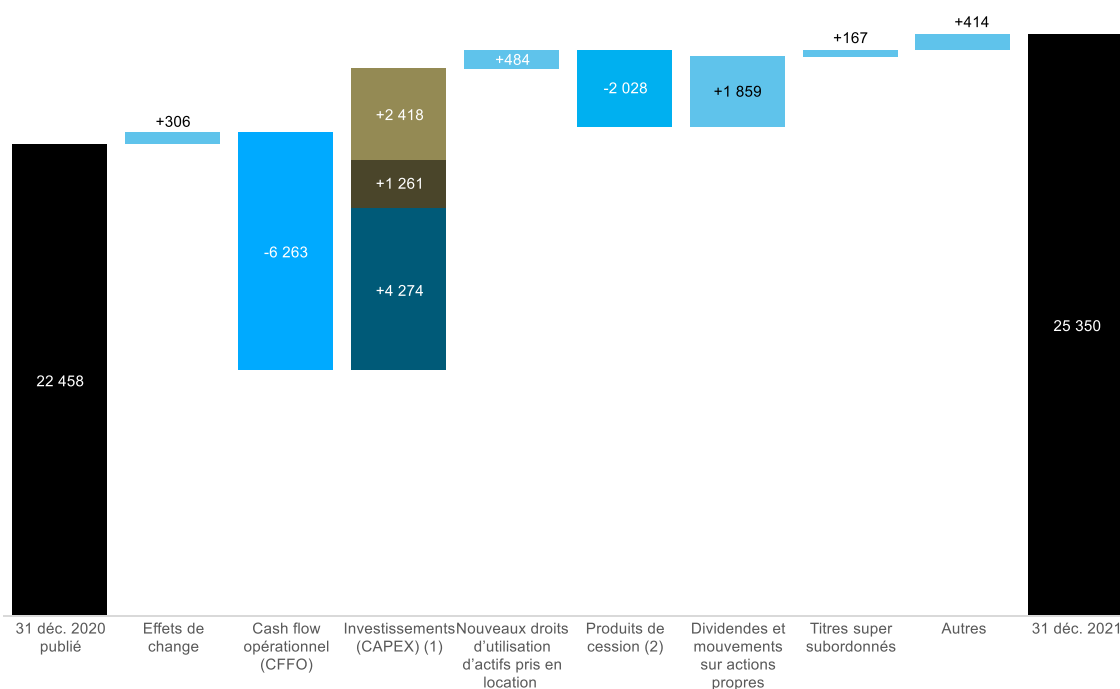
- (i) des dépenses d'investissement sur la période de 8,0 milliards d'euros, dont 1,3 milliard d'euros dédié au financement des provisions nucléaires en Belgique ;
- (ii) les versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,4 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,4 milliard d'euros principalement en Amérique latine et à GRTgaz) ;
- (iii) divers autres éléments, à hauteur de 1,5 milliard d'euros, principalement liés aux nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location, au remboursement des obligations hybrides et à des effets de change ;

ont été que partiellement compensés par :

- (i) le *Cash Flow From Operations* de 6,3 milliards d'euros (8,5 milliards d'euros hors appels de marge),
- (ii) et les cessions de 2,0 milliards d'euros, principalement GRTgaz.

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.

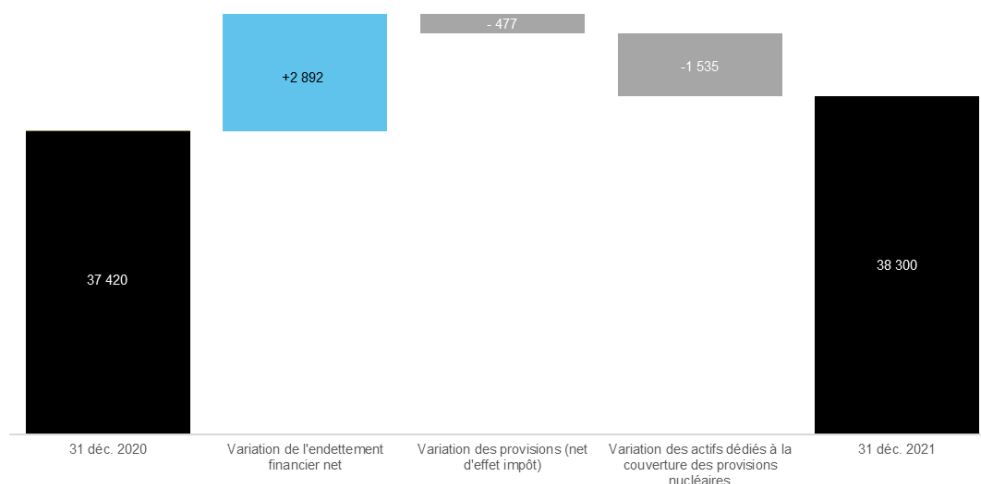
(2) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO.

	Placements synatom
	CAPEX de maintenance
	CAPEX de croissance

La **dette nette économique** s'est élevée à 38,3 milliards d'euros, en hausse de 0,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. L'augmentation de la dette financière nette a été partiellement compensée par le financement des provisions nucléaires (1,3 milliard d'euros) et les gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (0,8 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette économique sont les suivants :

En millions d'euros



Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,4x, en baisse de 0,1x par rapport au 31 décembre 2020. Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 2,63%, en hausse de 25 points de base par rapport au 31 décembre 2020.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Endettement financier net	25 350	22 458
EBITDA	10 563	8 908
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,40	2,52

Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 3,6x, en baisse de 0,4x par rapport au 31 décembre 2020 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Dette nette économique	38 300	37 420
EBITDA	10 563	8 908
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	3,62	4,20

3.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

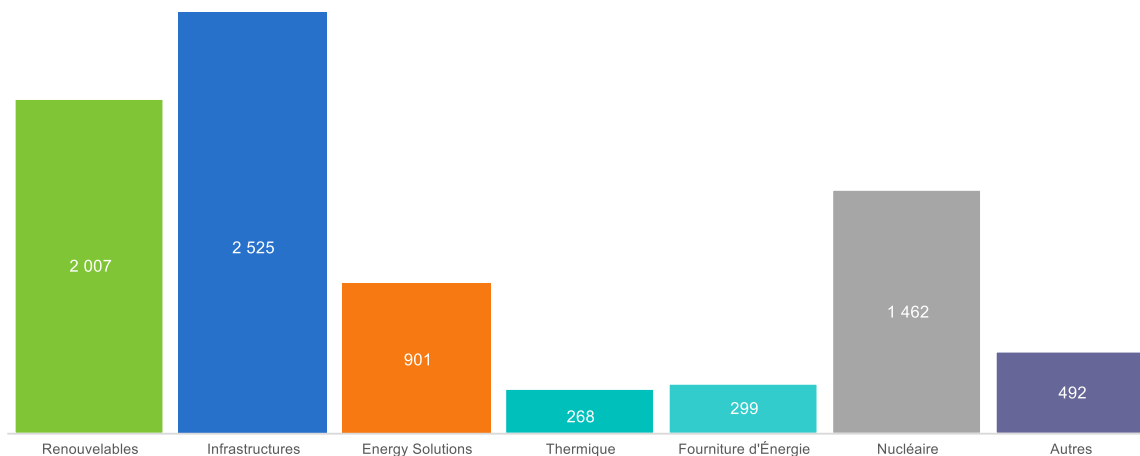
Le **cash flow des opérations** s'est établi à 6,3 milliards d'euros, en baisse de 0,4 milliard d'euros par rapport à 2020. Cette baisse s'explique principalement par les variations négatives du besoin en fonds de roulement (-1,4 milliard d'euros), principalement dues aux appels de marge (-2,2 milliards d'euros), qui ont plus que compensé la hausse des flux de trésorerie d'exploitation (+1,3 milliard d'euros). Les impôts et intérêts payés ont également été légèrement plus élevés.

3.2 Investissements nets

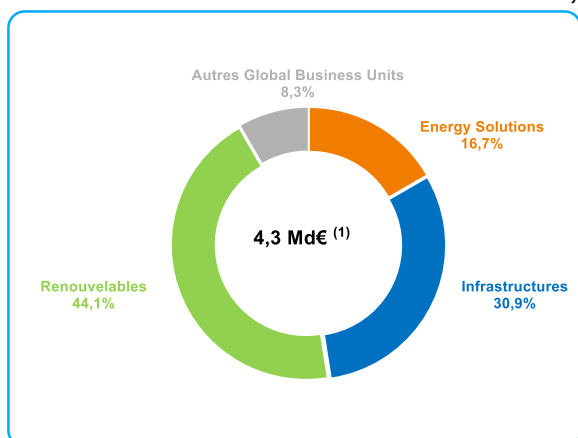
Le **total des investissements s'est élevé à 6,1 milliards d'euros**, dont 4,3 milliards d'euros dédié aux investissements de croissance.

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) par activité

En millions d'euros



Les investissements de croissance s'élèvent à 4,3 milliard d'euros et se détaillent comme suit par activité :



Principaux projets (Mds€)

Renouvelables	~	1,9
Etats-Unis - Eolien & Solaire	~	0,8
France renouvelables	~	0,3
Amérique Latine - Eolien & Solaire	~	0,3
Infrastructures	~	1,3
GRDF - Compteurs intelligents + développement des réseaux	~	0,6
Brésil - Lignes de transmission d'électricité	~	0,3
Solutions Clients	~	0,7
US Georgetown University	~	0,2
ENGIE solutions - divers projets	~	0,2

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, et Synatom considéré comme faisant partie des investissements de maintenance.

La **matrice activités/géographies** des investissements de croissance se détaille comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	244	122	462	773	183	104	1 887
Infrastructures	812	68	440	-	-	-	1 320
Energy Solutions	209	122	15	298	24	45	712
Thermique	-	8	26	-	(57)	7	(17)
Fourniture d'Énergie	74	46	-	-	11	24	155
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	1	-	1	217	218
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	1 338	366	943	1 071	161	396	4 274

<i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Renouvelables	152	63	635	122	(453)	1 010	1 529
Infrastructures	822	40	659	-	1	57	1 579
Energy Solutions	208	38	4	247	22	72	591
Thermique	-	13	122	-	(111)	3	28
Fourniture d'Énergie	60	49	-	-	8	27	144
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	3	9	1	(10)	2
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	1 241	204	1 423	378	(532)	1 159	3 873

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en « Activités non poursuivies » des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 « Retraitement de l'information comparative »).

Les **investissements nets** de la période s'élèvent à 6,1 milliards d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 4,3 milliards d'euros (cf. ci-dessus) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2,4 milliards d'euros ;
- de l'augmentation nette de 1,3 milliard d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période (0,4 milliard d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 0,3 milliard d'euros ; et
- des cessions représentant un montant de 2,0 milliards d'euros.

3.3 Dividendes et mouvements sur capitaux

Les dividendes et mouvements sur capitaux s'élèvent à 1,9 milliard d'euros et comprennent le versement en mai du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2020 pour 1,4 milliard d'euros, les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 0,4 milliard d'euros, et le paiement des coupons de la dette hybride pour 0,1 milliard d'euros.

3.4 Endettement financier net au 31 décembre 2021

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 83% en euros, 11% en dollars américains et 10% en real brésiliens au 31 décembre 2021.

L'endettement financier net est libellé à 91% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 11,8 ans.

Au 31 décembre 2021, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,0 milliards d'euros.

3.5 *Rating*

Le 17 janvier 2022, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 pour les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 15 octobre 2021, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- qu'il avait abaissé le 24 mars 2021 et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

Le 7 juin 2021, S&P a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à BBB+ et sa notation court terme à A-2, avec une perspective stable.

4 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020	Variation nette
Actifs non courants	117 418	93 095	24 323
<i>Dont goodwill</i>	12 799	15 943	(3 144)
<i>Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	57 863	57 085	778
<i>Dont instruments financiers dérivés</i>	25 616	2 996	22 620
<i>Dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	8 498	6 760	1 738
Actifs courants	107 915	60 087	47 828
<i>Dont créances commerciales et autres débiteurs</i>	32 556	14 295	18 260
<i>Dont instruments financiers dérivés</i>	19 373	8 069	11 304
<i>Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	11 881	1 292	10 589
Capitaux propres	41 980	33 856	8 124
Provisions	25 459	27 073	(1 613)
Dettes financières	41 048	37 939	3 109
Instruments financiers dérivés	46 931	13 125	33 806
Autres passifs	69 916	41 191	28 725
<i>Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	7 415	488	6 927

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 57,9 milliards d'euros, en hausse de 0,8 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de la période (+7,2 milliards d'euros), des écarts de conversion (+1 milliard d'euros principalement lié à l'appréciation du dollar américain et de la livre sterling), partiellement compensés par des amortissements (-4,6 milliards d'euros), par le classement des activités d'EQUANS en «Activités non poursuivies» (-1,5 milliard d'euros) et par des pertes de valeurs (-1,0 milliard d'euros).

Les **goodwill** s'établissent à 12,8 milliards d'euros en baisse de 3,1 milliards d'euros essentiellement dû au classement en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» des activités d'EQUANS.

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** augmentent de 1,7 milliard d'euros notamment dû à la cession de 10% dans GTT et sa comptabilisation désormais en mise en équivalence.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 42 milliards d'euros, en hausse de 8,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette hausse provient essentiellement des autres éléments du résultat global (5,7 milliards d'euros dont +4 milliards d'euros au titre des couvertures de flux de trésorerie sur matières premières, +1,7 milliard d'euros de pertes et gains actuariels et 0,9 milliard d'euros d'écarts de conversion) et du résultat net de la période (+3,8 milliards d'euros), partiellement compensés par les dividendes distribués (-1,7 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 25,5 milliards d'euros, en baisse de 1,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. Cette baisse provient principalement des gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (-2,0 milliards d'euros) en raison de la forte hausse des taux d'actualisation sur la période (cf. Note 20).

La variation à la hausse des **instruments financiers dérivés** et des **créances commerciales et autres débiteurs** par rapport au 31 décembre 2020 s'explique principalement par la variation des prix des matières premières sur la période.

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 principalement au 31 décembre 2021 des activités d'EQUANS.

5 COMPTES SOCIAUX

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2021, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 36 224 millions d'euros, en croissance par rapport à 2020 (19 272 millions d'euros), aussi bien sur le marché du gaz que celui de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -846 millions d'euros au 31 décembre 2021, en amélioration de 794 millions d'euros par rapport à l'exercice 2020 où il était de -1 640 millions d'euros. La marge énergie se dégrade de 1 009 millions d'euros.

Le résultat financier est de 381 millions d'euros, en baisse de 1 058 millions d'euros par rapport à 2020 en raison principalement d'une baisse des dividendes reçus.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, positif de +1 771 millions d'euros, principalement constitué des variations de valeurs des titres de participation (dont Electrabel) et de plus-value de cession de titres (dont GRTgaz).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 474 millions d'euros, contre un produit d'impôt de 532 millions d'euros à la clôture précédente, incluant un produit d'intégration fiscale de 408 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +1 780 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 31 211 millions d'euros contre 30 702 millions d'euros à fin 2020, soit une augmentation de 509 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2021 (1 780 millions d'euros), et au paiement du dividende 2020 pour un montant de -1 305 millions d'euros.

Au 31 décembre 2021, les dettes financières ressortent à 39 361 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 11 232 millions d'euros (dont 7 533 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D441-4 du Code de Commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés à l'article D.441-4 du Code de Commerce

	Article D. 441 I.- 1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
<i>En millions d'euros</i>												
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					40 767						5 928 591
Montant total des factures	-	12,9	369,6	1,1	141,4	524,9	1 921,5	50,9	34,1	5 587,3		2 593,8
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,03%	0,83%	0,00%	0,32%	1,19%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice							4,50%	0,12%	0,08%	1,37%		6,07%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues					177							503
Montant total des factures exclues					(2,8)							0,9
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 443-1 du code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours					

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	36
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	37
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	38
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	40
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSorerIE.....	42

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
CHIFFRE D'AFFAIRES	7.2 & 8	57 866	44 306
Achats et dérivés à caractère opérationnel	9.1	(38 861)	(28 088)
Charges de personnel	9.2	(7 692)	(7 503)
Amortissements, dépréciations et provisions	9.3	(4 840)	(4 477)
Impôts et taxes		(1 479)	(1 207)
Autres produits opérationnels		1 122	971
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		6 116	4 001
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	7.2	800	553
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		6 916	4 554
Pertes de valeur	10.1	(1 028)	(3 502)
Restructurations	10.2	(204)	(257)
Effets de périmètre	10.3	1 107	1 641
Autres éléments non récurrents	10.4	(69)	(879)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	10	6 722	1 558
Charges financières		(2 061)	(2 168)
Produits financiers		711	533
RÉSULTAT FINANCIER	11	(1 350)	(1 634)
Impôt sur les bénéfices	12	(1 695)	(666)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		3 678	(742)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		80	(151)
RÉSULTAT NET		3 758	(893)
Résultat net part du Groupe		3 661	(1 536)
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>		3 582	(1 384)
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>		79	(153)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		97	644
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		96	642
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		1	2
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	13	1,46	(0,71)
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>		1,43	(0,65)
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>		0,03	(0,06)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	13	1,46	(0,71)
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		1,42	(0,65)
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		0,03	(0,07)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		3 758	(893)
Instruments de dette	17.1	(21)	(46)
Couverture d'investissement net	18	(215)	128
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	18	511	(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	18	3 980	872
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(1 333)	(136)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		270	(387)
Écarts de conversion		909	(1 938)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		114	(159)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		4 215	(1 916)
Instruments de capitaux propres	17.1	159	45
Pertes et gains actuariels		1 742	(1 587)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(451)	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	75
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		48	16
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		1 499	(1 073)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		5 712	(2 990)
RÉSULTAT GLOBAL		9 471	(3 882)
<i>Dont quote-part du Groupe</i>		<i>9 415</i>	<i>(4 046)</i>
<i>Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle</i>		<i>56</i>	<i>163</i>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs non courants			
Goodwill	14	12 799	15 943
Immobilisations incorporelles nettes	15	6 784	7 196
Immobilisations corporelles nettes	16	51 079	49 889
Autres actifs financiers	17	10 949	9 009
Instruments financiers dérivés	17	25 616	2 996
Actifs de contrats	8	34	26
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4	8 498	6 760
Autres actifs non courants	25	478	396
Actifs d'impôt différés	12	1 181	880
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		117 418	93 095
Actifs courants			
Autres actifs financiers	17	2 495	2 583
Instruments financiers dérivés	17	19 373	8 069
Créances commerciales et autres débiteurs	8	32 555	14 295
Actifs de contrats	8	8 344	7 738
Stocks	25	6 175	4 140
Autres actifs courants	25	13 202	8 990
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	13 890	12 980
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	5.2	11 881	1 292
TOTAL ACTIFS COURANTS		107 915	60 087
TOTAL ACTIF		225 333	153 182

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Capitaux propres part du Groupe		36 994	28 945
Participations ne donnant pas le contrôle	3	4 986	4 911
TOTAL CAPITAUX PROPRES	19	41 980	33 856
Passifs non courants			
Provisions	20	23 394	24 876
Emprunts à long terme	17	30 458	30 092
Instruments financiers dérivés	17	24 228	3 789
Autres passifs financiers	17	108	77
Passifs de contrats	8	68	39
Autres passifs non courants	25	2 341	2 004
Passifs d'impôt différés	12	7 738	4 416
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		88 335	65 293
Passifs courants			
Provisions	20	2 066	2 197
Emprunts à court terme	17	10 590	7 846
Instruments financiers dérivés	17	22 702	9 336
Fournisseurs et autres créanciers	17	32 822	17 307
Passifs de contrats	8	2 671	4 315
Autres passifs courants	25	16 752	12 545
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	5.2	7 415	488
TOTAL PASSIFS COURANTS		95 019	54 034
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		225 333	153 182

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

<i>En millions d'euros</i>	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Varia- tions de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2019	2 435	31 470	(1 369)	3 913	(1 961)	(1 098)	(303)	33 087	4 950	38 037
Résultat net			(1 536)					(1 536)	644	(893)
Autres éléments du résultat global			(999)		242	(1 752)		(2 509)	(480)	(2 990)
RÉSULTAT GLOBAL			(2 535)	-	242	(1 752)	-	(4 046)	163	(3 882)
Rémunération sur base d'actions	-	-	52					52	2	54
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾			-					-	(425)	(425)
Achat/vente d'actions propres			(52)				52	-	-	-
Opérations sur titres super- subordonnés à durée indéterminée ⁽²⁾			(193)	-				(193)		(193)
Transactions entre actionnaires			25					25	35	59
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle			-					-	7	7
Augmentations et réductions de capital								-	178	178
Autres variations		(178)	199	-	-			21	1	21
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2020	2 435	31 291	(3 874)	3 913	(1 719)	(2 850)	(251)	28 945	4 911	33 856

(1) L'Assemblée Générale du 14 mai 2020 a approuvé la résolution relative à l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 proposée par le Groupe dans le contexte de la crise de la Covid-19 (cf. Note 17.3 «Risque de liquidité» des états financiers consolidés au 31 décembre 2020).

(2) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 «Eléments sur capitaux propres» des états financiers consolidés au 31 décembre 2020.

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

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	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 2020	2 435	31 291	(3 874)	3 913	(1 719)	(2 850)	(251)	28 945	4 910	33 856
Résultat net			3 661	-	-	-		3 661	97	3 758
Autres éléments du résultat global			1 490	-	3 431	833		5 753	(40)	5 713
RÉSULTAT GLOBAL			5 151	-	3 431	833		9 415	56	9 471
Rémunération sur base d'actions			48					48	1	49
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾		(1 296)	-					(1 296)	(410)	(1 706)
Achat/vente d'actions propres			(52)	-	-	-	52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽¹⁾			(129)	(146)				(275)		(275)
Transactions entre actionnaires ^{(1) (2)}			324					324	740	1 064
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle ^{(1) (3)}								-	(312)	(312)
Augmentations et réductions de capital								-	(1)	(1)
Changements normatifs			43					43	1	44
Autres variations ^{(1) (4)}		(3 937)	3 726					(211)	1	(209)
CAPITAUX PROPRES										
AU 31 DÉCEMBRE 2021	2 435	26 058	5 238	3 767	1 711	(2 017)	(199)	36 994	4 986	41 979

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 19 «Éléments sur capitaux propres».

(2) Concerne principalement la cession de 11,5% de GRTgaz.

(3) Concerne principalement la cession partielle de Gaztransport et Technigaz SA (GTT).

(4) L'impact net concerne principalement le litige avec l'Administration fiscale française sur la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ. Ce litige est présenté dans la Note 26.7.1 «Contentieux et enquêtes».

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	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		3 758	(893)
- Résultat net des activités non poursuivies		80	(151)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		3 678	(742)
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(800)	(553)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		662	739
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 484	8 432
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 039)	(1 580)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(721)	(198)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(501)	109
- Charge d'impôt	12	1 695	666
- Résultat financier	11	1 350	1 634
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		9 806	8 506
+ Impôt décaissé		(603)	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	25.1	(2 377)	(902)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		6 826	7 110
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		486	479
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		7 312	7 589
Investissements corporels et incorporels	15 & 16	(5 990)	(4 964)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5 & 17	(392)	(405)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5 & 17	(369)	(1 067)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	17	(1 548)	(1 618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	15 & 16	88	131
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	5 & 17	(173)	462
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5 & 17	62	3 841
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	17	73	18
Intérêts reçus d'actifs financiers		32	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		57	56
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	6.6	121	(359)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(8 039)	(3 872)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		(3 003)	(175)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(11 042)	(4 046)
Dividendes payés ⁽²⁾		(1 859)	(621)
Recouvrement auprès de l'Etat français de la contribution de 3% sur les revenus distribués		-	-
Remboursement de dettes financières		(5 054)	(6 031)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		464	(608)
Intérêts financiers versés		(719)	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		52	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(219)	25
Augmentation des dettes financières		8 352	7 337
Augmentation/diminution de capital		226	181
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	6.6	1 085	23
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		2 328	(290)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		2 519	(272)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		4 848	(561)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies ⁽²⁾		223	(518)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		10	(11)
Effet des variations de change et divers		233	(528)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		1 350	2 453
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		(440)	9
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		12 980	10 519
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		13 890	12 980

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en « Activités non poursuivies » des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 « Retraitement de l'information comparative »).

(2) La ligne « Dividendes payés » comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 19 « Eléments sur capitaux propres »).

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

Note 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS...	45
Note 2	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE	51
Note 3	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2021	55
Note 4	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	62
Note 5	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	71
Note 6	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	78
Note 7	INFORMATION SECTORIELLE	83
Note 8	VENTES	90
Note 9	CHARGES OPÉRATIONNELLES	94
Note 10	AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	96
Note 11	RÉSULTAT FINANCIER	99
Note 12	IMPÔTS	100
Note 13	RÉSULTAT PAR ACTION	105
Note 14	GOODWILL	106
Note 15	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	114
Note 16	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	118
Note 17	INSTRUMENTS FINANCIERS	122
Note 18	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	141
Note 19	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES	161
Note 20	PROVISIONS	165
Note 21	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME	175
Note 22	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS	184
Note 23	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	186
Note 24	RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS	188
Note 25	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS	189
Note 26	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	191
Note 27	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	197
Note 28	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX	198
Note 29	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES	199

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du 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 14 février 2022, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2021.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement délégué (UE) n° 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2020 et 2021 et sont établies conformément au règlement (CE) n°1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2021, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne ⁽¹⁾.

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2021 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2020 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2021

- Amendements IFRS 9 – *Instruments Financiers* ; IAS 39 – *Instruments Financiers : comptabilisation et évaluation* ; IFRS 7 - *Instruments Financiers – Informations à fournir* ; IFRS 4 – *Contrats d'assurance* et IFRS 16 – *Contrats de location* : réforme des taux d'intérêt de référence (phase 2).

Le Groupe a opté pour l'application anticipée de ces amendements comme indiqué dans la Note 17.1.5.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2020.

- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : allègements de loyers liés à la crise du COVID au-delà du 30 juin 2021.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne :
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410>

1.1.2 Autres textes

- Dans sa décision d'avril 2021, l'IFRS Interpretations Committee (IFRIC) a clarifié à quelle période de service une entité doit allouer certains avantages du personnel dans le cadre de régimes à prestations définies (IAS 19 – *Avantages du personnel*). Les impacts de cette décision sont peu significatifs pour le Groupe et ont été comptabilisés en capitaux propres d'ouverture 2021.
- Dans sa décision de mars 2021, l'IFRS Interpretations Committee (IFRIC) a clarifié le traitement comptable des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel utilisé en mode SaaS (« *Software as a Service* »). Selon l'IFRIC, certains de ces coûts doivent être constatés en charge (et non en immobilisations incorporelles). Le Groupe a recensé les principaux projets liés à la mise en œuvre de logiciels utilisés en mode SaaS pour lesquels des coûts ont été constatés en immobilisations incorporelles. Compte tenu de la difficulté pratique des analyses à mener pour identifier, sur ces projets, les coûts de configuration et de personnalisation compris dans les montants constatés en immobilisations incorporelles, cette décision n'a pas été appliquée dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021. A ce stade de l'analyse, l'impact de cette décision est estimé comme non significatif sur les comptes consolidés du Groupe.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2022 et anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* : produits générés avant l'utilisation prévue.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.4 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2022 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* : classification des passifs en courant et non courant ⁽¹⁾.
- Amendements IAS 37 – *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* : contrats déficitaires et coûts d'exécution des contrats.
- Amélioration annuelle des IFRS – Cycle 2018 - 2020.
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* (incluant amendements).
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* et guide d'application pratique de la matérialité : informations à fournir sur les méthodes comptables ⁽¹⁾.
- Amendements IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* : définition des estimations comptables ⁽¹⁾.
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat* : impôt différé rattaché à des actifs et passifs issus d'une même transaction ⁽¹⁾.

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

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

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1^{er} janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1^{er} janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les «Intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie» sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 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.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la forte volatilité des marchés des matières premières, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont également été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

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 et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et d'électricité, en hausse sensible sur le second semestre 2021.

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 de la valeur recouvrable des *goodwills* (cf. Note 14), des immobilisations incorporelles (cf. Note 15) et des immobilisations corporelles (cf. Note 16) ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers (cf. Notes 17 et 18) ;
- l'appréciation des pertes de crédit attendues, notamment pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres dans un contexte d'incertitude (cf. Note 18) ;

- 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 (cf. Notes 20 et 21) ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (cf. Note 5) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de forte variation des prix des matières premières (cf. Note 8) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (cf. Note 12).

1.3.2 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 (cf. Notes 3 et 4) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (cf. Note 8) ;
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients (cf. Note 8) ;
- la comptabilisation des mesures de soutien octroyées par certains gouvernements, en France notamment («bouclier tarifaire»), dont l'objectif est de protéger tant le consommateur que le fournisseur de gaz ou d'électricité contre les fortes variations des prix des matières premières (cf. Note 8) ;
- la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (cf. Note 17) ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 *Instruments financiers : présentation* (cf. Note 17) ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (cf. Note 16) ;
- la détermination des secteurs opérationnels et reportables dans le contexte de la réorganisation du Groupe (cf. Note 7).

La liste des entités pour lesquelles le groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 3 «Principales filiales au 31 décembre 2021» et dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

1.3.3 Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe

Le Groupe a également exercé son jugement pour l'appréciation des risques et des enjeux climatiques et leurs impacts sur les états financiers consolidés du Groupe. Pour rappel, la gestion des risques climatiques et environnementaux ainsi que leurs enjeux pour le Groupe sont présentés dans le Chapitre 2 «Facteurs de risque» et le Chapitre 3 «Déclaration de performance extra-financière et informations RSE» du Document d'enregistrement Universel.

- Les engagements pris par la France, l'Europe et les différents Etats au plan international, en particulier en matière de neutralité carbone à long terme, sont pris en compte (i) dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe notamment au travers des scénarios de prix de long terme utilisés dans les tests de dépréciation (cf. Note 14), ainsi que (ii) dans l'évaluation des provisions pour démantèlement, notamment en appréciant la durée d'utilisation des infrastructures gazières en France en fonction de l'évolution attendue du mix énergétique (cf. Note 20).
- Les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe (cf. Note 14), en particulier (i) la sortie complète des activités charbon d'ici 2027, qui concerne au premier plan l'Amérique du Sud, en fonction des perspectives propres à chaque actif (fermeture, conversion ou cession) et (ii) la réduction progressive de l'intensité carbone des activités de production d'électricité du Groupe vers un *net zero* d'ici 2045 et plus largement l'orientation stratégique des investissements en faveur de la transition

énergétique via l'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable et le développement d'offres de services décarbonées.

NOTE 2 RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de présenter dans les comptes au 31 décembre 2020 (pour le compte de résultat, les états du résultat global et de flux de trésorerie) les activités d'EQUANS (cf. Note 5 « Principales variations de périmètre ») en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*.

2.1 Compte de résultat au 31 décembre 2020

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 751	(11 445)	44 306
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(34 967)	6 879	(28 088)
Charges de personnel	(11 759)	4 256	(7 503)
Amortissements, dépréciations et provisions	(4 778)	301	(4 477)
Impôts et taxes	(1 265)	58	(1 207)
Autres produits opérationnels	1 105	(134)	971
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	4 087	(86)	4 001
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	552	-	553
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4 640	(86)	4 554
Pertes de valeur	(3 551)	49	(3 502)
Restructurations	(343)	86	(257)
Effets de périmètre	1 640	1	1 641
Autres éléments non récurrents	(886)	7	(879)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	1 501	56	1 558
Charges financières	(2 232)	64	(2 168)
Produits financiers	553	(20)	533
RÉSULTAT FINANCIER	(1 678)	45	(1 634)
Impôt sur les bénéfices	(715)	50	(666)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	(893)	151	(742)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	-	(151)	(151)
RÉSULTAT NET	(893)	-	(893)
Résultat net part du Groupe	(1 536)	-	(1 536)
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	(1 536)	153	(1 384)
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	-	(153)	(153)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	644	-	644
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	644	(2)	642
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	-	2	2
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	(0,71)	-	(0,71)
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>	(0,71)	0,06	(0,65)
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>	0,00	(0,06)	(0,06)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	(0,71)	-	(0,71)
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	(0,71)	0,06	(0,65)
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	0,00	(0,07)	(0,07)

2.2 État du résultat global au 31 décembre 2020

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
RÉSULTAT NET	(893)	-	(893)
Instruments de dette	(46)	-	(46)
Couverture d'investissement net	128	-	128
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(249)	(1)	(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	872	-	872
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(137)	-	(136)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	(387)	-	(387)
Écarts de conversion	(2 098)	160	(1 938)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	(159)	(159)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(1 916)	-	(1 916)
Instruments de capitaux propres	43	2	45
Pertes et gains actuariels	(1 569)	(18)	(1 587)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	377	-	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	75	-	75
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	16	16
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	(1 073)	-	(1 073)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES	(2 990)	-	(2 990)
RÉSULTAT GLOBAL	(3 882)	-	(3 882)
<i>Dont quote-part du Groupe</i>	<i>(4 046)</i>	-	<i>(4 046)</i>
<i>Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle</i>	<i>163</i>	-	<i>163</i>

2.3 État de flux de trésorerie au 31 décembre 2020

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
RÉSULTAT NET	(893)	-	(893)
- Résultat net des activités non poursuivies	-	(151)	(151)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	(893)	151	(742)
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(552)	-	(553)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	740	(1)	739
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	8 760	(329)	8 432
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(1 573)	(7)	(1 580)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(199)	1	(198)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	111	(2)	109
- Charge d'impôt	715	(50)	666
- Résultat financier	1 678	(45)	1 634
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 788	(282)	8 506
+ Impôt décaissé	(599)	104	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	(600)	(302)	(902)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	7 589	(479)	7 110
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	-	479	479
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	7 589	-	7 589
Investissements corporels et incorporels	(5 115)	151	(4 964)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(417)	12	(405)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(1 067)	-	(1 067)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(1 622)	4	(1 618)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	154	(22)	131
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	456	5	462
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 841	-	3 841
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	21	(2)	18
Intérêts reçus d'actifs financiers	21	12	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	(1)	56
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	(374)	15	(359)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	(4 046)	175	(3 872)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	-	(175)	(175)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(4 046)	-	(4 046)
Dividendes payés ^{(1) (2)}	(622)	1	(621)
Recouvrement auprès de l'Etat français de la contribution de 3% sur les revenus distribués	-	-	-
Remboursement de dettes financières	(6 179)	148	(6 031)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(608)	-	(608)
Intérêts financiers versés	(665)	18	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	53	-	52
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	25	-	25
Augmentation des dettes financières	7 231	106	7 337
Augmentation/diminution de capital	181	-	181
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	23	-	23
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	(561)	272	(290)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	-	(272)	(272)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(561)	-	(561)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	(520)	2	(518)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	-	(11)	(11)
Effet des variations de change et divers	(520)	(9)	(528)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	2 461	(9)	2 453
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	-	9	9
TRÉSorerie ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSorerie A L'OUVERTURE	10 519	-	10 519
TRÉSorerie ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSorerie A LA CLÔTURE	12 980	-	12 980

2.4 Impacts sur certains indicateurs clés

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2020 publié	IFRS 5	31 déc. 2020 retraité
EBITDA	9 276	(368)	8 908
EBIT	4 578	(85)	4 493
RÉSULTAT NET RECURRENT	2 355	-	2 355
Résultat net récurrent des activités poursuivies	2 355	20	2 375
Résultat net récurrent des activités non poursuivies	-	(20)	(20)
RÉSULTAT NET RECURRENT PART DU GROUPE	1 703	-	1 703
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	1 703	22	1 725
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	-	(22)	(22)
RÉSULTAT NET RECURRENT ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	652	-	652
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	652	(2)	650
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	2	2
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	7 054	(439)	6 616

NOTE 3 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2021

Principes comptables

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l'entité ;
- l'investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influencer sur ces rendements.

3.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2021

En application du règlement N° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres...), des coquilles juridiques, ou à des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs / Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (*cf. Note 17.1.1.1*) en tant que « Instruments de capitaux propres à la juste valeur ».

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 4 « Participations dans les entreprises mises en équivalence ».

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Energie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur secteur reportable respectif sous la dénomination de leur société d'origine suivie du signe (*).

Renouvelables

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Projects	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0

Infrastructures

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020
Elengy	Terminaux méthaniérs	France	60,9	61,3
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Fosmax LNG	Terminaux méthaniérs	France	60,9	61,3
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	60,9	74,6
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

Energy Solutions

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020
Cofely Besix	Systèmes, installations et maintenance	UAE	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

Thermique

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0

Fourniture d'Énergie

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0

Nucléaire

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 3 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2021

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Holding, Energy management trading	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	Holding, Energy management trading	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Management *	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding - société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Holding, Energy management trading	Italie	100,0	100,0
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
ENGIE SA *	Holding - société mère, Energy management trading, ventes d'énergie	France	100,0	100,0
Gaztransport & Technigaz (GTT) ⁽¹⁾	Ingénierie	France	-	40,4
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0

(1) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

EQUANS ⁽²⁾

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0
Conti Service LLC	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
Engie Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Service Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0

(2) Actifs détenus en vue de la vente et classées en «Activités non poursuivies» au 31 décembre 2021 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

3.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;

- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) : 60,9%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient dorénavant 38,6% du capital de GRTgaz a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3^{ème} Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il continue à exercer le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) suite à la cession complémentaire par ENGIE, en date du 22 décembre 2021, de 11,50% de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières. Cette analyse repose sur la capacité qu'a le Groupe de nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et de prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la direction ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

La principale entité consolidée en intégration globale dans laquelle le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote au 31 décembre 2021 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône («CNR» - France hors Infrastructures) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98%, et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2% ; le solde, soit 16,82%, étant dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi «Murcef» selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

3.3 Principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives aux capitaux propres, au résultat net au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

Noms	Activités	Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
		31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
<i>En millions d'euros</i>									
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,1	25,4	106	95	1 554	1 029	105	80
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité - parc thermique	40,0	40,0	17	67	781	716	31	24
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	49,0	49,0	34	49	592	563	15	10
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	45	144	294	411	38	87
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	22	29	393	368	20	20
Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, Etats - Unis)	Production et ventes d'électricité	49,0	49,0	(323)	51	345	394	-	-
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) ⁽¹⁾⁽²⁾	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	-	59,6	-	93	-	343	-	94
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				195	115	1 027	1 087	201	109
TOTAL				97	644	4 986	4 911	410	425

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

(2) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

3.3.1 Informations financières résumées sur les principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

En millions d'euros	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania	
	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 209	2 275	1 187	1 107	1 473	1 545
Résultat net	388	343	42	142	69	100
Résultat net part du Groupe	282	247	25	75	35	51
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	130	(91)	107	(88)	9	(10)
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	412	157	132	(14)	45	41
État de situation financière						
Actifs courants	1 089	826	635	498	729	520
Actifs non courants	10 098	10 167	3 150	2 677	903	843
Passifs courants	(1 272)	(1 044)	(345)	(252)	(357)	(156)
Passifs non courants	(5 946)	(6 113)	(1 498)	(1 146)	(79)	(67)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	3 969	3 836	1 941	1 776	1 196	1 140
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	1 554	1 029	781	716	592	563
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 149	1 082	186	308	102	181
Flux issus des activités d'investissement	(464)	(410)	(234)	(230)	(131)	(88)
Flux issus des activités de financement	(650)	(673)	29	(81)	39	(59)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽¹⁾	35	(1)	(19)	(2)	9	34

(1) Hors effet des variations de change et divers.

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz ⁽¹⁾		Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, Etats -Unis)	
	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 118	2 065	445	424	-	395	213	20
Résultat net	144	550	57	76	-	156	(661)	(51)
Résultat net part du Groupe	99	405	35	47	-	63	(338)	(101)
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	10	(687)	37	(53)	-	-	21	(74)
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	109	(282)	72	(6)	-	63	(317)	(175)
État de situation financière								
Actifs courants	1 390	1 262	360	267	-	326	302	314
Actifs non courants	4 236	4 627	1 687	1 550	-	428	2 843	2 663
Passifs courants	(900)	(859)	(302)	(149)	-	(140)	(531)	(287)
Passifs non courants	(3 912)	(3 434)	(716)	(703)	-	(39)	(1 912)	(1 358)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	813	1 596	1 029	965	-	575	703	1 332
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	294	411	393	368	-	343	345	394
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	941	869	185	197	-	152	(20)	186
Flux issus des activités d'investissement	(629)	(758)	(92)	(17)	-	(21)	(13)	(151)
Flux issus des activités de financement	(126)	2	(14)	(171)	-	(158)	(3)	49
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽²⁾	185	113	80	9	-	(27)	(36)	83

(1) Gaztransport & Technigaz est consolidée par mise en équivalence au 31 décembre 2021 (cf Note 5 «Principales variations de périmètre»).

(2) Hors effet des variations de change et divers.

NOTE 4 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

Principes comptables

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 007	3 017
Participations dans les coentreprises	4 492	3 743
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	8 498	6 760
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	306	184
Quote-part du résultat net des coentreprises	495	369
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	800	553
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	208	(28)
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	62	(284)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	270	(312)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités «projet» ou «mono-actif» car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) résiduelles ;

- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie Saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Transportadora Asociada de Gas S.A. («TAG» - Amérique Latine) : détention d'une participation - directe et indirecte - à hauteur de 65,0% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 54,8%

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 la Caisse de dépôt et de placement du Québec (CDPQ). Le Groupe détient des droits de vote potentiels mais ceux-ci ne sont pas encore exerçables. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des «autres faits et circonstances» fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS Interpretation Committee «IFRS IC» (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2021.

4.1 Participations dans les entreprises associées

4.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des entreprises associées», «Participations dans les entreprises associées», total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées

portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intégration des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
<i>En millions d'euros</i>												
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis,	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				940	803	139	184	102	(60)	107	107
Gaztransport et Technigaz (GTT)	Technologies de confinement pour le transport maritime et le stockage du gaz		30,43	-	757	-	1	-	-	-	35	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	Centrales hydrauliques	1 688 MW	40,00	40,00	493	516	1	(6)	(23)	(11)	-	-
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 750 MW	40,00	40,00	501	475	21	(17)	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	333	239	29	12	75	15	11	16
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					982	984	114	9	54	27	81	145
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					4 007	3 017	306	184	208	(28)	234	268

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 26 977 MW (à 100%).

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de «Power and water purchase agreement» sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans.

Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRS 16, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droits de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 6 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre -131 millions d'euros en 2020) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 6.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

4.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE», les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	d'intégration du Groupe	%	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2021												
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 442	576	425	1 001	3 067	19 513	4 310	14 693	3 578			940
Gaztransport et Technigaz (GTT)	169	3	-	2	330	2 299	144	(2)	2 488	30,43		757
Energia Sustentável do Brasil	496	54	-	54	110	2 941	1 800	(3)	1 253	40,00		501
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	276	2	(58)	(57)	198	2 189	226	929	1 232	40,00		493
GASAG	1 368	93	237	331	1 199	2 078	1 927	297	1 054	31,57		333
AU 31 DÉCEMBRE 2020												
Sociétés projets au	4 082	769	(255)	514	2 885	18 321	3 925	14 338	2 944			803
Energia Sustentável do Brasil	454	(41)	-	(41)	153	2 897	1 863	(2)	1 189	40,00		475
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	(14)	(26)	(41)	37	2 202	16	934	1 289	40,00		516
GASAG	1 205	40	47	87	921	1 944	1 872	234	758	31,57		239

4.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	190	-	52	190	-	-
Contassur ⁽¹⁾	-	-	-	228	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	95	-	-	-	-	-	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	22	7	51	120	-	-
Autres	69	31	13	32	177	13	28
AU 31 DÉCEMBRE 2021	164	243	20	363	490	13	28

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'«Autres actifs» dans l'état de la situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 228 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 187 millions d'euros au 31 décembre 2020.

4.2 Participations dans les coentreprises

4.2.1 Contribution des coentreprises aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des coentreprises», «Participations dans les

coentreprises», total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intégration des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
			31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
<i>En millions d'euros</i>												
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Brésil) ⁽¹⁾	Réseau de transport de gaz		65,00	65,00	792	803	189	177	7	(233)	222	231
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	787	702	45	52	-	-	14	27
EcoEléctrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	530 MW	50,00	50,00	310	329	46	35	-	-	63	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	Production d'électricité	2 342 MW	50,00	50,00	253	278	3	34	8	-	35	69
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	240	206	41	6	-	-	7	7
Iowa University partnership (Canada)	Services à l'énergie		33,10	33,10	208	190	3	2	1	(1)	2	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00		184	-	2	-	-	-	-	-
Tihama Power Generation Co (Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 546 MW	60,00	60,00	91	93	13	19	4	(4)	27	21
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	78	76	3	6	6	(24)	9	12
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	67	71	5	2	-	-	9	10
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) ⁽²⁾	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	96	67	(1)	5	25	(13)	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 385	929	145	32	12	(9)	40	15
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					4 492	3 743	495	369	62	(284)	428	461

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) est de 54,83%.

(2) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transmisora Eléctrica del Norte est de 30%.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 44 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre -6 millions d'euros en 2020). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 6.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

4.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition pour

ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE» de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

4.2.2.1 Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortis- sements des immobi- lisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2021							
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG)	1 109	(248)	(254)	(150)	290	11	301
National Central Cooling Company «Tabreed»	170	(40)	(35)	-	113	-	113
EcoEléctrica	174	(38)	-	(5)	104	-	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	369	(54)	(27)	(19)	3	26	29
WSW Energie und Wasser AG	781	(14)	(1)	(62)	126	-	126
Iowa University partnership	65	-	(19)	-	9	3	12
Georgetown University partnership	19	-	(9)	-	5	-	5
Tihama Power Generation Co	107	(5)	(11)	(6)	22	6	28
Ohio State Energy Partners	193	(1)	(48)	-	6	12	18
Megal GmbH	122	(64)	(3)	1	10	-	10
Transmisora Eléctrica del Norte	41	-	(22)	-	(1)	49	48
AU 31 DÉCEMBRE 2020							
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG)	1 018	(260)	(245)	(99)	272	(346)	(74)
National Central Cooling Company «Tabreed»	417	(46)	(38)	-	130	-	130
EcoEléctrica	274	(42)	-	(2)	70	-	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	307	(65)	(25)	(30)	79	(1)	78
WSW Energie und Wasser AG	703	(13)	(2)	(14)	18	1	19
Iowa University partnership	24	-	(17)	-	5	(3)	3
Tihama Power Generation Co	113	(5)	(16)	(6)	31	(6)	25
Ohio State Energy Partners	165	-	(43)	-	12	(49)	(37)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	2	3	-	3
Transmisora Eléctrica del Norte	65	-	(26)	(4)	10	(27)	(18)

4.2.2.2 Informations sur l'état de la situation financière

<i>En millions d'euros</i>	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2021										
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG)	70	251	5 721	540	75	3 174	1 036	1 218	65,00	792
National Central Cooling Company «Tabreed»	294	141	2 469	-	182	755	-	1 967	40,00	787
EcoEléctrica	14	77	572	3	22	-	18	620	50,00	310
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	294	495	793	159	208	558	72	583	50,00	253
WSW Energie und Wasser AG	17	268	852	156	36	93	142	711	33,10	240
Iowa University partnership	-	7	1 070	9	4	527	3	534	39,10	209
Georgetown University partnership	9	-	868	-	-	509	1	367	50,00	184
Tihama Power Generation Co	53	135	286	73	49	191	10	151	60,00	91
Ohio State Energy Partners	31	70	1 274	-	63	1 126	30	156	50,00	78
Megal GmbH	9	13	729	-	50	511	52	138	49,00	67
Transmisora Eléctrica del Norte	45	9	730	30	3	559	-	193	50,00	96
AU 31 DÉCEMBRE 2020										
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG)	69	277	5 737	514	88	3 524	720	1 235	65,00	803
National Central Cooling Company «Tabreed»	87	131	2 408	-	169	702	-	1 754	40,00	702
EcoEléctrica	26	60	598	(6)	17	-	16	657	50,00	329
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	203	601	891	174	160	635	76	650	50,00	278
WSW Energie und Wasser AG	14	51	812	40	55	87	90	606	33,10	206
Iowa University partnership	5	7	960	1	4	492	3	473	39,10	185
Tihama Power Generation Co	61	129	333	67	45	246	10	155	60,00	93
Ohio State Energy Partners	8	56	1 074	341	20	575	49	153	50,00	76
Megal GmbH	1	5	730	230	43	262	56	145	49,00	71
Transmisora Eléctrica del Norte	42	28	698	28	4	602	-	133	50,00	67

4.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoEléctrica	-	-	-	-	-	-	52
WSW Energie und Wasser AG	1	22	-	4	-	1	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	6	-
Futures Energies Investissements Holding	10	22	4	6	181	2	-
Ocean Winds	-	-	6	1	180	-	-
Autres	41	59	12	43	233	3	(7)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	114	104	23	55	594	13	45

4.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

4.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), et ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 49 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 114 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de commodités («Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées en Moyen-Orient, Afrique et Asie dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

4.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2021, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent :

- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 114 millions de real brésilien (651 millions d'euros).
Au 31 décembre 2021, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 10 285 millions de real brésilien (1 627 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 254 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires.
- Les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 667 millions d'euros.

Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent principalement :

- des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 131 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces

financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,

- des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 264 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 272 millions d'euros.

NOTE 5 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 5 - *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

5.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2021

5.1.1 Incidences des principales cessions et accords de cessions de la période

Dans le cadre de la présentation de sa nouvelle stratégie, le Groupe a confirmé, le 18 mai 2021, une augmentation significative de son programme de rotation d'actifs qui, à moyen terme, pourrait représenter une enveloppe d'environ 9 à 10 milliards d'euros.

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

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz - France	1 121	1 121
Cession d'une partie de la participation dans la société Gaztransport & Technigaz SA (GTT) - France	247	52
Cession d'une partie de la participation dans la société Georgetown Energy Partners Holding, LLC - États-Unis	170	170
Cession de la participation dans la société ENGIE EPS SA - France	127	150
Autres opérations de cession individuellement non significatives	364	352
Effets des classement en «activités destinées à être cédées»	-	475
TOTAL	2 029	2 320

Les cessions en cours de finalisation au 31 décembre 2021 sont présentées dans la Note 5.2 «Actifs destinés à être cédés».

5.1.2 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française GRTgaz

ENGIE et la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), véhicule d'investissement détenu par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts, ont finalisé l'acquisition d'une participation de 11,5% du capital de GRTgaz par SIG auprès d'ENGIE pour un montant de 1,1 milliard d'euros.

(1) *Develop, Build, Share and Operate*, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés.

Au terme de cette opération, SIG, présent dans le capital de GRTgaz depuis 2011 avec une participation de 24,8%, en détient désormais 38,6%, ENGIE conservant 60,9% de titres. Cette transaction comprend pour SIG la cession de 17,8% du capital d'Elengy en échange de nouvelles actions GRTgaz, cession au terme de laquelle la structure actionnariale de GRTgaz est simplifiée puisque cette dernière détient dorénavant 100% d'Elengy.

5.1.3 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française Gaztransport et Technigaz SA (GTT)

Le 13 novembre 2020, ENGIE avait annoncé entamer une revue stratégique de sa participation dans GTT, dont le Groupe détenait 40,4% du capital et qui était consolidée par intégration globale.

Le 26 mai 2021, le Groupe a annoncé la réalisation de la cession partielle de sa participation dans GTT à hauteur de 10% du capital au prix de 67 euros par action et l'émission simultanée de 290 millions d'euros d'obligations à coupon zéro échangeables en actions GTT, d'une maturité de trois ans, avec un prix d'échange de 78,25 euros, correspondant à une prime de 20% par rapport au prix offert au titre de la cession parallèle des actions de GTT.

Avant cette cession partielle, le Groupe exerçait un contrôle de fait sur la société GTT en raison de la majorité des sièges qu'il détenait au Conseil d'Administration, de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat. Cette situation lui conférait la majorité relative des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales (cf. Note 3.2 « Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle » des états financiers consolidés au 31 décembre 2020).

Cette transaction, qui s'est accompagnée de la démission immédiate de deux des administrateurs dont la nomination était proposée par ENGIE, se traduit par la perte de la majorité des sièges au Conseil d'Administration et par une dilution du pourcentage de droits de vote du Groupe qui n'est désormais plus en situation d'exercer un contrôle de fait. Ainsi, au terme de la cession, ENGIE considère ne plus exercer qu'une influence notable et comptabilise donc sa participation résiduelle dans GTT (30,4%) par mise en équivalence.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 52 millions d'euros (déduction faite de la trésorerie nette détenue par GTT). Le résultat de cession avant impôts, incluant la revalorisation de la participation conservée, s'établit à 628 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.4 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société américaine Georgetown Energy Partners Holding, LLC

Le 31 mars 2021, ENGIE North America a conclu avec l'Université de Georgetown (Washington D.C., États-Unis) un contrat de concession d'une durée de 50 ans pour gérer l'ensemble de ses infrastructures d'énergie et de traitement des eaux.

Le 1^{er} juillet 2021, le Groupe a cédé à Axium Hoya, LLC 50% de sa participation dans Georgetown Energy Partners Holding, LLC. Le Groupe conserve un contrôle conjoint sur la société de projet et la consolide selon la méthode de la mise en équivalence. Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 170 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 44 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.5 Cession de la participation d'ENGIE dans la société française ENGIE EPS SA

Le 20 juillet 2021, le Groupe a finalisé la cession de sa participation dans ENGIE EPS SA à la société TAIWAN CEMENT CORPORATION.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 150 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 83 millions d'euros au 31 décembre 2021.

5.1.6 Complément de prix lié à la cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société française SUEZ SA

Le 6 octobre 2020, le Groupe avait cédé 29,9% de sa participation dans SUEZ SA au Groupe VEOLIA. Cette cession était assortie d'un mécanisme de complément de prix si le Groupe VEOLIA menait d'autres opérations capitalistiques sur SUEZ à un prix supérieur à celui du bloc de 29,9% cédé par ENGIE.

En 2021, le Groupe VEOLIA a lancé une offre publique d'achat sur SUEZ à un prix de 20,50 euro par action (coupon attaché) qui s'est positivement clôturée le 7 janvier 2022. Le Groupe ENGIE a considéré, à la clôture de l'exercice 2021, que l'ensemble des conditions étaient réunies pour reconnaître le produit de 347 millions d'euros lié au mécanisme de complément de prix négocié avec le Groupe VEOLIA.

Le 19 janvier 2022, ENGIE a encaissé ce complément de prix à l'issue du règlement livraison de l'offre publique d'achat.

5.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2021, 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 11 881 et 7 415 millions d'euros.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	4 235	992
Autres actifs	7 645	299
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	11 881	1 292
<i>dont Actifs des activités non poursuivies</i>	<i>11 186</i>	<i>-</i>
Dettes financières	368	297
Autres passifs	7 047	190
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	7 415	488
<i>dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies</i>	<i>6 952</i>	<i>-</i>

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2020 relatifs à des actifs renouvelables en Inde ont été cédés au cours de l'exercice 2021. En revanche, la participation du Groupe dans EV Charged BV (EV Box) dont le projet de cession de la majorité des parts avait été annoncé en décembre 2020, n'est plus classée en IFRS 5 suite à la décision des parties de mettre fin au projet de transaction.

Le poste «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2021 se rapporte aux entités d'EQUANS, à la société Endel et ses principales filiales, ainsi qu'à certains actifs dans les énergies renouvelables au Mexique (dont la vente est hautement probable mais demeure conditionnée à l'obtention de diverses approbations). La finalisation de ces transactions est attendue en 2022.

Les activités des entités du périmètre EQUANS, destinées à être cédées sont par ailleurs présentées en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du Groupe dans la mesure où les «Asset-Light Client Solutions» représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 - Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées. En conséquence, le résultat net généré par les activités non poursuivies est présenté sur une ligne distincte après le résultat des activités poursuivies. Cette présentation distincte au compte de résultat s'applique également aux données comparatives de l'exercice précédent.

5.2.1 Projet de cession des entités du périmètre EQUANS

Le 5 novembre 2021, le Groupe est entré en négociation exclusive avec le Groupe Bouygues pour la vente de l'intégralité de sa participation dans les entités du périmètre EQUANS, après avoir contractualisé avec ce dernier une option unilatérale de vente ferme et irrévocable.

EQUANS regroupe les activités du Groupe dans les services multi-techniques aux entreprises dans le monde, principalement en France et en Europe : conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance, facility

management, etc. Le périmètre de ces activités était constitutif d'un secteur reportable (cf. Note 4 «*Information sectorielle*» des états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2021).

Le Groupe a procédé au classement d'EQUANS en «Actifs destinés à être cédés» au bilan et «Activités non poursuivies» au compte de résultat à la date du 5 novembre 2021. Ce jugement est fondé sur le caractère ferme et irrévocable de l'option de vente signée le 5 novembre 2021, ainsi que sur la nature des conditions suspensives à lever à la date de réception de l'offre. Les impacts de ce classement sur les états financiers consolidés du Groupe sont les suivants :

- les actifs destinés à la vente et les passifs correspondants sont présentés séparément des autres actifs et passifs sur des lignes spécifiques de l'état de situation financière au 31 décembre 2021, sans reclassement de l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2020 ;
- un arrêt des amortissements à compter de la date de classement en «Actifs destinés à être cédés»
- le résultat net réalisé sur l'exercice 2021 est présenté sur une ligne unique du compte de résultat intitulée «Résultat net des activités non poursuivies». Les données comparatives du compte de résultat au 31 décembre 2020 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 2 «*Retraitement de l'information comparative*») ;
- les éléments recyclables et non recyclables relatifs aux activités non poursuivies sont présentés séparément, sur des lignes spécifiques de l'état du résultat global au 31 décembre 2021. Les données comparatives de l'état du résultat global au 31 décembre 2020 ont également été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 2 «*Retraitement de l'information comparative*») ;
- les flux de trésorerie nets liés à l'exploitation, aux investissements et aux financements, attribuables aux activités non poursuivies, sont présentés sur des lignes distinctes dans l'état de flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2021. Les données comparatives de l'état de flux de trésorerie au 31 décembre 2020 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 2 «*Retraitement de l'information comparative*»).

Compte tenu du résultat de cession attendu, aucun ajustement de valeur n'a été enregistré.

La cession définitive de cette transaction devrait intervenir sur le second semestre 2022 et conduira à une réduction de l'endettement financier du Groupe d'environ 6,8 milliards d'euros.

5.2.2 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
CHIFFRE D'AFFAIRES	12 860	11 445
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(7 942)	(6 879)
Charges de personnel	(4 420)	(4 256)
Amortissements, dépréciations et provisions	(239)	(301)
Impôts et taxes	(59)	(58)
Autres produits opérationnels	166	134
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	366	86
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	-	-
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	367	86
Pertes de valeur	2	(49)
Restructurations	(100)	(86)
Effets de périmètre	(53)	(1)
Autres éléments non récurrents	(30)	(7)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	185	(56)
Charges financières	(74)	(65)
Produits financiers	25	20
RÉSULTAT FINANCIER	(49)	(45)
Impôt sur les bénéfices	(55)	(50)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	80	(151)
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	79	(153)
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	2
INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE		
EBITDA	622	368
EBIT ⁽¹⁾	368	85
Résultat net récurrent part du Groupe ⁽¹⁾	231	(22)

(1) Intègre l'effet de l'arrêt des amortissements, en date de classement en Actif destiné à être cédé, pour un montant de +51 millions au titre de l'EBIT et de +37 millions d'euros au titre du Résultat net récurrent part du Groupe, au 31 décembre 2021.

Etat de situation financière des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs non courants		
Goodwills	3 056	2 934
Immobilisations incorporelles nettes	409	403
Immobilisations corporelles nettes	1 150	1 031
Autres actifs financiers	124	113
Actifs de contrats	7	7
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	5
Autres actifs non courants	165	19
Impôts différés actif	267	205
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	5 181	4 718
Actifs courants		
Autres actifs financiers	21	31
Créances commerciales et autres débiteurs	2 246	2 258
Actifs de contrats	2 302	2 308
Stocks	190	179
Autres actifs courants	817	825
Trésorerie et équivalents de trésorerie	429	428
TOTAL ACTIFS COURANTS	6 004	6 028
TOTAL ACTIFS DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	11 185	10 747

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 5 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Passifs non courants		
Provisions	355	281
Emprunts à long terme	390	364
Instruments financiers dérivés	1	2
Autres passifs financiers	1	1
Passifs de contrats	12	13
Autres passifs non courants	3	1
Impôts différés passif	218	114
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	979	775
Passifs courants		
Provisions	311	338
Emprunts à court terme	198	206
Instruments financiers dérivés	-	1
Fournisseurs et autres créanciers	1 977	1 857
Passifs de contrats	1 910	1 972
Autres passifs courants	1 577	1 599
TOTAL PASSIFS COURANTS	5 973	5 972
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	6 952	6 748

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
RÉSULTAT NET	80	(151)
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	462	282
Impôt décaissé	(71)	(104)
Variation du besoin en fonds de roulement	96	302
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	486	479
Investissements corporels et incorporels	(208)	(151)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(14)	(12)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	6	22
Intérêts reçus d'actifs financiers	(12)	(12)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres ⁽¹⁾	(2 782)	(15)
Autres	7	(6)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(3 003)	(175)
Dividendes payés	-	(1)
Remboursement de dettes financières	(155)	(148)
Intérêts financiers versés	(33)	(18)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	(1)	-
Augmentation des dettes financières	7	25
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	(181)	(141)
Opérations avec ENGIE ⁽²⁾	2 700	(131)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	2 518	(272)
Effet des variations de change et divers	(11)	(27)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(9)	5
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE	428	422
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE	429	428

(1) La ligne «Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres» comprend les acquisitions, par EQUANS, de titres des «Activités d'Asset-Light Client Solutions», détenus par ENGIE pour un montant -3 343 millions d'euros et des cessions, par EQUANS, de titres non constitutifs des «Activités d'Asset-Light Client Solutions», à ENGIE pour un montant de +519 millions d'euros.

(2) La ligne «Opérations avec ENGIE» comprend les augmentations de capital d'EQUANS, pour un montant de 3 615 millions d'euros, souscrite par ENGIE, finançant les acquisitions ci-dessus..

5.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021 a eu une incidence de 1 milliard d'euros sur l'endettement financier net. Ces acquisitions se rapportent, principalement, à des contrats de concessions au Brésil pour 0,4 milliard d'euros ainsi qu'à la conclusion d'un contrat de concession de 50 ans avec la société américaine Georgetown Energy Partners Holding, LLC pour 0,2 milliard d'euros.

5.4 Autres opérations

Le 11 novembre 2021, ENGIE et Crédit Agricole Assurances ont annoncé la conclusion d'un accord pour l'acquisition auprès du fonds canadien Alberta Investment Management Corporation, de 97,33 % des parts d'Eolia Renovables, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. La transaction porte sur la propriété et l'exploitation de 899 MW d'actifs opérationnels (821 MW d'éolien terrestre et 78 MW de solaire photovoltaïque) et d'un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables.

Les actifs opérationnels seront détenus à 40% par ENGIE et à 60% par Crédit Agricole Assurances, et ENGIE sera chargé de développer et de construire le pipeline de projets. ENGIE fournira une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) sur l'ensemble du périmètre des actifs.

Les actifs rachetés bénéficient d'un régime de régulation garantissant une rentabilité sur les dix prochaines années. L'accord aura un impact de 0,4 milliard d'euros en terme d'endettement financier net pour ENGIE. La participation dans la société détenant les actifs opérationnels sera consolidée par mise en équivalence. ENGIE consolidera selon la méthode de l'intégration globale la société chargée de développer et de construire le pipeline de projets.

La finalisation de l'opération devrait avoir lieu dans le courant du premier trimestre 2022, sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires, y compris des autorités compétentes en matière de concurrence.

NOTE 6 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.

6.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 916	4 554
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(721)	(198)
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 370	4 368
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	48	47
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(50)	137
EBITDA	10 563	8 908

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.2 EBIT

Le principal indicateur de performance du Groupe, anciennement «Résultat Opérationnel Courant (ROC)», a été renommé «EBIT» afin de s'aligner sur les pratiques de marché. Il n'y a pas de changement dans sa définition et dans son calcul.

La réconciliation entre l'EBIT et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 916	4 554
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(721)	(198)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(50)	137
EBIT	6 145	4 493

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

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.

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	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		3 661	(1 536)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		79	(153)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		3 582	(1 384)
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		96	642
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		3 678	(742)
Rubriques du passage entre le «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «RAO»		194	2 996
<i>Pertes de valeur</i>	10.1	1 028	3 502
<i>Restructurations</i>	10.2	204	257
<i>Effets de périmètre</i>	10.3	(1 107)	(1 641)
<i>Autres éléments non récurrents</i>	10.4	69	879
Autres éléments retraités		(363)	121
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	9.1	(721)	(198)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	11	2	-
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	11	-	29
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie</i>	11	153	158
<i>Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	11	(298)	69
<i>Autres effets impôts retraités</i>		552	(75)
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		(50)	137
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		3 509	2 375
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		581	650
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		2 927	1 725
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		231	(22)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		3 158	1 703

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	57 863	57 085
(+) Goodwill	12 799	15 943
(-) <i>Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power</i> ⁽¹⁾	(7 213)	(7 472)
(+) Créances IFRIC 4, IFRS16 et IFRIC 12	2 456	1 827
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	8 498	6 760
(-) <i>Goodwill International Power</i> ⁽¹⁾	(38)	(141)
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	32 555	14 295
(-) <i>Appels de marge</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	(13 856)	(1 585)
(+) Stocks	6 175	4 140
(+) Actifs de contrats	8 377	7 764
(+) Autres actifs courants et non courants	13 681	9 386
(+) Impôts différés	(6 557)	(3 536)
(+) <i>Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	841	(543)
(-) Provisions	(25 459)	(27 073)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)</i> ⁽¹⁾	3 162	4 553
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(32 822)	(17 307)
(+) <i>Appels de marge</i> ⁽¹⁾⁽²⁾	7 835	982
(-) Passifs de contrats	(2 739)	(4 354)
(-) Autres passifs courants et non courants	(19 175)	(14 579)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	46 382	46 146

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

(2) 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 du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

6.5 Cash flow des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le cash flow des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 806	8 506
Impôt décaissé	(603)	(494)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 377)	(902)
Intérêts reçus d'actifs financiers	32	33
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	56
Intérêts financiers versés	(719)	(648)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	52	52
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	464	(608)
(+) <i>Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres</i>	(448)	621
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	6 263	6 616

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et investissements de croissance

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

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Investissements corporels et incorporels	5 990	4 960
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	392	405
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	6	50
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	369	1 067
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 548	1 618
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(121)	359
(+) Autres	3	2
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	35	312
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO ⁽²⁾	(270)	(1 276)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 954	7 497
(-) Investissements de maintenance	(2 418)	(2 284)
(-) Placements effectués par Synatom	(1 261)	(1 339)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	4 274	3 873

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus (cf. Note 25 «Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs»).

6.7 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
(+) Emprunts à long terme	17.2 & 17.3	30 458	30 092
(+) Emprunts à court terme	17.2 & 17.3	10 590	7 846
(+) Instruments financiers passifs	17.4	46 931	13 115
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		(46 617)	(12 762)
(-) Autres actifs financiers	17.1	(13 444)	(11 599)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		5 143	4 710
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		2 827	1 668
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		3 853	3 134
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.1	(13 890)	(12 980)
(-) Instruments financiers actifs	17.4	(44 989)	(11 065)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		44 489	10 299
ENDETTEMENT FINANCIER NET		25 350	22 458

6.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020
ENDETTEMENT FINANCIER NET	17	25 350	22 458
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	20	8 030	7 948
Provisions pour démantèlement des installations	20	8 015	7 604
Provisions pour reconstitution de sites	20	246	238
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites	20	1 779	3 174
<i>(-) Sociétés régulées d'infrastructures</i>		(16)	(351)
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement	20	(228)	(187)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages	20	5 149	5 732
<i>(-) Sociétés régulées d'infrastructures</i>		(3 289)	(3 602)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	12	(1 501)	(2 061)
<i>(-) Sociétés régulées d'infrastructures</i>		780	947
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créance Electrabel envers EDF Belgium	20 & 25	(6 014)	(4 479)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		38 300	37 420

NOTE 7 INFORMATION SECTORIELLE

7.1 Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle

Un nouveau Comité exécutif a été nommé le 1^{er} février 2021, dont les responsabilités sont alignées sur les priorités stratégiques présentées par le Groupe en juillet 2020 et reflétant la décision d'ENGIE d'organiser le Groupe autour de ses quatre activités stratégiques : Renouvelables, Infrastructures, production thermique («Thermique») et fourniture d'énergie, et Solutions clients («Energy Solutions»). La mise en œuvre opérationnelle d'une réorganisation en *Global Business Units* (GBUs) alignée sur ces activités a débuté à l'issue de la consultation des instances représentatives du personnel qui s'est tenue au premier semestre. À noter qu'au sein des activités de solutions clients, les activités *asset-light*, qui ont vocation à devenir indépendantes d'ENGIE à terme, sont regroupées dans le sous-ensemble «EQUANS» (cf. Note 5.2.1 «Projet de cession des entités du périmètre EQUANS») tandis que les autres activités conservées constituent la GBU «Energy Solutions».

Depuis sa prise de fonctions, le Comité Exécutif du Groupe, qui constitue le principal décideur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 – *Information sectorielle*, pilote la performance opérationnelle et financière et alloue les ressources au sein du Groupe par activité sous-jacente aux GBU. De ce fait, ces activités correspondent désormais aux «secteurs opérationnels» et aux «secteurs reportables» au sens d'IFRS 8.

Cette évolution conduit à un changement de l'information sectorielle du Groupe vers l'axe des activités. Toutefois, l'année 2021 étant une année de transition, l'ancienne organisation opérationnelle, par *Business Units* géographiques, subsiste à titre transitoire et constitue un axe secondaire de l'information sectorielle du Groupe.

L'articulation entre les anciens et les nouveaux secteurs est la suivante (après le classement d'EQUANS en activités non poursuivies) :

	GBU et Secteur	GBU et Secteur	GBU et Secteur	GBU		Secteur	Secteur
	Renouvelables	Infrastructures	Energy Solutions	Thermique	Fourniture d'Énergie	Nucléaire	Autres
Ancienne organisation	France hors infrastructures	X		X		X	
	Infrastructures France		X				
	Reste de l'Europe	X	X	X	X	X	
	Amérique Latine	X	X		X	X	
	États-Unis & Canada	X		X	X	X	
	Moyen-Orient, Asie & Afrique	X		X	X	X	
	Autres			X			X

7.2 Information par secteur reportable

7.2.1 Définition des secteurs reportables

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités sous-jacentes à l'organisation en GBU :

- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance 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 et la géothermie 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.
- **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 ainsi que des réseaux

de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (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...).

- **Energy Solutions** : englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone...) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).
- **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 ou 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 ainsi que le développement des capacités de production d'hydrogène.
- **Fourniture d'Énergie** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.
- **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.

Par ailleurs, l'ensemble **Autres** regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture BtoB, de GTT, ainsi que du *corporate* et des *holdings*.

7.2.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les données par activité selon la nouvelle segmentation correspondent aux données par *Business Lines* selon l'ancienne segmentation secondaire. Certaines réallocations mineures ont été réalisées à l'occasion de la réorganisation, impactant à la marge les données 2020 par rapport aux précédentes publications.

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Renouvelables	3 661	2 971
Infrastructures	6 700	6 718
Energy Solutions	9 940	8 840
Thermique	4 089	3 281
Fourniture d'Énergie	13 237	10 792
Nucléaire ⁽²⁾	56	39
Autres ⁽³⁾	20 183	11 664
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	57 866	44 306

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Chiffres d'affaires après élimination des intercos de 1 705 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 129 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(3) Dont 10 milliards d'euros d'effet prix par rapport à 2020.

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Renouvelables	1 700	1 576
Infrastructures	4 121	3 848
Energy Solutions	799	738
Thermique	1 628	1 708
Fourniture d'Énergie	445	433
Nucléaire	1 413	415
Autres	457	189
TOTAL EBITDA	10 563	8 908

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Renouvelables	1 185	1 093
Infrastructures	2 314	2 060
Energy Solutions	366	305
Thermique	1 183	1 259
Fourniture d'Énergie	174	184
Nucléaire	970	(111)
Autres	(46)	(297)
TOTAL EBIT	6 145	4 493

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Renouvelables	95	39
Infrastructures	233	193
Energy Solutions	153	(62)
Thermique	301	389
Fourniture d'Énergie	-	-
Nucléaire	-	-
Autres	18	(7)
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	800	553

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 306 millions d'euros et 494 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 183 millions d'euros et 370 millions d'euros au 31 décembre 2020).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Renouvelables	12 535	10 281
Infrastructures	24 166	23 324
Solutions Clients	6 634	10 083
Energy Solutions	6 634	6 280
EQUANS	-	3 804
Thermique	7 852	8 210
Fourniture d'Énergie	1 362	1 234
Nucléaire ⁽¹⁾	(12 728)	(11 826)
Autres	6 561	4 839
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	46 382	46 146

(1) dont 15 119 millions d'euros de provisions nucléaires. Les capitaux engagés n'intègrent pas les actifs dédiés à la couverture des provisions pour 5 501 millions d'euros.

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Renouvelables	2 007	1 631
Infrastructures	2 525	2 591
Energy Solutions	901	767
Thermique	268	189
Fourniture d'Énergie	299	278
Nucléaire	1 462	1 740
Autres	492	301
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 954	7 497

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

CAPEX DE CROISSANCE

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Renouvelables	1 887	1 529
Infrastructures	1 320	1 579
Energy Solutions	712	591
Thermique	(17)	28
Fourniture d'Énergie	155	144
Nucléaire	-	-
Autres	218	2
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	4 274	3 873

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

7.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les zones géographiques ci-dessous sont issues du regroupement des *Business Units* du Groupe, comme décrit dans la Note 6 «*Information sectorielle*» des états financiers consolidés au 31 décembre 2020.

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2021			31 déc. 2020 ⁽¹⁾		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	13 038	299	13 337	10 386	296	10 682
Infrastructures France	5 629	878	6 506	5 439	920	6 359
<i>Total France</i>	<i>18 667</i>	<i>1 176</i>	<i>19 844</i>	<i>15 825</i>	<i>1 216</i>	<i>17 041</i>
Reste de l'Europe	11 088	3 364	14 452	9 047	1 915	10 961
Amérique Latine	4 306	37	4 343	4 287	32	4 319
États-Unis & Canada	661	3	664	476	3	479
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 038	31	2 069	2 045	45	2 090
Autres	21 107	16 063	37 169	12 626	4 802	17 428
Élimination des transactions internes		(20 674)	(20 674)		(8 013)	(8 013)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	57 866	-	57 866	44 306	-	44 306

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «*Activités non poursuivies*» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «*Retraitement de l'information comparative*»).

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	1 410	1 180
Infrastructures France	3 521	3 290
<i>Total France</i>	<i>4 931</i>	<i>4 470</i>
Reste de l'Europe	2 717	1 680
Amérique Latine	1 928	1 992
États-Unis & Canada	208	168
Moyen-Orient, Asie & Afrique	565	617
Autres	215	(19)
TOTAL EBITDA	10 563	8 908

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «*Activités non poursuivies*» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «*Retraitement de l'information comparative*»).

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	(625)	(660)
Infrastructures France	(1 694)	(1 681)
<i>Total France</i>	<i>(2 319)</i>	<i>(2 341)</i>
Reste de l'Europe	(891)	(951)
Amérique Latine	(474)	(461)
États-Unis & Canada	(117)	(58)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(69)	(75)
Autres	(500)	(482)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(4 370)	(4 368)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «*Activités non poursuivies*» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «*Retraitement de l'information comparative*»).

EBIT

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	782	518
Infrastructures France	1 827	1 609
<i>Total France</i>	2 609	2 127
Reste de l'Europe	1 823	724
Amérique Latine	1 453	1 530
États-Unis & Canada	91	110
Moyen-Orient, Asie & Afrique	495	542
Autres	(325)	(540)
TOTAL EBIT	6 145	4 493

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020
France hors Infrastructures	6 545	7 326
Infrastructures France	19 972	19 891
<i>Total France</i>	26 518	27 218
Reste de l'Europe	(4 934)	(1 596)
Amérique Latine	10 409	9 476
États-Unis & Canada	3 945	3 168
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 916	2 663
Autres	7 528	5 218
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	46 382	46 146

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
France hors Infrastructures	828	666
Infrastructures France	1 922	1 763
<i>Total France</i>	2 750	2 429
Reste de l'Europe	2 171	2 201
Amérique Latine	1 076	1 506
États-Unis & Canada	1 081	395
Moyen-Orient, Asie & Afrique	188	(499)
Autres	687	1 465
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 954	7 497

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

7.4 Indicateurs clés par zone de commercialisation / d'implantation

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	
	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾	31 déc. 2021	31 déc. 2020
France	24 341	18 666	30 241	30 560
Belgique	4 372	3 756	(10 775)	(9 833)
Autres Union européenne	12 501	7 999	6 938	6 234
Autres pays d'Europe	3 110	1 830	1 447	2 704
Amérique du Nord	4 752	4 264	5 342	4 460
Asie, Moyen-Orient et Océanie	4 441	3 458	2 709	2 495
Amérique du Sud	4 053	4 030	9 521	8 721
Afrique	297	304	960	805
TOTAL	57 866	44 306	46 382	46 146

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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.

NOTE 8 VENTES

8.1 Chiffre d'affaires

Principes comptables

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**
Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.
Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite «en compteur» ;
- **Infrastructures gazières, électriques et autres énergies**
Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.
Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.
Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.
- **Constructions, installations, exploitation et maintenance, « facility management » et autres services**
Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.
Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.
Les prestations de « facility management » comprennent généralement la gestion et l'intégration d'un grand nombre de services de natures différentes, externalisés par un client. La rémunération du fournisseur est soit fixe, soit fonction du nombre d'heures ou d'un autre indicateur, sans faire la distinction par nature de services. Dès lors, le revenu est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés ou des heures prestées.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne «Autres» et comprend notamment les revenus de trading, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2021
Renouvelables	-	3 335	85	149	91	3 661
Infrastructures	205	1	5 715	606	173	6 700
Energy Solutions	157	3 368	102	6 262	51	9 939
Thermique	66	3 165	345	451	62	4 089
Fourniture d'Énergie	6 384	5 518	77	992	265	13 238
Nucléaire	-	4	11	22	19	56
Autres	9 166	9 470	228	323	994	20 183
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	15 978	24 861	6 565	8 806	1 656	57 866

La variation importante des prix du gaz naturel a conduit le Gouvernement français à geler temporairement les tarifs réglementés de vente de gaz naturel à partir du 1^{er} novembre 2021. La loi de finances pour 2022 (loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021) a introduit le dispositif du «bouclier tarifaire» visant à plafonner, jusqu'au 30 juin 2022, les tarifs réglementés de vente de gaz au niveau de ceux du 1^{er} octobre 2021. Les pertes de recettes supportées par ENGIE à compter du 1^{er} novembre 2021 constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'État. Ce mécanisme sera suivi par un rattrapage sur les tarifs à partir de juillet 2022. La subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public, dont le montant s'élève à environ 248 millions d'euros au 31 décembre 2021, est comptabilisée dans les activités de «Fourniture d'énergie» dans la colonne «Autres» («Chiffre d'affaires hors IFRS 15»).

<i>En millions d'euros</i>	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Renouvelables	-	2 686	39	190	56	2 971
Infrastructures	441	65	5 501	622	89	6 718
Energy Solutions	142	2 689	104	5 851	55	8 840
Thermique	15	2 526	251	385	105	3 281
Fourniture d'Énergie	5 888	3 926	140	804	34	10 792
Nucléaire	-	5	15	19	-	39
Autres	2 683	7 884	58	441	598	11 664
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	9 168	19 782	6 108	8 311	936	44 306

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

Principes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de service qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une approche matricielle de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 18 «Risques liés aux instruments financiers» en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

8.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Créances commerciales et autres débiteurs (1)	32 555	14 295
Dont IFRS 15	6 453	6 897
Dont non-IFRS 15	26 103	7 398
Actifs de contrats	8 377	7 764
Produits à recevoir et factures à établir	6 817	6 754
Gaz et électricité en compteur ⁽²⁾	1 560	1 010

(1) La forte augmentation des créances commerciales et autres débiteurs est principalement liée aux variations sur la période des prix des matières premières.

(2) Net des acomptes reçus.

Au 31 décembre 2021, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement Autres (principalement les activités de gestion de l'énergie et fourniture BtoB (3 102 millions d'euros), *Energy Solutions* (2 220 millions d'euros) et Fourniture d'Énergie BtoC (1 950 millions d'euros).

En millions d'euros	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	33 920	(1 365)	32 555	15 568	(1 273)	14 295
Actifs de contrats	8 393	(16)	8 377	7 784	(20)	7 764
TOTAL	42 314	(1 381)	40 932	23 351	(1 292)	22 059

Gaz et électricité en compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture, est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le «gaz en compteur» est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée, homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

L'«électricité en compteur» est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation elle se fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2021, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 4 638 millions d'euros (contre 3 079 millions d'euros au 31 décembre 2020).

8.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	68	2 671	2 739	39	4 315	4 354
Avances et acomptes reçus	-	1 955	1 955	15	2 123	2 138
Produits constatés d'avance	68	716	784	25	2 192	2 217

Au 31 décembre 2021, les *Global Business Unit* enregistrant le plus de chiffre d'affaires constaté à l'avancement, lié à des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations sont *Energy Solutions* (1 330 millions d'euros), Fourniture d'Énergie BtoC (713 millions d'euros) et Autres (principalement les activités de gestion de l'énergie et de fourniture BtoB (458 millions d'euros)).

8.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2021 s'élève à 2 846 millions d'euros et concerne essentiellement *Energy Solutions* (2 017 millions d'euros), et Fourniture d'Énergie (731 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et Facility Management pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement.

NOTE 9 CHARGES OPÉRATIONNELLES

Principes comptables

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
 - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage...),
 - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie.
- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme ou dont l'actif sous-jacent est de faible valeur), les charges de concessions... ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

9.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading ⁽²⁾	(32 135)	(21 404)
Achats de services et autres ⁽³⁾	(6 726)	(6 684)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	(38 861)	(28 088)

- (1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).
- (2) Dont un produit net au 31 décembre 2021 de 721 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 198 millions d'euros au 31 décembre 2020), notamment sur certaines positions résiduelles de couverture économique gaz non documentées en couverture de flux de trésorerie (les expositions électricité et autres sous-jacents se compensant dans l'ensemble).
- (3) Dont 51 millions d'euros de charges de location – relatives à des contrats à court terme et contrats portant sur des actifs de faible valeur – au 31 décembre 2021 (contre 36 millions d'euros au 31 décembre 2020).

L'augmentation des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement liée aux variations sur la période des prix des matières premières.

9.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Avantages à court terme		(7 018)	(6 858)
Paiements fondés sur des actions	22	(48)	(47)
Charges liées aux plans à prestations définies	21.3.3	(479)	(350)
Charges liées aux plans à cotisations définies	21.4	(147)	(248)
CHARGES DE PERSONNEL		(7 692)	(7 503)

- (1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

9.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Dotations aux amortissements	15 & 16	(4 370)	(4 368)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(310)	(217)
Variation nette des provisions	20	(159)	108
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		(4 840)	(4 477)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2021, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 1 004 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 366 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 10 AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Principes comptables

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- Les «Pertes de valeur». Cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- Les «Restructurations». Il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- Les «Effets de périmètre». Cette ligne regroupe :
 - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
 - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
 - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
 - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés - à l'exception des résultats dégagés dans le cadre des modèles «*Develop, Build, Share & Operate*» (DBSO) ou «*Develop, Share, Build & Operate*» (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrés en Résultat opérationnel courant.
- Les «Autres éléments non récurrents». Cette ligne intègre les autres éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

10.1 Pertes de valeur

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Pertes de valeur :			
<i>Goodwill</i>	14.1	(107)	(2 145)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	15 & 16	(969)	(1 203)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(17)	(237)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		(1 093)	(3 585)
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		64	84
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	-
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR		64	84
TOTAL		(1 028)	(3 502)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 028 millions d'euros. Elles concernent principalement les immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que le *goodwill*. Compte tenu des effets d'impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2021 s'établit à 773 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 14.4.

10.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2021

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2021 s'élèvent à 1 028 millions d'euros et concernent principalement :

- des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon annoncée par le Groupe en 2021, notamment au Brésil (228 millions d'euros) ;
- des actifs concernés par la revue stratégique des Solutions Clients annoncée par le Groupe en 2020, en France (90 millions d'euros), en Afrique (73 millions d'euros) et en Asie (33 millions d'euros) ;
- des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, notamment des actifs de productions d'énergies renouvelables en Amérique Latine (221 millions d'euros) et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Asie (90 millions d'euros) ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

10.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2020

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 s'élevaient à 3 502 millions d'euros et portaient essentiellement sur les éléments suivants :

- **Goodwill de l'UGT Nucléaire** (2 145 millions d'euros) et **actifs nucléaires en Belgique** (715 millions d'euros)

Le Groupe a considéré que les annonces faites par le Gouvernement belge durant l'automne 2020, conjuguées aux échanges intervenus depuis, ne permettaient plus de réunir les conditions nécessaires au maintien d'une hypothèse de prolongation de 20 ans, au-delà de 2025, de la moitié de son parc d'unités de seconde génération.

Les pertes de valeur constatées sur l'exercice tiennent compte de ce changement majeur d'hypothèse industrielle, du niveau des prix *forward* observés sur le second semestre 2020 ainsi que de la mise à jour du scénario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO₂ et d'évolution du mix énergétique.

- **Autres pertes de valeur**

Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe portent principalement sur :

- un investissement dans un actif de production gazière en Algérie (123 millions d'euros) ;
- des actifs de production d'électricité d'origine thermique au Moyen-Orient (115 millions d'euros) ;
- d'autres actifs de production thermique ou renouvelable au Mexique (70 millions d'euros), en Amérique du Nord (69 millions d'euros) et au Brésil (64 millions d'euros).

10.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 204 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2020) comprennent essentiellement, en 2021 et 2020, des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites et divers autres coûts de restructurations.

10.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2021, les effets de périmètre s'élèvent à 1 107 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 628 millions d'euros relatif à la cession partielle de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT) à hauteur de 10% pour 151 millions d'euros et à la revalorisation des 30% restants pour 478 millions d'euros,

- un résultat de 347 millions d'euros correspondant au complément de prix sur la cession de 29,9% de la participation du Groupe dans la société SUEZ,
- 113 millions d'euros de variation positive de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018,
- un résultat de 56 millions d'euros relatif à diverses cessions dont EPS (83 millions d'euros), la cession partielle de la société Georgetown Energy Partners Holding LLC aux États-Unis (44 millions d'euros) et dans un actif de production d'électricité thermique en Grèce (-28 millions d'euros), et
- la variation de valeur du dérivé incorporé de l'obligation échangeable en actions GTT (-48 millions d'euros).

Au 31 décembre 2020, les effets de périmètre s'élevaient à 1 641 millions d'euros et comprenaient principalement

- un résultat de 1 735 millions d'euros relatif à la cession de la plus grande partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ,
- un résultat de 95 millions d'euros relatif à la cession des participations du Groupe dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis, partiellement compensés par
- 62 millions d'euros de perte encourue dans le cadre de la cession de la société Multitech au Canada et
- 51 millions d'euros de variation négative de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018.

10.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2021, d'un montant total de -69 millions d'euros, comprennent essentiellement des mises au rebuts et des cessions d'actifs corporels.

Au 31 décembre 2020, les autres éléments non récurrents d'un montant total de -879 millions d'euros, comprenaient essentiellement, outre les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels, les effets de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode de gestion en *trading* initié par la BU GEM en 2017 pour un montant de -726 millions d'euros.

NOTE 11 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2021	Charges	Produits	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(943)	-	(943)	(876)	-	(876)
Coût des dettes de location	(35)	-	(35)	(40)	-	(40)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(6)	-	(6)	(21)	-	(21)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(2)	-	(2)	-	-	-
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	63	63	-	46	46
Coûts d'emprunts capitalisés	70	-	70	103	-	103
Coût de la dette	(916)	63	(852)	(834)	46	(788)
Soules décaissées lors du débouclage de swaps	(73)	-	(73)	(44)	-	(44)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	73	73	-	31	31
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	-	-	(16)	-	(16)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(73)	73	-	(60)	31	(29)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(63)	-	(63)	(87)	-	(87)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(630)	-	(630)	(614)	-	(614)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(152)	-	(152)	(158)	-	(158)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(16)	329	313	(96)	70	(26)
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	125	125	-	176	176
Autres	(213)	121	(92)	(318)	209	(108)
Autres produits et charges financiers	(1 073)	575	(498)	(1 273)	456	(818)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 061)	711	(1 350)	(2 168)	533	(1 634)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»)

Le coût de la dette nette est en hausse par rapport au 31 décembre 2020 en raison notamment de la hausse des taux au Brésil.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de 313 millions d'euros comprend principalement la variation de juste valeur positive des OPCVM détenus par Syntom pour 291 millions d'euros (cf. Note 20.2.4 «Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations et de gestion des matières fissiles irradiées») ainsi que la variation de la juste valeur de la participation résiduelle dans Suez pour 42 millions d'euros, (cf. Note 17.1.1.1 «Instruments de capitaux propres à la juste valeur»).

En 2021, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'est élevé à 2,63% contre 2,38% au 31 décembre 2020.

NOTE 12 IMPÔTS

Principes comptables

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôt différé ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

12.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

12.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 1 695 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 666 millions d'euros en 2020). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Impôt exigible	(740)	(765)
Impôt différé	(955)	99
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(1 695)	(666)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinés à être cédés, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

12.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Résultat net	3 758	(893)
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	784	316
Résultat après impôt des activités non poursuivies	80	(151)
Impôt sur les bénéfices	(1 695)	(666)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	4 588	(392)
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	<i>5 604</i>	<i>1 538</i>
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	<i>(1 016)</i>	<i>(1 930)</i>
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	28,4%	32,0%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	(1 303)	125
Éléments de passage entre le produit/(charge) d'impôt théorique et la charge d'impôt inscrite au compte de résultat		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	38	(124)
Différences permanentes ⁽²⁾	(30)	(580)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ⁽³⁾	300	573
Compléments d'impôt ⁽⁴⁾	(230)	(388)
Effet de la non reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ⁽⁵⁾	(958)	(596)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus ⁽⁶⁾	510	263
Effet des changements de taux d'impôt ⁽⁷⁾	(17)	(103)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ⁽⁸⁾	185	108
Autres ⁽⁹⁾	(189)	56
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(1 695)	(666)

- (1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).
- (2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides.
- (3) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation.
- (4) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.
- (5) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.
- (6) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.
- (7) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé au Royaume-Uni, en France et en Argentine pour 2021 et en France et au Royaume-Uni pour 2020.
- (8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt.
- (9) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

12.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôt différé du compte de résultat

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Actifs d'impôt différé :		
Reportes déficitaires et crédits d'impôts	(178)	(203)
Engagements de retraite et assimilés	(218)	(78)
Provisions non déductibles	(56)	222
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	174	276
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	6 542	488
Autres	222	(40)
TOTAL	6 485	666
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(498)	2
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(7 148)	(437)
Autres	183	(146)
TOTAL	(7 463)	(581)
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	(977)	85
<i>Dont activités poursuivies</i>	<i>(955)</i>	<i>99</i>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

12.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global»

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020 (1)
Instruments de capitaux propres et de dettes	1	(10)
Écarts actuariels	(447)	400
Couverture d'investissement net	55	(27)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(1 370)	(127)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(19)	17
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE & ACTIVITES NON POURSUIVIES	(1 779)	254
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(50)	116
Activités non poursuivies	(13)	(1)
TOTAL	(1 843)	369

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinés à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

12.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

12.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Actifs	Passifs	Positions nettes
AU 31 DÉCEMBRE 2020	880	(4 416)	(3 536)
Effet du résultat de la période	6 484	(7 463)	(979)
Effet des autres éléments du résultat global	(286)	(1 511)	(1 797)
Effet de périmètre	(8)	42	34
Effet de change	59	(125)	(66)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(250)	219	(30)
Autres effets	309	(491)	(183)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(6 007)	6 007	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	1 181	(7 738)	(6 557)

12.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé)

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

<i>En millions d'euros</i>	Position de clôture	
	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs d'impôt différé :		
Reportes déficitaires et crédits d'impôts	1 299	1 769
Engagements de retraite	1 501	2 061
Provisions non déductibles	388	435
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 440	955
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	8 968	2 148
Autres	523	442
TOTAL	14 119	7 810
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 345)	(8 528)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32 / IFRS 9)	(10 643)	(2 067)
Autres	(687)	(752)
TOTAL	(20 675)	(11 346)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(6 557)	(3 536)

12.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2021, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 642 millions d'euros (contre 4 061 millions d'euros au 31 décembre 2020). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu entièrement ou partiellement à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 1 097 millions d'euros en 2021 contre 823 millions d'euros en 2020.

NOTE 13 RÉSULTAT PAR ACTION

Principes comptables

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 – *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (cf. Note 19.2.1 «Émission de titres super-subordonnés»).

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	3 661	(1 536)
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies</i>	3 582	(1 384)
Rémunération des titres super-subordonnés	(121)	(187)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	3 540	(1 723)
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	3 461	(1 571)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	3 540	(1 723)
Résultat net récurrent part du Groupe	3 158	1 703
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies</i>	2 927	1 725
Rémunération des titres super-subordonnés	(121)	(187)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	3 037	1 516
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	2 806	1 538
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net récurrent part du Groupe dilué	3 037	1 516
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 419	2 416
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	12	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	2 431	2 427
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	1,46	(0,71)
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action</i>	1,43	(0,65)
Résultat net part du Groupe par action dilué	1,46	(0,71)
<i>Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action</i>	1,42	(0,65)
Résultat net récurrent part du Groupe par action	1,26	0,63
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies, par action</i>	1,16	0,64
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué	1,25	0,62
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action</i>	1,15	0,63

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinés à être cédés, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

NOTE 14 GOODWILL

Principes comptables

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
 - la contrepartie transférée ;
 - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
 - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

Risque de perte de valeur

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT (ou groupe d'UGT) à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à sa valeur recouvrable. Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 14.4.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat.

Indices de perte de valeur sur un *goodwill*

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
 - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif ;
 - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu ;
 - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif ;
 - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;

- au titre des indices internes :
 - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif ;
 - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée ;
 - des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

14.1 Évolution de l'organisation du Groupe

À compter du 1^{er} février 2021, le Groupe est organisé autour de quatre grandes activités stratégiques ou Global Business Units – GBUs : Renouvelables, Infrastructures, Production thermique et Fourniture d'énergie, ainsi que *Energy Solutions* (cf. Note 7.1 « Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle »).

Dans le contexte de cette réorganisation, le Groupe a modifié son information sectorielle au sens d'IFRS 8 – *Secteurs opérationnels* et a procédé en conséquence à une réallocation des *goodwill* des anciennes BUs géographiques vers les nouveaux secteurs opérationnels conformément à IAS 36 – *Dépréciations d'actifs*.

Parmi les 25 BUs qui constituaient les secteurs opérationnels dans la précédente organisation :

- 13 BUs étaient mono-métier : leurs *goodwill*, qui s'élevaient à 9,2 milliards d'euros au 1^{er} janvier 2021 (environ 60% des *goodwill* du Groupe), ont été alloués directement aux nouveaux secteurs correspondant aux métiers concernés ;
- 12 BUs étaient multi-métiers : leurs *goodwill*, qui représentaient 6,7 milliards d'euros, ont fait l'objet d'une répartition par secteur.

La réallocation des *goodwill* au niveau des secteurs au 1^{er} janvier 2021 se présente comme suit.

En milliards d'euros	Renouvelables	Infrastructures	Solutions Clients		Thermique	Fourniture d'énergie	Nucléaire	Autres	Goodwill 1 ^{er} janv. 2021	
			Energy Solutions	EQUANS						
France hors infrastructures										
France Renouvelables									1,2	
ENGIE Solutions France									1,5	
France BtoC									1,0	
Infrastructures France										
GRDF									4,0	
GRTgaz									0,6	
Autres									0,4	
Reste de l'Europe										
Benelux									1,3	
Génération Europe									0,5	
Nucléaire									0,8	
Royaume-Uni									1,0	
Europe Nord/Sud/Est									0,9	
Amérique Latine									0,7	
États-Unis & Canada									0,7	
Moyen-Orient, Asie & Afrique									0,7	
Autres									0,7	
dont GTT									0,2	
Goodwill 1^{er} janv. 2021	2,1	5,3	1,4	2,9	1,1	1,8	0,8	0,5	15,9	
									Total mono-métiers	9,2
									Total multi-métiers	6,7

Compte tenu des marges de valeur existantes, cette réallocation des *goodwill* n'a pas entraîné de perte de valeur initiale.

14.2 Évolution de la valeur comptable

<i>En millions d'euros</i>	Valeur nette
AU 31 DÉCEMBRE 2020	15 943
Pertes de valeur	(107)
Variations de périmètre et Autres	(3 249)
Écarts de conversion	214
AU 31 DÉCEMBRE 2021	12 799

Les variations de la période proviennent principalement du classement des activités des entités du périmètre EQUANS, ainsi que de la société Endel et ses principales filiales, en tant qu'«Actifs destinés à être cédés», des pertes de valeurs constatées sur des géographies ou activités non stratégiques en Amérique du Sud et en Afrique, compensée dans une moindre mesure par les différentes acquisitions réalisées au cours de l'exercice (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

14.3 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2021 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021
Infrastructures	5 288
Renouvelables	2 132
Fourniture d'énergie	1 818
Energy Solutions	1 302
Thermique	1 139
Nucléaire	797
Autres	324
TOTAL	12 799

14.4 Tests de pertes de valeur des *goodwill*

Tous les *goodwill* font l'objet d'un test de perte de valeur sur la base des données à fin juin, complétés par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des *goodwill* est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2022 et du plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2025-2040 lesquelles ont été approuvées en novembre 2021 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide («prix *forward*») concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO₂ et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont

les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO₂ sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO₂, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

14.4.1 Renouvelables

Le *goodwill* s'élève à 2 132 millions d'euros au 31 décembre 2021. Renouvelables regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance 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 et la géothermie 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.

La détermination de la valeur terminale pour le calcul de la valeur d'utilité a été réalisée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEMA tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et réglementaires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,5% et 10% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,5 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10€/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 0,5 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés sur la production électrique d'origine hydraulique, en France, aurait un impact négatif de 0,2 milliard d'euros sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 0,2 milliard d'euros sur la valeur recouvrable.

14.4.2 Infrastructures

Cet ensemble 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 ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de gazéification en France et au Chili.

Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la transition énergétique et au verdissement des réseaux (biométhane, hydrogène...).

Le *goodwill* s'élève à 5 288 millions d'euros au 31 décembre 2021.

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario mix énergétique à horizon 2050, retenu par le Groupe et décrit dans la note 20.3.1 « Démantèlements relatifs aux installations non nucléaire », n'entraînera pas de modification sensible de la BAR. En raison du rôle indispensable du gaz qui fournit une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergie renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables, le Groupe considère que son réseau d'infrastructures gazières sera maintenu ou converti pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène...).

Le Groupe prévoit, pour y parvenir, un maintien du niveau actuel des investissements, et une entrée de l'hydrogène dans la régulation, scénario conforté par les différentes mesures présentées par la Commission européenne.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités sont compris entre 4,5% et 8,5% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités infrastructures en France, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.3 Energy Solutions

Le *goodwill* s'élève à 1 302 millions d'euros au 31 décembre 2021. Energy Solutions englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie bas carbone (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone...) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie, en France, a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 4,5% et 8,6% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités d'Energy Solutions, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.4 Thermique

Le goodwill s'élève à 1 139 millions d'euros au 31 décembre 2021. 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 ou 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.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2022 et plan d'affaires à moyen terme 2023-2024 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution du prix du CO₂, des combustibles et de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6% et 10% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 8% sur l'excédent de la valeur recouvrable des centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne par rapport à leur valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 8% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne aurait un impact négatif de 29% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 29% sur ce calcul.

14.4.5 Fourniture d'Énergie

Le goodwill s'élève à 1 818 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cet ensemble regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des principales activités de services et de commercialisation d'énergie en Europe a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 1,8% à 1,9% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 7% et 9% en 2021.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de fourniture d'énergie, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

14.4.6 Nucléaire

Cet ensemble regroupe les activités de production d'électricité à partir du parc de centrales nucléaires du Groupe en Belgique ainsi que des droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Le *goodwill* est de 797 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de ces activités reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO₂, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Il s'établit à 7% pour l'exercice 2021, identique à celui de l'exercice 2020.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée légale de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, projection des flux de trésorerie sur la durée légale de 40 ans, sans hypothèse de prolongation.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.

Le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40^{ème} année d'exploitation, énoncés dans la loi du 31 janvier 2003 sur «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité» ont été réaffirmés dans la note de politique générale du gouvernement du 4 novembre 2020. Ce principe reste cependant toujours assorti de mécanismes d'analyse permettant de réapprécier cette décision en fonction de ses impacts sur la sécurité d'approvisionnement, le climat, les prix de l'énergie et la sécurité des installations qui font l'objet d'un monitoring. Si ce monitoring met en lumière un problème de sécurité d'approvisionnement, l'accord de gouvernement de 2020 prévoit la possibilité d'ajuster le calendrier légal pour une capacité pouvant aller jusqu'à 2 GW.

Depuis la clôture de l'exercice 2020, le Groupe considère que, notamment, les conditions opérationnelles pour la réalisation des travaux préalables à l'extension ne sont plus réunies pour retenir l'hypothèse d'une prolongation, au-delà de 2025, d'une partie du parc d'unités de seconde génération. Le monitoring dont il est question ci-dessus n'a toujours pas donné lieu à conclusions durant l'année 2021 et l'hypothèse d'un arrêt progressif, jusqu'en 2025, de l'ensemble des unités est demeurée inchangée pour le test de perte de valeur.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé le redémarrage de Tricastin 1 le 20 décembre 2019 après son arrêt pour quatrième visite décennale et a publié, le 3 décembre 2020, un projet de décision fixant les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans. La voie est ainsi ouverte à la confirmation d'une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de la série des 900 MW à formaliser dans les prochaines années après fixation des conditions de poursuite de l'exploitation par l'agence de sûreté nucléaire et enquête publique. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années des unités nucléaires de Tricastin et Chooz B, au-delà de leur quatrième visite décennale qui arrivent à échéance respectivement en 2021 et 2039 et donc des droits de tirage du Groupe. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte les années passées.

Résultats du test de perte de valeur

Compte tenu des éléments décrits ci-avant, du niveau des prix *forward* observés sur l'exercice 2021 ainsi que de la mise à jour du scénario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO₂ et d'évolution du mix énergétique, aucune perte de valeur n'a été constatée sur l'exercice.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur l'ensemble de la production électrique d'origine nucléaire, au-delà de l'horizon *forward*, se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,2 milliard d'euros-

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ne se traduirait pas par une perte de valeur.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales belges sur l'ensemble de leur horizon de production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur de l'ordre de 0,1 milliard d'euros.

14.4.7 Autres

Le goodwill s'élève à 324 millions d'euros au 31 décembre 2021. Cet ensemble regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture BtoB en France d'Entreprises & Collectivités (E&C), ainsi que du *corporate* et des *holdings*.

Le secteur Autres présente, pour ses activités opérationnelles portant des *goodwill*, des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2021.

NOTE 15 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Principes comptables

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	3	20
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Risque de perte de valeur

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Indices de perte de valeur

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

Les principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 14 « *Goodwill* ».

Pertes de valeur

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

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des UGT dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

15.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
AU 31 DÉCEMBRE 2020	3 907	2 908	12 886	19 701
Acquisitions ⁽¹⁾	197	-	1 032	1 228
Cessions	(3)	(125)	(115)	(242)
Écarts de conversion	(7)	-	127	120
Variations de périmètre	(38)	-	(631)	(669)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies»	(195)	-	(578)	(773)
Autres variations	57	61	214	331
AU 31 DÉCEMBRE 2021	3 917	2 845	12 936	19 697
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
AU 31 DÉCEMBRE 2020	(1 781)	(2 193)	(8 532)	(12 505)
Dotations aux amortissements ⁽²⁾	(129)	(65)	(860)	(1 053)
Pertes de valeur	(20)	-	(100)	(120)
Cessions	2	125	101	228
Écarts de conversion	1	-	(69)	(67)
Variations de périmètre	7	-	257	264
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies»	24	-	379	403
Autres variations	(26)	-	(35)	(62)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	(1 921)	(2 133)	(8 860)	(12 913)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
AU 31 DÉCEMBRE 2020	2 126	716	4 354	7 196
AU 31 DÉCEMBRE 2021	1 996	712	4 076	6 784

(1) Dont 49 millions d'euros relatif aux immobilisations incorporelles d'EQUANS, classées comme « Activités non poursuivies » (cf. Note 5 « Principales variations de périmètres »).

(2) Les dotations aux amortissements d'EQUANS sont comptabilisées au compte de résultat sur la ligne « Résultat net des activités non poursuivies » pour un montant de -49 millions d'euros au 31 décembre 2021.

La diminution nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des dotations aux amortissements pour 1 053 millions d'euros ;
- du classement en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» pour -369 millions d'euros principalement liés au classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS en application de la norme IFRS 5 ;
- des effets de périmètre négatifs pour 406 millions d'euros principalement liés à la cession partielle de 10% de la participation du Groupe dans Gaztransport et Technigaz (GTT), société active dans le transport et le stockage du gaz liquéfié pour 357 millions d'euros ;
- des pertes de valeurs pour 120 millions d'euros ;

compensée partiellement par :

- des investissements sur la période pour 1 228 millions d'euros qui concernent principalement les immobilisations incorporelles en cours dans le secteur des infrastructures en France ;
- un effet positif des variations de change pour 53 millions d'euros dû principalement à l'appréciation du dollar américain (47 millions d'euros).

15.1.1 Pertes de valeur

Les pertes de valeurs nettes comptabilisées pour 120 millions d'euros au 31 décembre 2021 concernent principalement des logiciels d'ENGIE SA ainsi que sur des actifs incorporels dans les activités de solutions à l'énergie et des énergies renouvelables.

15.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - *Virtual Power Plant*) en Italie.

15.1.3 Autres

Au 31 décembre 2021, ce poste comprend principalement 1 470 millions d'euros de logiciels et licences, 628 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 1 721 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

15.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 159 millions d'euros pour l'exercice 2021, dont 25 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 16 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnaît un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à l'exception des contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois («contrats de location à court terme»), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur («actifs de faible valeur»). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir 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 initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la durée).

La détermination de la durée du 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, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel 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 de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz «utile» comptabilisé en stock (cf. Note 25.2 «Stocks»), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants a une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60 (*)
• Installation - Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Autres immobilisations corporelles	2	33

(*) Hors gaz coussin.

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin du contrat. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que ceux des immobilisations corporelles mentionnés ci-dessus.

Risque de perte de valeur

Cf. Note 15 «Immobilisations incorporelles».

Indices de perte de valeur

Cf. Note 14 «Goodwill».

16.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc- tions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè- lement	Immobili- sations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
VALEUR BRUTE									
AU 31 DÉCEMBRE 2020	633	5 447	81 958	488	3 593	4 616	4 151	1 442	102 327
Acquisitions/Augmentations ⁽¹⁾	6	408	(6)	49	-	4 816	666	64	6 003
Cessions	(16)	(89)	(885)	(33)	(5)	(29)	(163)	(65)	(1 284)
Écarts de conversion	8	70	866	3	18	178	133	38	1 313
Variations de périmètre	70	1 102	1 258	(1)	3	(53)	(12)	(14)	2 353
Transfert en « Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies »	(41)	(433)	(925)	(207)	(26)	100	(768)	(190)	(2 489)
Autres variations	(10)	(3 192)	8 265	4	86	(4 914)	(140)	33	133
AU 31 DÉCEMBRE 2021	650	3 312	90 530	304	3 669	4 715	3 867	1 308	108 355
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR									
AU 31 DÉCEMBRE 2020	(99)	(3 090)	(43 444)	(341)	(2 973)	(309)	(1 256)	(928)	(52 439)
Dotations aux amortissements ⁽²⁾	(5)	(152)	(2 621)	(51)	(106)	-	(523)	(111)	(3 569)
Pertes de valeur	-	(14)	(537)	-	(37)	(205)	(57)	(6)	(857)
Cessions	12	82	853	30	5	24	160	58	1 223
Écarts de conversion	-	(16)	(307)	(2)	(9)	(9)	(30)	(15)	(388)
Variations de périmètre	(74)	(1 111)	(1 411)	-	(3)	7	4	10	(2 577)
Transfert en « Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies »	5	302	603	140	25	(3)	337	154	1 562
Autres variations	16	2 150	(2 560)	4	(16)	107	80	(12)	(232)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	(146)	(1 849)	(49 426)	(219)	(3 115)	(387)	(1 284)	(850)	(57 277)
VALEUR NETTE COMPTABLE									
AU 31 DÉCEMBRE 2020	535	2 356	38 514	147	619	4 308	2 895	514	49 889
AU 31 DÉCEMBRE 2021	503	1 463	41 105	85	554	4 328	2 583	458	51 079

(1) Dont 342 millions d'euros relatifs aux immobilisations corporelles d'EQUANS, classées comme « Activités non poursuivies » (cf. Note 5 « Principales variations de périmètre »).

(2) Les dotations aux amortissements d'EQUANS sont comptabilisés au compte de résultat sur la ligne « Résultat net des activités non poursuivies » pour un montant de 203 millions d'euros.

En 2021, l'augmentation nette du poste « Immobilisations corporelles » s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 337 millions d'euros, notamment des constructions et des développements de champs éoliens et solaires (2 260 millions d'euros) principalement en France, aux États-Unis, en Amérique Latine et en Inde ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France (1 747 millions d'euros).
- et des effets de change positifs de 925 millions d'euros provenant de l'appréciation du dollar américain (720 millions d'euros) et de la variation de la livre sterling (118 millions d'euros) ;

compensés par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -3 569 millions d'euros ;
- le classement pour -927 millions d'euros en « Actifs classés comme détenus en vue de la vente » principalement lié aux activités d'EQUANS ;
- des pertes de valeurs sur immobilisations corporelles, pour -857 millions d'euros, portant essentiellement sur :
 - des fermes solaires et éoliennes en Amérique Latine, en Chine et en France (-267 millions d'euros),
 - des centrales thermiques au Brésil (-235 millions d'euros),
 - des actifs thermiques en Australie, en France, aux États-Unis et à Oman (-234 millions d'euros),
 - les actifs de Cofely Endel, actif dans la maintenance industrielle et les services à l'énergie (-38 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -224 millions d'euros résultant principalement des cessions dans le secteur des énergies renouvelables en France, aux États-Unis, en Inde et aux Pays-Bas pour -114 millions d'euros, de la

cession d'une centrale thermique au Brésil pour -35 millions d'euros, de la cession partielle de GTT pour -30 millions d'euros et d'une centrale thermique en Turquie pour -12 millions d'euros.

Des reclassements ont eu lieu entre Constructions et Installations techniques afin d'aligner la classification de ces actifs à leur nature sous-jacente.

16.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 373 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 749 millions d'euros au 31 décembre 2020.

La diminution nette porte principalement sur l'entité britannique First Hydro Ltd pour -593 millions d'euros provenant du remboursement des obligations garanties, à leur date d'échéance, pour lesquelles l'ensemble des actifs de First Hydro avait été mis en gage.

16.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériel relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 360 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 2 212 millions d'euros au 31 décembre 2020.

L'augmentation nette porte principalement sur les constructions d'actifs renouvelables au Brésil pour 438 millions d'euros compensée par la diminution des engagements contractuels relatifs aux champs solaires en Inde pour 310 millions d'euros.

16.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 70 millions d'euros au titre de 2021 contre 103 millions d'euros au titre de 2020.

NOTE 17 INSTRUMENTS FINANCIERS

17.1 Actifs financiers

Principes comptables

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont «uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû» (dit test «SPPI» ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les «autres» modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la 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.

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	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	17.1	10 949	2 495	13 444	9 009	2 583	11 592
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		2 344	-	2 344	1 197	-	1 197
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		483	-	483	471	-	471
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>		2 157	104	2 261	1 795	111	1 906
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		1 794	395	2 189	1 404	432	1 836
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		4 171	1 996	6 167	4 141	2 041	6 182
Créances commerciales et autres débiteurs	8.2	-	32 556	32 556	-	14 295	14 295
Actifs de contrats	8.2	34	8 344	8 377	26	7 738	7 764
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	13 890	13 890	-	12 980	12 980
Instruments financiers dérivés	17.4	25 616	19 373	44 989	2 996	8 069	11 065
TOTAL		36 599	76 657	113 256	12 031	45 665	57 696

17.1.1 Autres actifs financiers

17.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

<i>En millions d'euros</i>	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DECEMBRE 2020	1 197	471	1 668
Acquisitions	1 261	88	1 348
Cessions	(264)	(32)	(296)
Variations de juste valeur	140	(19)	121
Variations de périmètre, change et divers	11	(26)	(15)
AU 31 DECEMBRE 2021	2 344	483	2 827
Dividendes	34	14	49

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 1 750 millions d'euros d'instruments cotés et 1 077 millions d'euros d'instruments non cotés. Ils comprennent notamment la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 564 millions d'euros, ainsi que la participation résiduelle du Groupe dans SUEZ pour 227 millions d'euros, apportée à l'OPA en janvier 2022 (cf. Note 27 «Évènements postérieurs à la clôture»).

17.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit «SPPI»), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulé qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit «SPPI») ou dont la détention s'inscrit dans un «autre» modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

<i>En millions d'euros</i>	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie 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 résultat	Total
AU 31 DECEMBRE 2020	1 895	11	1 238	598	3 742
Acquisitions	1 260	(10)	2 559	55	3 864
Cessions	(909)	6	(2 450)	(60)	(3 413)
Variations de juste valeur	14	-	243	3	260
Variations de périmètre, change et divers	-	(7)	3	-	(4)
AU 31 DECEMBRE 2021	2 260	1	1 593	595	4 449

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2021 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 3 806 millions d'euros (cf. Note 20.2.4 « Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées »), et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 596 millions d'euros (respectivement 3 086 millions d'euros et 608 millions d'euros au 31 décembre 2020).

17.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

Principes comptables

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test « SPPI »), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats *take-or-pay* qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 18 « Risques liés aux instruments financiers » en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	2 267	195	2 462	2 527	148	2 675
Autres créances au coût amorti	240	1 537	1 777	205	1 740	1 944
Créances de concessions	1 200	123	1 324	853	51	904
Créances de location financement	463	141	604	557	101	658
TOTAL	4 171	1 996	6 167	4 141	2 041	6 182

Les prêts et créances au coût amorti comprennent notamment le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour un montant total de 987 millions d'euros (y compris intérêts capitalisés).

Les créances de concession s'élèvent à 1 324 millions d'euros au 31 décembre 2021. Elles concernent les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil, réseaux en cours de construction.

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 228 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 204 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2021	223	(15)	(7)
Au 31 décembre 2020 ⁽¹⁾	283	(48)	1

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2021, comme au 31 décembre 2020, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch - Pakistan).

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Paiements minimaux non actualisés	713	760
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	11	11
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	724	771
Produits financiers non acquis	56	62
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	668	709
<i>Dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	660	700
<i>Dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	9	9

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Au cours de la 1 ^{ère} année	122	130
De la 2 ^{ème} à la 5 ^{ème} année comprise	351	379
Au-delà de la 5 ^{ème} année	240	251
TOTAL	713	760

17.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

17.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 13 890 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 12 980 millions d'euros au 31 décembre 2020. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (45%), de dépôts à terme à moins d'un mois (37%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (18%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (cf. chapitre 5 du Document D'enregistrement Universe) et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 172 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 68 millions d'euros au 31 décembre 2020. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 62 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2021 s'établit à 54 millions d'euros contre 44 millions d'euros en 2020.

17.1.4 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2021, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de la situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

Le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2021 s'élève à 2 204 millions d'euros.

17.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 915	3 716

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

17.2 Passifs financiers

Principes comptables

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé». En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante «dérivé incorporé», à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante «passif financier» déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

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

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2021 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	17.3	30 458	10 590	41 048	30 092	7 846	37 939
Fournisseurs et autres créanciers	17.2	-	32 822	32 822	-	17 307	17 307
Passifs de contrats	8.2	68	2 671	2 739	39	4 315	4 354
Instruments financiers dérivés	17.4	24 228	22 702	46 931	3 789	9 336	13 125
Autres passifs financiers		108	-	108	77	-	77
TOTAL		54 863	68 785	123 648	33 997	38 805	72 802

17.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Fournisseurs	32 197	16 890
Dettes sur immobilisations	625	417
TOTAL	32 822	17 307

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

L'augmentation du solde des fournisseurs provient essentiellement de la hausse du prix des matières premières.

17.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

17.3 Endettement financier net

17.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros		31 déc. 2021			31 déc. 2020		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	24 035	2 205	26 240	24 724	1 446	26 170
	Emprunts bancaires	3 829	1 977	5 806	3 136	986	4 123
	Titres négociables à court terme		4 962	4 962		4 024	4 024
	Dettes de location	1 709	334	2 043	1 892	494	2 386
	Autres emprunts ⁽¹⁾	885	613	1 498	340	594	935
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		499	499		301	301
	TOTAL EMPRUNTS	30 458	10 590	41 048	30 092	7 846	37 939
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net ⁽²⁾	(251)	(1 369)	(1 621)	(210)	(1 878)	(2 088)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie		(13 890)	(13 890)		(12 980)	(12 980)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette ⁽³⁾	(147)	(41)	(187)	(306)	(107)	(413)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		30 060	(4 710)	25 350	29 577	(7 119)	22 458

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour 227 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 269 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 99 millions d'euros (contre respectivement 396, 262 et 117 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 47 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 596 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 977 millions d'euros (contre respectivement 55, 609 et 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(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.

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2021 à 41 131 millions d'euros pour une valeur comptable de 39 000 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 11 «Résultat financier».

17.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

		31 déc. 2020	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Ecart de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2021
<i>En millions d'euros</i>								
Emprunts	Emprunts obligataires	26 170	(679)	-	-	284	465	26 240
	Emprunts bancaires	4 123	1 558	-	-	128	(3)	5 806
	Titres négociables à court terme	4 024	852	-	-	87	-	4 962
	Dettes de location ⁽¹⁾	2 386	(560)	-	-	25	191	2 043
	Autres emprunts	935	834	-	8	(2)	(277)	1 498
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	301	289	-	-	(3)	(88)	499
	TOTAL EMPRUNTS	37 939	2 293	-	8	520	288	41 048
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(2 088)	464	-	3	-	-	(1 621)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(12 980)	-	(1 304)	-	(217)	610	(13 890)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(413)	(75)	-	279	21	1	(187)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		22 458	2 683	(1 304)	289	324	899	25 350

(1) *Dettes de location : le montant de -560 millions d'euros dans la colonne «Flux issus des activités de financement» correspond aux paiements de la dette de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à 594 millions d'euros dont 34 millions d'euros d'intérêts).*

17.3.3 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2021, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 324 millions d'euros, dont 292 millions d'euros sur le dollar américain.

Les variations de périmètre et autres (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une diminution nette de 1 320 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution 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 1 845 millions d'euros, incluant notamment la cession de 10% de GTT, la cession d'une partie de la participation dans la société Georgetown energy Partners Holding, LLC aux Etats-Unis, la cession d'une partie de la participation dans la société GRTgaz, ainsi que la cession de la participation du Groupe dans la société ENGIE EPS SA (cf. Note 5.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2021»);
- du classement en «Activités destinées à être cédées» des entités du secteur reportable EQUANS et de la société Endel et ses principales filiales, se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 475 millions d'euros (cf. Note 5.2 «Actifs destinés à être cédés»);
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de près de 1 milliard d'euros (cf. Note 5.3 «Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2021»).

17.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2021 :

ENGIE SA

- le 18 janvier 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 900 millions d'euros, portant un coupon de 6,38% ;
- le 11 février 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 226 millions de livres sterling (252 millions d'euros), portant un coupon de 6,13% ;
- le 2 juin 2021, ENGIE SA a procédé à l'émission d'une obligation remboursable en actions GTT de 290 millions d'euros, à échéance au 2 juin 2024, portant un coupon de 0% ;
- le 10 juin 2021, ENGIE SA a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement et reconnu en dette financière la tranche de 363 millions d'euros de titres super-subordonnés (soit un montant total de 379 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres, portant un coupon de 4,75%. La dette a été remboursée le 10 juillet 2021 (cf. Note 19.2.1 «Emission de titres super-subordonnées» ;
- le 1^{er} septembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 400 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 12 mois plus une marge de 0,47% ;
- le 26 octobre 2021, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
 - une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,375% et arrivant à échéance en octobre 2029,
 - une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 1% et arrivant à échéance en octobre 2036 ;
- le 23 novembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire de 100 millions d'euros, portant un coupon EURIBOR 6 mois plus une marge de 0,61% ;
- le 13 décembre 2021, ENGIE SA a procédé au remboursement anticipé d'un emprunt obligataire de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,5% ;
- le 23 décembre 2021, ENGIE SA a procédé au tirage d'un emprunt de 253 millions d'euros, à échéance décembre 2031, portant un coupon de 0,42% ;

Autres entités du Groupe

- au cours de l'année 2021, ENGIE Brasil Energia a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 1 007 millions de real brésiliens (153 millions d'euros) et arrivant à échéance en mars 2044 ;
- au cours de l'année 2021, ENGIE Brasil Energia a procédé au tirage de plusieurs emprunts bancaires pour un montant total de 1 770 millions de real brésiliens (293 millions d'euros) et arrivant à échéance en mai 2044 ;
- le 1^{er} juin 2021, ENGIE Energia Perù SA a souscrit à trois emprunts bancaires d'un montant total de 150 millions de dollars américains (127 millions d'euros) et arrivant à échéance en juin 2022 ;
- le 5 octobre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 50 millions d'euros, arrivant à échéance en avril 2024 ;
- le 5 octobre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, arrivant à échéance en octobre 2022 ;

- le 22 décembre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a souscrit à un emprunt bancaire de 300 millions d'euros, arrivant à échéance en juin 2022 ;
- les 6, 10, 15 et 17 décembre 2021, la Compagnie Nationale du Rhône a procédé au tirage de quatre emprunts bancaires pour un montant total de 625 millions d'euros, et arrivant à échéance en janvier 2022.

17.4 Instruments financiers dérivés

Principes comptables

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (cf. Note 18 «Risques liés aux instruments financiers»).

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps*, *options*, *futures*, *swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites «normales» et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits «incorporés» sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrit au paragraphe 18.1. à l'intégralité du contrat hybride.

A l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix

sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;

- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des «pertes attendues» («*Expected loss*») et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit («*credit rating*») attribuées à chaque contrepartie (approche dite «des probabilités historiques»).

Compensation des actifs et passifs financiers dans l'état de la situation financière

Les actifs et passifs financiers font l'objet d'une présentation nette dans l'état de la situation financière lorsque les critères de compensation de la norme IAS 32 sont remplis. La compensation porte sur des instruments conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge). En particulier, la compensation des actifs et passifs dérivés relatifs à des matières premières est réalisée pour des transactions conclues avec une même contrepartie, dans la même devise, par type de matière première et point de livraison et ayant des maturités identiques.

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	31 déc. 2021						31 déc. 2020					
	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	370	130	501	224	89	313	619	147	766	313	39	353
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	24 474	19 190	43 664	22 335	22 507	44 842	1 163	7 879	9 042	945	9 252	10 197
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	772	52	824	1 670	106	1 775	1 214	43	1 257	2 530	45	2 575
TOTAL	25 616	19 373	44 989	24 228	22 702	46 931	2 996	8 069	11 065	3 789	9 336	13 125

(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.

Au 31 décembre 2021, les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments, au passif, comprennent notamment la juste valeur de l'option incorporée à l'obligation échangeable en actions GTT pour un montant de 55 millions d'euros.

La hausse du solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est liée à la volatilité extrême des prix des matières premières intervenue en 2021, ces dérivés ont pour échéance principalement 2022 et 2023.

17.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2021			31 déc. 2020				
En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière ⁽¹⁾	Autres accords de compensation ⁽²⁾	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière ⁽¹⁾	Autres accords de compensation ⁽²⁾	Montant net Total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	75 043	43 664	(9 282)	34 383	9 466	9 042	(5 198)	3 844
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 325	1 325	(269)	1 056	2 023	2 023	(200)	1 822
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(76 220)	(44 842)	4 987	(39 855)	(10 621)	(10 197)	6 307	(3 890)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 089)	(2 089)	977	(1 111)	(2 928)	(2 928)	1 362	(1 566)

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Compte tenu de la volatilité extrême des prix des matières premières, cette compensation génère des effets importants au bilan en 2021 et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge).

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

17.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

17.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	7 276	5 556	-	1 720	5 410	3 693	-	1 718
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>	2 344	1 524	-	820	1 197	421	-	775
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>	483	227	-	256	471	185	-	286
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux</i>	2 261	2 254	-	7	1 906	1 895	-	11
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>	2 189	1 552	-	637	1 836	1 191	-	645
Instruments financiers dérivés	44 989	177	41 606	3 206	11 065	4	10 216	844
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	501	-	501	-	766	-	766	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	35 381	-	35 306	75	1 967	-	1 717	250
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	8 284	177	4 975	3 131	7 075	4	6 477	594
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	824	-	824	-	1 257	-	1 257	-
TOTAL	52 266	5 734	41 606	4 926	16 475	3 697	10 216	2 562

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 «Instruments financiers dérivés».

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	775	11	286	645	1 718
Acquisitions	44	(4)	88	60	189
Cessions	(26)	6	(32)	(76)	(127)
Variations de juste valeur	15	-	(60)	5	(40)
Variations de périmètre, change et divers	12	(7)	(26)	3	(18)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	821	7	256	637	1 721
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					17

Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Net Actif/(Passif)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	(836)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	534
Dénouements	(85)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	141
Juste valeur nette enregistrée en résultat	(247)
Gains/(pertes) Day-One différés	37
AU 31 DÉCEMBRE 2021	(210)

17.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 255	-	4 255	-	4 812	-	4 812	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	36 875	24 262	12 613	-	34 223	25 039	9 184	-
Instruments financiers dérivés	46 931	-	43 515	3 415	13 125	89	11 355	1 681
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	313	-	313	-	353	-	353	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	35 458	-	34 374	1 084	1 694	4	1 428	261
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	9 384	-	7 053	2 331	8 503	85	6 999	1 419
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 775	-	1 775	-	2 575	-	2 575	-
TOTAL	88 061	24 262	60 383	3 415	52 160	25 128	25 352	1 681

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 « Instruments financiers dérivés ».

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 18 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» du Document D'enregistrement Universel.

18.1 Risques de marché

18.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

18.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2021 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	31 déc. 2021		31 déc. 2020	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	19	159	119	266
Gaz naturel	+3 €/MWh	298	624	379	537
Electricité	+5 €/MWh	(110)	(49)	(90)	(39)
Charbon	+10 \$US/ton	-	-	-	1
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	(134)	-	(116)	1
EUR/USD	+10%	16	83	37	-
EUR/GBP	+10%	(49)	(6)	(6)	7

(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.

18.1.1.2 Activités de trading

Les activités de trading du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes.
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité et d'une partie de son portefeuille de contrats de ventes de gaz auprès des entités commercialisatrices en France et au Benelux et des centrales électriques en France et en Belgique.

Le chiffre d'affaires des activités de trading s'élève à 1 011 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 629 millions d'euros en 2020).

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	31 déc. 2021	2021 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2021 ⁽²⁾	Minimum 2021 ⁽²⁾	2020 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	22	10	46	4	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2021.

18.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	24 474	10 906	(22 335)	(13 123)	1 163	804	(945)	(749)
Couverture de flux de trésorerie	2 643	5 141	(1 533)	(3 796)	225	291	(250)	(205)
Autres instruments financiers dérivés	21 831	5 765	(20 802)	(9 327)	938	514	(695)	(544)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	8 284	-	(9 384)	-	7 075	-	(8 503)
TOTAL	24 474	19 190	(22 335)	(22 507)	1 163	7 879	(945)	(9 252)

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

18.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	2 194	4 792	(1 044)	(2 971)	168	236	(178)	(159)
Electricité	195	171	(215)	(439)	1	3	(3)	(5)
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-
Pétrole	246	176	(274)	(386)	54	50	(68)	(41)
Autres ⁽¹⁾	9	2	-	-	2	2	(1)	-
TOTAL	2 643	5 141	(1 533)	(3 796)	225	291	(250)	(205)

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

Montants notionnels (nets) ⁽¹⁾

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021
Gaz naturel	GWh	166 636	65 864	10 944	(9 930)	(10 369)	-	223 145
Electricité	GWh	(3 986)	(4 501)	(1 230)	(35)	(15)	(62)	(9 829)
Charbon	Milliers de tonnes	23	-	-	-	-	-	23
Produits pétroliers	Milliers de barils	(11 767)	(11 548)	(11 511)	-	-	-	(34 826)
Change	Millions d'euros	14	-	-	-	-	-	15
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	117	83	28	31	-	-	259

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

En millions d'euros	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
	Juste valeur		Total	Nominal	Juste valeur	Nominal
	Actif	Passif		Total	Total	
Couverture de flux de trésorerie	7 784	(5 329)	2 455	15 590	61	126 189
TOTAL	7 784	(5 329)	2 455	15 590	61	126 189

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres ⁽¹⁾	Part inefficace comptabilisée en résultat ⁽¹⁾	Montant reclassé des capitaux propres en résultat ⁽¹⁾	Ligne du compte de résultat
								Résultat opérationnel courant
Couverture des flux de trésorerie								
	Instruments de couverture	15 590	2 455		4 049	26	(42)	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			4 070				

(1) Gains/(pertes).

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2021 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures.

Maturité des instruments financiers dérivés de matières premières désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Juste valeur des dérivés par date de maturité	1 355	858	179	54	10	-	2 455	154

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

En millions d'euros	Couverture de flux de trésorerie	
	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	
Au 31 DÉCEMBRE 2020		54
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		4 133
Montant recyclé des capitaux propres en résultat		(93)
Écarts de conversion		-
Variations de périmètre et autres		-
Au 31 DÉCEMBRE 2021		4 094

18.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

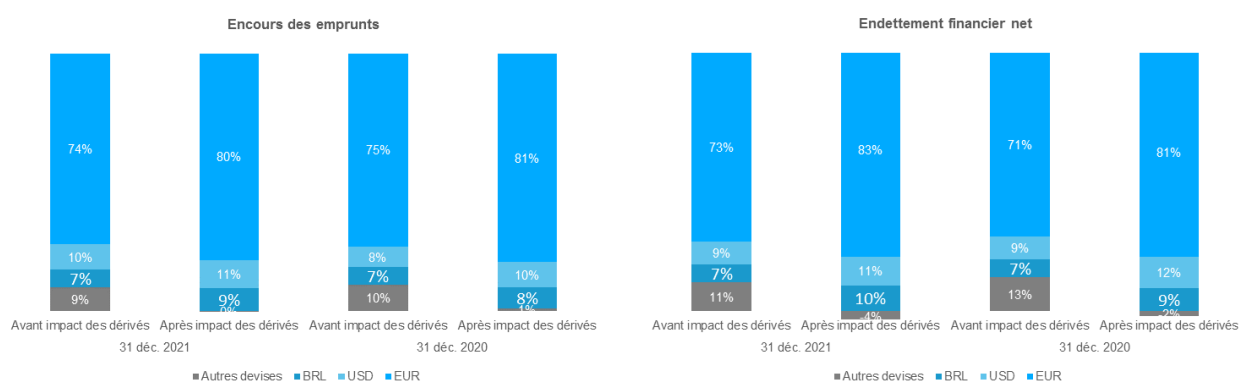
- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

18.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

18.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :



18.1.3.2 Analyse de sensibilité au 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	31 déc. 2021			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+10% ⁽¹⁾	-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⁾	38	(38)	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽³⁾	NA	NA	254	(254)

(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.

18.1.4 Risque de taux d'intérêt

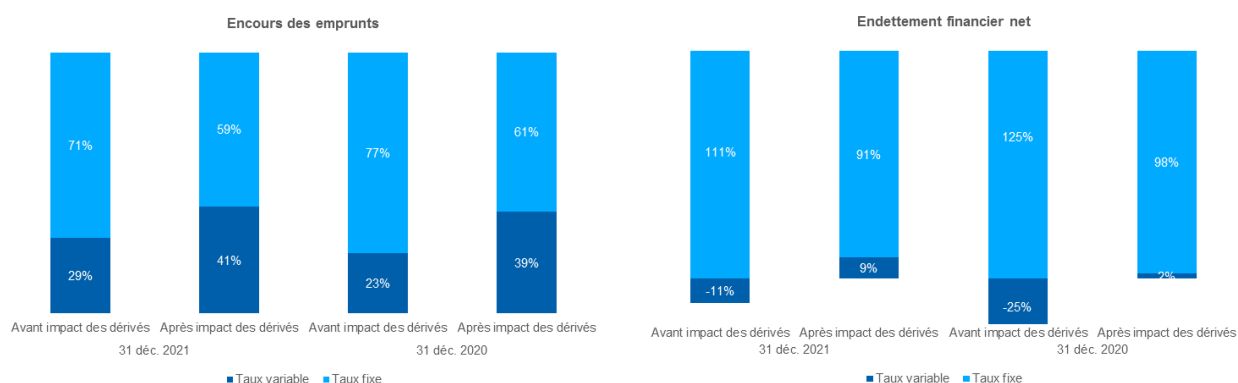
L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*») au niveau de la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à terme 2023, 2024, 2025, 2027 et 2028, sur des maturités de 10 ans à 20 ans sur chacun des volumes initiés.

18.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :



18.1.4.2 Analyse de sensibilité au 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	31 déc. 2021			
	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	(19)	19	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	60	(95)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	503	(649)

18.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

18.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- **risque transactionnel lié aux opérations courantes**

Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume «sans regrets». Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan.

- **risque transactionnel lié aux projets**

Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions.

- **risque translationnel**

Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls*, *puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts

18.1.5.2 Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Réforme des taux interbancaires de référence

Depuis 2020, le Groupe a défini une organisation dédiée à la gestion de la transition en mettant en place un groupe de travail ad hoc réunissant la direction financière, la direction juridique et l'administration des systèmes d'information. Ce groupe de travail a cartographié et priorisé les impacts de la réforme sur le plan de la documentation financière, la gestion opérationnelle et les systèmes de gestion. Il s'est fixé notamment un calendrier d'avancement pour répondre aux évolutions nécessaires.

Les principaux taux utilisés par le Groupe concernés par la réforme sont l'Eonia, le Libor USD, le Libor GBP et l'Euribor.

Au cours de l'exercice 2021, le Groupe a modifié les conditions de rémunération des CSA (Credit Support Annex) sur les instruments dérivés collatéralisés portés par les véhicules centraux. Ainsi le taux de référence Eonia a été remplacé par l'Ester et de ce fait a modifié les courbes de référence utilisées pour la valorisation des instruments dérivés concernés. Ces évolutions ont donné lieu à un versement d'une compensation financière au second semestre 2021 de 8,5 millions d'euros, comptabilisée en contrepartie d'un ajustement de valeur des instruments financiers dérivés.

Dans le cadre de la transition IBOR, le Groupe a choisi de remplacer les taux de référence IBOR par un taux sans risque overnight capitalisé. Le Groupe a ainsi remplacé le Libor GBP par le Sonia sur l'ensemble des instruments financiers concernés nécessitant la renégociation des contrats de financements et des clauses de fallback ainsi qu'une adaptation des systèmes d'information. Aucun impact n'est à constater sur la modification du taux de référence en date de transition. Le Groupe prévoit également le remplacer le Libor USD par le SOFR d'ici la date de cessation de publication, le 30 juin 2023.

Les deux principales sources de risque de taux d'intérêt sont les suivantes :

- **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :

- de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
- d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité ; et
- de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe.

- **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe «Risque de taux d'intérêt» plus haut).

La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
 - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
 - des options classiques de taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

18.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe a recours aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 18 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	370	130	(224)	(89)	619	147	(313)	(39)
Couverture de juste valeur	261	97	(24)	(35)	526	14	(48)	(3)
Couverture de flux de trésorerie	36	1	(121)	(4)	8	7	(220)	(8)
Dérivés non qualifiés de couverture	73	33	(79)	(51)	85	126	(46)	(28)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	772	52	(1 670)	(50)	1 214	43	(2 530)	(45)
Couverture de flux de trésorerie	110	9	(264)	-	30	3	(768)	(11)
Couverture d'investissement net	6	-	(20)	-	55	-	(4)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	656	44	(1 385)	(51)	1 130	40	(1 758)	(33)
TOTAL	1 142	183	(1 894)	(140)	1 833	189	(2 844)	(84)

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Montant, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2021, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture.

En millions d'euros										
Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	EUR	(32)	(1)	(2)	(2)	(3)	(4)	(19)
			USD	(1 079)	(662)	(88)	(110)	(83)	(90)	(44)
			GBP	(1 904)	-	-	-	-	-	(1 904)
			HKD	(260)	-	-	-	-	-	(260)
			JPY	(345)	(77)	(115)	(153)	-	-	-
			PEN	(215)	-	(36)	(17)	-	(55)	(106)
			Autres	(348)	-	-	(219)	(74)	-	(54)
Acheteur	Fixe	CCS	EUR	2 568	-	-	216	75	-	2 277
			USD	263	-	44	21	-	67	130
			Autres	35	1	2	3	3	4	22
	Variable	CCS	EUR	953	680	129	144	-	-	-
			BRL	345	-	82	100	79	84	-

En millions d'euros										
Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	4	1	1	1	-	-	-
			EUR	9 055	974	(839)	(440)	383	1 342	7 634
			USD	1 516	(1)	960	3	506	3	44
			Autres	72	1	3	3	3	4	58
	Variable	IRS	EUR	16 652	5 574	1 600	500	515	2 050	6 413
		BRL	293	169	124	-	-	-	-	

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou «CCS»). Leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 18.1.3.2 «Analyse de sensibilité au risque de change» et à un coût moyen de la dette de 2,63%, présenté dans la Note 11 «Résultat financier».

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

En millions d'euros	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	53	(306)	(253)	3 201	(628)	3 779
Couverture d'investissement net	6	(20)	(14)	2 794	50	1 999
Dérivés non qualifiés de couverture	37	(77)	(39)	10 166	73	6 907
TOTAL	96	(402)	(306)	16 161	(504)	12 686

Dérivés de taux

En millions d'euros	31 déc. 2021			31 déc. 2020		
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	358	(59)	299	4 203	495	4 622
Couverture de flux de trésorerie	102	(84)	17	2 110	(331)	2 497
Dérivés non qualifiés de couverture	763	(1 473)	(710)	18 933	(569)	17 910
TOTAL	1 222	(1 616)	(394)	25 246	(405)	25 029

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur (1)	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres (2)	Part inefficace comptabilisée en résultat (2)	Montant reclassé des capitaux propres en résultat (2)	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	4 203	299	299	NA	(2)	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts (3) (4)	3 967	227	(557)	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie								Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Instruments de couverture	5 310	(235)	(168)	(605)	(30)	64	
	Éléments couverts			158				
Couverture d'investissement net								Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Instruments de couverture	2 794	(14)	(11)	217	NA	(2)	
	Éléments couverts			11				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de 227 millions d'euros, est présenté en emprunts à long terme et à court terme.

(2) Gains/(pertes).

(3) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture et celle relative aux éléments couverts correspond au coût amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur.

(4) Dont 74 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur.

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2021 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de

couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2021, aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures n'a été constaté à la clôture.

Maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(13)	(10)	(9)	(2)	(7)	(194)	(235)	(958)

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

En millions d'euros	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette - couverture du risque de change ^{(1) (3)}	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de taux d'intérêt ^{(1) (3)}	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change ^{(2) (3)}	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change ^{(2) (4)}
AU 31 DÉCEMBRE 2020	46	(1 203)	12	(156)
Part efficace comptabilisée en capitaux	588		17	(217)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	(64)		-	2
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	(1)	(71)	(2)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2021	45	(751)	27	(371)

(1) Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données.

(2) Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données.

(3) Comprend -586 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée.

(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.

18.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC (*engineering, procurement, construction*), partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (Corporate, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers lesquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités ;

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
 - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), compte tenu des éléments suivants :
 - contreparties publiques ou privées,
 - contreparties domestiques ou BtoB,
 - géographie,
 - type d'activité,
 - taille de la contrepartie, et
 - tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
 - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
 - phase 1 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
 - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
 - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),
 - une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
 - une évolution du risque politique ou du risque pays, et
 - tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale.

- phase 3 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observée, tels que :
 - lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
 - lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
 - lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : $EAD \times PD \times LGD$, où

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliquées la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe ;

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

Le Groupe a maintenu le suivi des encaissements et du risque de défaillance dans ses activités BtoB, BtoC et Energy Management. Par ailleurs, les taux de provisionnement de ces entités ont été ajustés au 31 décembre 2021 afin de tenir compte de l'incertitude créée par l'augmentation significative du prix des matières premières.

18.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité...) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

18.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 14 438 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 2 431 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Approche individuelle

		31 déc. 2021							
<i>En millions d'euros</i>		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	15 997	15 023	830	144	15 997	14 063	1 933	15 997
	Pertes de valeur attendues	(377)	(237)	(23)	(116)	(377)	(174)	(203)	(377)
TOTAL		15 620	14 786	806	28	15 620	13 890	1 730	15 620
Actifs de contrats	Brut	3 366	3 327	37	3	3 366	2 434	933	3 366
	Pertes de valeur attendues	(12)	(10)	-	(2)	(12)	(8)	(4)	(12)
TOTAL		3 354	3 316	37	1	3 354	2 425	929	3 354

		31 déc. 2020							
<i>En millions d'euros</i>		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 530	8 329	893	308	9 530	7 854	1 676	9 530
	Pertes de valeur attendues	(391)	(103)	(46)	(242)	(391)	(188)	(203)	(391)
TOTAL		9 139	8 226	846	66	9 139	7 666	1 473	9 139
Actifs de contrats	Brut	3 039	2 714	318	8	3 039	2 076	963	3 039
	Pertes de valeur attendues	(19)	(18)	-	-	(19)	(14)	(5)	(19)
TOTAL		3 021	2 696	318	7	3 021	2 062	959	3 021

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

Approche collective

		31 déc. 2021				Total Actifs échus au 31 déc. 2021
<i>En millions d'euros</i>		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 529	544	152	267	964
	Pertes de valeur attendues	(971)	(21)	(21)	(221)	(263)
TOTAL		2 558	523	132	46	701
Actifs de contrats	Brut	5 042	584	5	16	604
	Pertes de valeur attendues	(4)	-	-	(1)	(1)
TOTAL		5 038	584	5	15	603

		31 déc. 2020				Total Actifs échus au 31 déc. 2020
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 625	593	235	300	1 128
	Pertes de valeur attendues	(865)	(20)	(22)	(211)	(253)
TOTAL		2 761	574	213	88	875
Actifs de contrats	Brut	4 748	487	1	3	491
	Pertes de valeur attendues	(1)	-	-	-	-
TOTAL		4 747	487	1	3	491

18.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

En millions d'euros	31 déc. 2021		31 déc. 2020	
	Investment Grade ⁽¹⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Total
Exposition brute ⁽²⁾	35 386	43 660	6 633	9 031
Exposition nette ⁽³⁾	15 796	19 089	2 817	3 750
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	82,7%		75,1%	

- (1) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.
- (2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).
- (3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

18.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

18.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 977 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020).

En millions d'euros	31 déc. 2021						
	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 643	302	26	4 971	1 906	3 065	4 971
Pertes de valeur	(76)	(36)	(113)	(226)	(147)	(79)	(226)
TOTAL	4 567	265	(87)	4 745	1 759	2 986	4 745

En millions d'euros	31 déc. 2020						
	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Brut	4 144	415	67	4 626	2 582	2 045	4 626
Pertes de valeur	(57)	(34)	(110)	(201)	(127)	(74)	(201)
TOTAL	4 087	381	(43)	4 425	2 455	1 970	4 425

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

18.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

En millions d'euros	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition	14 194	85,9%	8,2%	5,9%	13 174	84,4%	8,7%	6,9%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's.

(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs, au 31 décembre 2021, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 25% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

18.3 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.

Le Groupe a mis en place un comité hebdomadaire dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en terme d'investissements et désinvestissements. ENGIE a mis en place un cadre complet pour surveiller et lisser les mouvements de trésorerie liés aux appels de marge sur les marchés de gré à gré ou via une chambre de compensation, en s'appuyant sur le recours à des swaps de liquidité avec ses principales contreparties. Ce comité est

complété par des *stress tests* trimestriels sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change ayant vocation à apprécier la résistance du Groupe en matière de liquidité.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Obéissant aux mêmes principes que cette politique, ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2021, 72% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

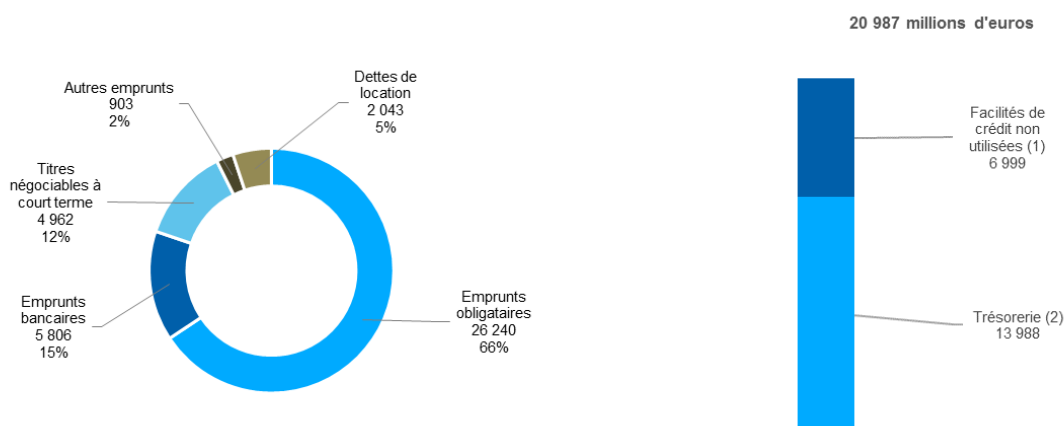
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*U.S. Commercial Paper*) ainsi qu'à l'émission de titres super-subordonnés. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

Les différentes actions menées par le Groupe permettent de garantir un niveau de liquidité élevé et renforcé.

Diversification des sources de financement et liquidité ⁽³⁾

En millions d'euros



(1) Net des titres négociables à court terme.

(2) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie, 73% placés en zone euro.

(3) Ces sources de financements et de liquidité ne comprennent pas les titres super-subordonnés qui sont comptabilisés en capitaux propres (cf. Note 19.2.1 «Émission de titres super-subordonnés»).

Au 31 décembre 2021, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

18.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières**Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité**

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Emprunts obligataires	2 205	2 510	1 147	2 032	2 317	16 029	26 240	26 170
Emprunts bancaires	1 977	365	316	402	204	2 543	5 806	4 123
Titres négociables à court terme	4 962	-	-	-	-	-	4 962	4 024
Dettes de location	367	348	263	233	193	995	2 043	2 386
Autres emprunts	91	647	19	20	16	110	903	150
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	499	-	-	-	-	-	499	301

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	801	770	671	642	592	7 200	10 676	9 853

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières)

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Dérivés (hors matières premières)	(108)	21	(5)	26	52	141	126	317

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2021, le Groupe en tant que preneur est potentiellement exposé à des sorties de trésorerie futures non prises en compte lors de l'évaluation des passifs locatifs à hauteur de 1 825 millions d'euros (dont environ 86% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2026). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet et porte essentiellement sur de futurs passifs locatifs relatifs à l'éventuelle prolongation d'un contrat de concession hydroélectrique ainsi qu'à des locations immobilières et de navires GNL.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	990	812	685	4 989	3 985	499	11 961	13 695

Parmi ces programmes disponibles, 4 962 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2021, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

18.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non-actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	2022	2023	2024	2025	2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de <i>portfolio</i>	(13 392)	(16 779)	(3 343)	(1 077)	(319)	(632)	(35 541)	(1 699)
afférents aux activités de <i>trading</i>	(9 365)	-	-	-	-	-	(9 365)	(8 483)
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de <i>portfolio</i>	10 835	14 655	6 642	2 569	543	124	35 368	1 975
afférents aux activités de <i>trading</i>	8 304	-	-	-	-	-	8 304	7 059
TOTAL	(3 618)	(2 123)	3 299	1 492	225	(508)	(1 234)	(1 149)

18.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des GBU Renouvelables et GEM (exprimés en TWh).

En TWh	2022	2023-2026	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2021	Total au 31 déc. 2020
Achats fermes	(385)	(771)	(766)	(1 922)	(1 829)
Ventes fermes	587	513	321	1 421	1 571

NOTE 19 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

19.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions			Valeurs comptables <i>(en millions d'euros)</i>		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions
AU 31 DÉCEMBRE 2020	2 435 285 011	(18 464 634)	2 416 820 377	2 435	31 291	(251)
Dividende distribué en numéraire					(1 296)	
Dividende autocontrôle					(8)	
Affectation de résultat N-1					(3 928)	
Achat/vente d'actions propres		-	-			-
Attribution actions gratuites		3 381 485	3 381 485			52
Réévaluation						
AU 31 DÉCEMBRE 2021	2 435 285 011	(15 083 149)	2 420 201 862	2 435	26 058	(199)

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2021 résulte exclusivement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 3,4 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

19.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le Groupe n'a plus depuis 2017 de plan d'option d'achat ou de souscription d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 22 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

19.1.2 Actions propres

Principes comptables

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2021, le Groupe détient 15,1 millions d'actions propres. A ce jour la totalité des actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 50 millions d'euros.

19.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 35 064 millions d'euros au 31 décembre 2021, dont 26 058 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègre l'affectation du résultat 2020 de ENGIE SA pour un montant de -3 928 millions d'euros, le versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2020 pour un montant de -1 296 millions d'euros ainsi qu'un reclassement vers les réserves consolidées du dividende non versé au titres des actions propres pour un montant de -8 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

19.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, en juillet 2021, 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 750 millions d'euros portant coupon de 1,875% avec une option de remboursement à partir de juillet 2031, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 742,5 millions d'euros.
- Le remboursement à la date de première option du solde de la dette hybride de 363,4 millions d'euros (coupon 4,750%).
- Le rachat anticipé partiel de deux tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 532,6 millions d'euros :
 - Un rachat de 149,1 millions d'euros (coupon 3,875%) sur un montant nominal résiduel de 542 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride est en juin 2024.
 - Un rachat de 383,5 millions d'euros (coupon 1,375%) sur un montant nominal résiduel de 657,7 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride est en janvier 2023.

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.

Au 31 décembre 2021, l'encours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 3 767 millions d'euros.

En 2021, le Groupe a versé aux détenteurs de ces titres 126,6 millions d'euros dont 102,4 millions d'euros au titre des coupons et 24,2 millions d'euros d'indemnités de remboursement anticipé. Ces montants sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

19.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 27 758 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 27 363 millions d'euros au 31 décembre 2020), dont 26 058 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

19.2.3 Dividendes

Il a été proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020 de verser un dividende unitaire de 0,53 euro par action soit un montant total de 1 283 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020. Ce dividende unitaire a été majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2020 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2020. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020, cette majoration s'élève à 13 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2021

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021 de verser un dividende unitaire de 0,85 euro par action soit un montant total de 2 057 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2021 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2021. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2021, cette majoration est évaluée à 23 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 21 avril 2022, le dividende dont le coupon aura été détaché le lundi 25 avril 2022, sera payé le mercredi 27 avril 2022. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2021, les états financiers à fin 2021 étant présentés avant affectation.

19.2.4 Autres opérations

Le 22 décembre 2021, ENGIE a cédé 11,5% de sa participation dans le capital de GRTgaz à SIG (Société d'Infrastructures Gazières), pour porter sa participation à 60,81% (38,60% SIG, 0,51% fonds salariés Altos, 0,08% d'auto-détention). La transaction valorise les fonds propres du groupe GRTgaz à hauteur de 9,75 milliards d'euros pour une valeur d'entreprise de 14,6 milliards d'euros. L'impact de cette transaction est de 477 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe (résultat de cession) et de 1 025 millions d'euros sur les capitaux propres totaux (prix de cession net de l'impôt sur les sociétés sur la plus-value, des *success fees* et des droits d'enregistrement).

Le 26 mai 2021, le Groupe a réalisé la cession partielle de 10% de sa participation dans GTT passant ainsi de 40,4% du capital et intégration globale à 30,4% et mise en équivalence. Le changement de méthode de consolidation a entraîné la sortie des capitaux propres minoritaires pour un montant de 321 millions d'euros.

Pour rappel, le 2 juillet 2020, le Groupe a signé un accord de cession d'une participation de 49% dans un portefeuille de 2,3 GW d'énergies renouvelables (en services ou en construction) aux États-Unis au groupe américain Hannon Armstrong, leader dans l'investissement en solutions respectueuses de l'environnement. ENGIE continue à consolider ces actifs par intégration globale et à en assurer l'exploitation et la maintenance. Au titre de cet accord, le Groupe a encaissé un montant de 64 millions d'euros au 31 décembre 2021.

19.3 Gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2021 et au 31 décembre 2020, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Instruments de dette	9	30
Couverture d'investissement net ⁽¹⁾	(371)	(156)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) ⁽¹⁾	(699)	(1 212)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) ⁽¹⁾	4 383	76
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(1 064)	357
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt ⁽²⁾	(546)	(813)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	118	(1)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ECARTS DE CONVERSION	1 831	(1 719)
Écarts de conversion	(2 136)	(2 856)
Écarts de conversion relatifs aux activités non poursuivies		6
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(306)	(4 570)

(1) Cf. Note 18 «Risques liés aux instruments financiers».

(2) Cf. Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

19.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier économique net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (cf. Note 19.1.2 «Actions propres»), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de crédit de niveau « *strong investment grade* » auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués du coût de la dette et des impôts dus et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte de la partie non couverte des provisions nucléaires et pour pensions, ainsi que 50% des émissions hybrides (titres super subordonnés). Par ailleurs, le Groupe a défini une guidance portant sur son profil financier sur le ratio « dette nette économique divisé par l'EBITDA » inférieur ou égal à 4 fois.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 20 PROVISIONS

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour remise en état de site et les provisions postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «Autres produits et autres charges financiers»).

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (cf. Note 20.2) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (cf. Notes 20.2 et 20.3) ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

<i>En millions d'euros</i>	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle nucléaire et Démantèlement des installations nucléaires	Démantèlement des installations Hors nucléaires	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2020	8 941	14 677	1 112	2 342	27 073
Dotations ⁽¹⁾	378	223	30	726	1 357
Reprises pour utilisation ⁽¹⁾	(329)	(202)	(90)	(587)	(1 208)
Reprises pour excédent ⁽¹⁾	(1)	-	-	(12)	(13)
Variation de périmètre	(6)	-	-	(11)	(18)
Effet de la désactualisation	64	421	26	16	528
Écarts de change	2	-	22	5	29
Autres ⁽²⁾	(2 050)	-	71	(310)	(2 289)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	7 000	15 119	1 172	2 169	25 459
Non courant	6 919	14 909	1 172	394	23 394
Courant	81	210	-	1 775	2 066

(1) Les dotations nettes aux provisions des activités d'EQUANS sont comptabilisées sur la ligne «Résultat net des activités non poursuivies» du compte de résultat pour -23 millions d'euros au 31 décembre 2021.

(2) Dont -666 millions d'euros relatifs aux provisions des activités d'EQUANS, classées comme «Activités non poursuivies» (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

L'effet de la 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 2021 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 remise en état de site.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021
Résultat des activités opérationnelles	(159)
Autres produits et charges financiers	(526)
TOTAL	(686)

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

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

Se reporter à la Note 21 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

20.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

20.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion de l'aval du cycle du combustible irradié dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. Dans l'hypothèse où des évolutions sont constatées entre deux évaluations

triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis et le Groupe en tirer, le cas échéant, les conséquences en résultant dans les comptes.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2019 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2019. Celui-ci a été pris en compte lors de l'arrêté des comptes du 31 décembre 2019. Les provisions, établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités, n'ont pas connu d'évolution significative depuis, au-delà des impacts liés aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) ainsi que les utilisations et dotations pour le combustible irradié au cours de l'année. Elles feront l'objet d'une nouvelle révision fin 2022 conformément à la réglementation en vigueur.

Les provisions intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Des marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

Le Groupe estime que les dernières hypothèses revues et approuvées par la CPN sont les plus adéquates pour l'établissement de ces provisions. Cependant, la CPN a pointé dans son avis du 12 décembre 2019 des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN s'est dotée d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020 susceptibles d'être prises en compte dans la révision de 2022. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessous.

La ventilation des provisions pour démantèlement entre Synatom et Electrabel est présentée ci-dessous :

<i>En millions d'euros</i>	Courant	Non-courant	31 déc. 2021
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Synatom	75	6 270	6 345
Provisions pour gestion de l'aval du cycle nucléaire - Synatom	134	7 895	8 030
Provisions pour démantèlement des installations nucléaires Electrabel	-	744	744
TOTAL	210	14 909	15 119

20.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire utilisé fera l'objet d'un conditionnement, éventuellement après retraitement ⁽¹⁾ avant son évacuation en stockage à long terme.

(1) Opération permettant de séparer l'uranium, le plutonium et les produits de fission.

L'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, ENGIE considère dans son évaluation que le scénario "mixte", retenu par la Commission des provisions nucléaires, continue de s'appliquer : une partie du combustible est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement seront cédés à un tiers pour un coût dont l'estimation doit être régulièrement revue ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés en utilisant le tarif de redevances, établi par l'ONDRAF sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 10,7 milliards d'euros₂₀₁₇. Le coût estimé de la recommandation préliminaire de l'AFCN concernant un puits supplémentaire y a par ailleurs été ajouté sur base des recommandations de l'ONDRAF. D'autres ajustements de sûreté opérationnelle du site d'évacuation sont en discussion avec l'ONDRAF et pourront donner lieu à une révision des coûts s'ils excèdent les montants couverts par les marges pour aléas déjà intégrés dans l'évaluation de l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le scénario de référence intègre le dernier scénario à jour de l'ONDRAF avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135 ;
- le taux d'actualisation retenu est de 3,25%. Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence à long terme, ainsi que (ii) la longue durée du passif compte tenu des travaux de conditionnement et d'évacuation des combustibles usés retardés jusqu'en 2070 environ.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne permet pas le retraitement et n'a pas encore confirmé l'adoption du stockage géologique comme politique de gestion des déchets nucléaires de moyenne et de haute activité.

Concernant le scénario de retraitement partiel, à la suite d'une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, les contrats de retraitement qui n'étaient pas en cours d'exécution ont été suspendus puis résiliés en 1998. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario "mixte" retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de surface de longue durée. La Commission européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, au motif qu'elle n'a pas adopté de programme national de gestion des déchets radioactifs conforme à certaines exigences de la directive sur le combustible usé et les déchets radioactifs (directive 2011/ 70/Euratom du Conseil). À ce stade, il n'existe donc qu'un programme national qui confirme l'entreposage sûr du combustible usé suivi par son retraitement ou par son stockage. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par

la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif de référence des redevances demandé par la CPN pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 175 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans des dépenses de l'ONDRAF au titre de l'entreposage, de conditionnement et de stockage des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie aurait un impact à la hausse d'environ 170 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant plus faible ;
- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 260 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un «greenfield industriel»), permettant un usage industriel futur du terrain.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;

- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquençage des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement ;
- le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire. Un dialogue sur les conditions de sûreté des phases de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement des centrales a été initié avec l'AFCN. Les coûts pourraient être amenés à évoluer en considération de l'issue de ces discussions et du projet détaillé de réalisation de ces phases en cours de définition ;
- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales. Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance ;
- les redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A – de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie – et B – de faible ou moyenne activité et de longue durée de vie – sont déterminées en utilisant le tarif des redevances établi par l'ONDRAF et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ; les difficultés dans l'obtention des permis d'exploitation du centre de stockage des déchets de catégorie A conduisent l'ONDRAF à revoir la définition de la solution technique de stockage dont une nouvelle évaluation devrait être établie en 2022 ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas normales, revues par l'ONDRAF et la CPN ; une nouvelle étude des incertitudes et risques à couvrir par ces marges pour aléas doit être conduite lors de la prochaine révision ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 2,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (VAN). Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyennes historiques et prospectives des taux de référence cohérents ainsi que (ii) la durée du programme de démantèlement qui devrait s'achever vers 2040.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 62 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Une hausse de 10% des coûts de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 635M€.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.2.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

20.2.4.1 Principes, objectifs et gouvernance

Comme indiqué au point précédent, la loi belge du 11 avril 2003 attribuée à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, a pour mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées. En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit. La partie des provisions ne faisant pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est placée par Synatom soit dans des actifs financiers extérieurs aux exploitants nucléaires, soit dans des prêts à des personnes morales répondant aux critères de "qualité de crédit" imposés par la loi.

Depuis octobre 2019, Electrabel ne contracte plus de nouveau prêt au titre des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et s'est engagé à rembourser, d'ici 2025, l'intégralité des prêts contractés à ce titre. Au cours de l'exercice 2021, Synatom a, en conséquence, investi près de 1,3 milliard d'euros dans des actifs financiers extérieurs aux exploitants nucléaires dédiés à la couverture des dépenses futures de gestion des matières fissiles irradiées.

L'objectif poursuivi par Synatom en termes d'investissement dans ces actifs est d'offrir, à long terme, un rendement suffisant, pour un niveau de risque acceptable, afin de couvrir les coûts liés au démantèlement et à la gestion des matières fissiles irradiées, sous les contraintes de diversification, de minimisation du risque et de disponibilité comme définies par la loi du 11 avril 2003.

Il incombe au Conseil d'Administration de Synatom et à son Comité d'investissement de définir la politique d'investissement de Synatom après avis de la Commission des Provisions nucléaires conformément à la loi du 11 avril 2003. En s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse, le Comité d'investissement supervise les décisions d'investissement dont le pilotage est confié à une équipe dirigée par un Directeur des investissements.

20.2.4.2 Allocation stratégique et composition des actifs financiers

L'allocation stratégique des actifs financiers est déterminée sur base d'une analyse actif-passif périodique, qui consiste à déterminer les classes d'actifs et leur poids respectifs afin d'atteindre l'objectif de rendement tout en respectant le cadre de risque identifié pour chaque type de passif.

Cette allocation se décline de façon différente en fonction des types de passifs et compte tenu de leur différence en termes d'horizon de placement et de taux d'actualisation. Des profils de risques distincts sont considérés pour :

- Les actifs en regard des provisions relatives au démantèlement des centrales nucléaires ;
- Les actifs en regard des provisions relatives à la gestion des matières fissiles irradiées.

L'allocation cible des actifs de couverture en fonction des deux profils de risques précités est la suivante :

In %	Gestion des matières fissiles irradiées	Démantèlement
Actions	40%	30%
Obligations	40%	70%
Actifs non cotés	20%	0%
TOTAL	100%	100%

Les actions cotées sont composés de titres internationaux. Les obligations cotés sont composés d'obligations souveraines internationales et d'obligations d'entreprises internationales. Les actifs non cotés sont composés de titres représentatifs de fonds ou de structures d'investissement en immobilier, en private equity, en infrastructure ou en dette privée. Les investissements sont gérés par des sociétés spécialisées en gestion d'actifs.

Synatom considère que l'inclusion de principes Environnementaux, Sociétaux et de Gouvernance (ESG) dans les décisions d'investissement permet une meilleure gestion des risques non-financiers en vue de générer un rendement durable à long terme. L'intégration de principes ESG implique une prise en compte plus large des risques et des opportunités qui peuvent influencer la performance financière. Le processus de sélection de gestionnaires extérieurs intègre également des principes ESG.

Synatom dispose pour mettre en oeuvre cette politique d'investissement d'une Société d'Investissement à Capital Variable de droit luxembourgeois, Nuclear Investment Fund et d'une SICAV de droit belge nouvellement créée, le Belgian Nuclear Liabilities Fund (« BNLF »).

20.2.4.3 Evolution des actifs financiers sur l'exercice 2021

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2021 à 5 501 millions d'euros et leur rendement s'établit à 7,63% sur l'exercice. Les principaux moteurs de la performance sont les actions, les marchés boursiers mondiaux bénéficiant des bonnes perspectives économiques et des résultats supérieurs aux attentes des entreprises. Les

obligations ont, pour leur part, affiché un rendement atone dans un contexte de hausse des rendements sur la partie à long terme de la courbe.

20.2.4.4 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2021

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc 2021	31 déc. 2020
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	8	11
Prêt à Sibelga	8	11
Autres prêts et créances au coût amorti	167	332
Instruments de dette - trésorerie soumise à restriction	167	332
Total des prêts et créances au coût amorti	174	343
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	1 509	406
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	11	-
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	1 520	406
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	2 254	1 895
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 552	1 191
Instruments de dette à la juste valeur	3 806	3 086
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	5 326	3 492
Instruments financiers dérivés	4	20
TOTAL ⁽¹⁾	5 505	3 855

(1) n'inclut pas les stocks d'Uranium qui s'élèvent à 414 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 540 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie des OPCVM sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que "Prêts et créances au coût amorti" ; les obligations OPCVM et instruments de couverture associés détenus par Synatom sont présentés en instruments de capitaux propres ou en instruments de dette (cf. Note 17.1 «Actifs financiers»).

Le détail de la variation de la juste valeur cumulée des actifs de Synatom est présenté comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
	31 déc 2021	31 déc. 2020
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	116	17
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	-	-
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	51	32
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	154	45
TOTAL	321	95

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à 228 millions d'euros en 2021 (-31 millions d'euros en 2020).

<i>En millions d'euros</i>	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
	31 déc 2021	31 déc. 2020
Résultat de cession	50	21
Dividendes reçus	45	34
Intérêts reçus	7	6
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(115)	(6)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	241	(87)
TOTAL	228	(31)

20.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

20.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment des centrales classiques, des canalisations de transport, des conduites de distribution, des sites de stockage ou encore des terminaux méthaniers, doivent être démantelées ou a minima mises en sécurité. Ces obligations peuvent résulter de réglementations environnementales en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe. L'enjeu le plus important pour le Groupe concerne les infrastructures gazières en France.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables ou dites vertes, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les différents scénarios qui permettent d'atteindre cette neutralité carbone, notamment le Scénario National Bas Carbone en France ou «l'étude prospective Futurs énergétiques» de RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, conduisent tous à une baisse significative des quantités de gaz consommées. Le Groupe analyse de près cette perspective, notamment dans le cadre de la définition de sa stratégie ainsi que pour l'appréciation de la durée d'utilisation des infrastructures gazières et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement.

En conformité avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le scénario de long terme retenu par le Groupe, et qui préside à la mise en œuvre de sa stratégie, est un scénario qui combine électrification raisonnable, soit un peu moins de 50% de la demande finale en 2050, ainsi que développement ambitieux d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH₄ synthétisé, ainsi que gaz naturel avec *Carbon-Capture and Storage*, hydrogène pur). Du fait de l'importance de ces gaz verts dans le mix énergétique français envisagé à horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières resteront très largement nécessaires et seront indispensables pour fournir de la flexibilité au système énergétique. L'adaptation et la reconversion de ces infrastructures aux gaz verts permet d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des provisions pour leur démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage non régulés. Les provisions constituées pour le démantèlement des terminaux méthaniers et des sites de stockage à l'arrêt s'élèvent à 402 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 367 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Compte tenu de son horizon et des nombreux paramètres qui le sous-tendent (notamment évolutions des connaissances sur la compatibilité à l'hydrogène des infrastructures gazières, évolutions des politiques publiques françaises et européenne), le Groupe continuera à procéder à une appréciation régulière du scénario de long terme qui permettra d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Cette appréciation s'accompagne d'une revue de l'évaluation des provisions pour démantèlement.

20.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et de son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe.

Au 31 décembre 2021, la provision en part groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 251 millions d'euros.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017, et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Plusieurs lois et politiques qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois ont été reformées récemment. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 2,04%.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

20.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 21 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Principes comptables

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

21.1 Description des principaux régimes de retraite

21.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale et du budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2021, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,9 milliards d'euros.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 23 ans.

21.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 20% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2021. La durée moyenne de ces régimes est de 11 années.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1^{er} juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1^{er} mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1^{er} janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1^{er} janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2021, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2021 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 38 millions d'euros contre 37 millions d'euros en 2020.

21.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le Groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2021 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2020 et s'élève à 74 millions d'euros.

21.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

21.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

21.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- Avantages postérieurs à l'emploi :
 - l'avantage en nature énergie ;
 - les indemnités de fin de carrière ;
 - les congés exceptionnels de fin de carrière ;
 - les indemnités de capital décès ;

- Avantages à long terme :
 - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
 - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
 - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

21.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 3,8 milliards d'euros au 31 décembre 2021. La durée de l'engagement est de 24 ans.

21.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

21.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

21.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'«allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

21.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature,...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

21.3 Plans à prestations définies

21.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
Au 31 décembre 2020	(8 941)	36	188
Différence de change	(34)	2	(1)
Variations de périmètre et autres	372	(63)	37
Pertes et gains actuariels	1 719	84	-
Charge de l'exercice	(541)	(5)	1
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	426	19	3
Au 31 décembre 2021	(6 999)	72	229

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de la situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice s'élève à 547 millions d'euros en 2021 (441 millions d'euros en 2020). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 21.3.3 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone euro représente 98 % des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2021 (contre 98% au 31 décembre 2020).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 4 232 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 6 037 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent un gain actuariel de 1 803 millions d'euros en 2021 (contre une perte actuarielle de 1 519 millions d'euros en 2020).

Les variations de périmètre se rapportent, principalement, au classement des activités d'Equans en « activités destinées à être cédées ».

21.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

En millions d'euros	31 déc. 2021				31 déc. 2020				
	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE									
Dettes actuarielles début de période	(9 186)	(5 167)	(565)	(14 919)	(8 570)	(4 470)	(531)	(13 572)	
Coût des services rendus de la période	(353)	(88)	(80)	(521)	(303)	(79)	(50)	(432)	
Charge d'intérêts sur la dette	(85)	(39)	(3)	(126)	(115)	(57)	(5)	(177)	
Cotisations versées	(13)	-	-	(13)	(16)	-	-	(16)	
Modification de régime	(2)	-	-	(2)	(19)	4	(1)	(16)	
Variations de périmètre	1 108	4	58	1 170	-	-	-	-	
Réductions / cessations de régimes	13	1	-	13	125	1	1	127	
Événements exceptionnels	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pertes et gains actuariels financiers	869	533	32	1 434	(789)	(678)	(31)	(1 498)	
Pertes et gains actuariels	(230)	2	11	(217)	(56)	8	(6)	(55)	
Prestations payées	389	107	47	543	405	104	57	566	
Autres (dont écarts de conversion)	(78)	-	(1)	(78)	152	-	2	154	
Dettes actuarielles fin de période	A	(7 566)	(4 649)	(499)	(12 715)	(9 186)	(5 167)	(565)	(14 919)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	6 034	-	-	6 034	6 169	-	-	6 169	
Produit d'intérêts des actifs de couverture	58	-	-	58	86	-	-	86	
Pertes et gains actuariels financiers	629	-	-	629	(4)	-	-	(4)	
Cotisations perçues	198	-	-	198	206	-	-	206	
Variations de périmètre	(862)	-	-	(862)	-	-	-	-	
Cessations de régimes	(11)	-	-	(11)	9	-	-	9	
Prestations payées	(283)	-	-	(283)	(308)	-	-	(308)	
Autres (dont écarts de conversion)	81	-	-	81	(124)	-	-	(124)	
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B	5 843	-	5 843	6 034	-	-	6 034	
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B	(1 723)	(4 649)	(499)	(6 872)	(3 153)	(5 167)	(565)	(8 885)
Plafonnement d'actifs	(55)	-	-	(55)	(21)	-	-	(21)	
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES									
TOTAL PASSIF		(1 850)	(4 649)	(499)	(6 999)	(3 210)	(5 137)	(595)	(8 941)
TOTAL ACTIF		72	-	-	72	36	-	-	36

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratifiés et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

21.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2021 et 2020 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Coûts des services rendus de la période	521	432
Pertes et gains actuariels ⁽¹⁾	(43)	37
Modifications de régimes	-	-
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	-	(120)
Événements exceptionnels	-	-
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	479	350
Charge d'intérêts nette	68	91
Total comptabilisé en résultat financier	68	91
TOTAL	547	441

(1) Sur avantages à long terme.

21.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis *via* une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 891)	4 671	(50)	(1 271)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 116)	1 172	(5)	51
Plans non financés	(5 708)	-	-	(5 708)
AU 31 DÉCEMBRE 2021	(12 715)	5 843	(55)	(6 927)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 671)	5 192	(21)	(2 500)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(606)	842	-	236
Plans non financés	(6 641)	-	-	(6 641)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	(14 918)	6 034	(21)	(8 905)

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Actions	29	26
Obligations souveraines	21	23
Obligations privées	27	29
Actifs monétaires	3	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	18	16
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2021.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 13,4% en 2021.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2021 s'est élevé à environ 10.4% en assurance de groupe et à environ 6,8% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	55	29	3	8	4	100
Obligations souveraines	76	1	17	2	4	100
Obligations privées	70	19	2	4	4	100
Actifs monétaires	89	-	3	9	-	100
Actifs immobiliers	94	1	4	1	-	100
Autres actifs	68	7	3	22	-	100

21.3.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Taux d'actualisation	Zone euro	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%
	Zone UK	1,6%	1,6%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,6%	3,2%	-	-	-	-	-	-

21.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu 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 ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 27%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 18%.

21.3.5.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 1%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	1	(1)

21.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2022 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2022, des cotisations de l'ordre de 199 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 121 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

21.4 Plans à cotisations définies

En 2021, le Groupe a comptabilisé une charge de 122 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (contre 248 millions d'euros en 2020). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 22 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En millions d'euros	Charge de la période	
	31 déc. 2021	31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Offres réservées aux salariés ⁽²⁾	(1)	(1)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance ^{(3) (4)}	(47)	(41)
Plans d'autres sociétés du Groupe	-	(4)
TOTAL	(48)	(47)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

(3) Dont une reprise pour non atteinte des conditions de performance d'un montant de 0,3 million d'euros en 2021 (6 millions d'euros en 2020).

(4) Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 4 millions d'euros en 2021 (5 millions d'euros en 2020).

22.1 Actions de performance

22.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2021

Plan d'actions de performance ENGIE du 16 décembre 2021

Le Conseil d'Administration du 16 décembre 2021 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2026, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une quadruple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre décembre 2021 et février 2025, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre le deuxième semestre 2021 et le premier semestre 2024, comptant pour 25% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur le niveau du *Return On Capital Employed* (ROCE) de l'exercice 2024, comptant pour 30% des actions à acquérir ;
- une condition portant sur des critères extra-financiers en matière d'émission de gaz à effet de serre de la production d'énergie, d'augmentation de la part des capacités renouvelables et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management, évalués pour la période entre décembre 2021 et décembre 2024, comptant pour 20% des actions à acquérir.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (15 450 actions attribuées).

22.1.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2021.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2026	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	8,79
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2025	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	9,15
16 décembre 2021	14 mars 2025	14 mars 2025	13,0	0,83	3,7%	0,41	non	10,36
16 décembre 2021	14 mars 2026	14 mars 2026	13,0	0,83	3,7%	0,22	oui	8,31
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 16 décembre 2021								9,28

22.1.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

En 2020, le Groupe a décidé de corriger au bénéfice des salariés l'effet de la crise du COVID-19 sur les taux de réussite des conditions de performance non marché pour les plans d'actions de performance de décembre 2017 et de décembre 2018, actions en cours d'acquisition, comprenant l'exercice 2020 comme référence. Ces taux de réussite ajustés ont conduit le Groupe à comptabiliser un produit de 6 millions d'euros.

NOTE 23 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 24 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

23.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

23.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2021 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2020. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (1 administratrice représentant l'Etat nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'Etat).

L'État détient 33,20% des droits de vote théoriques (ou 33,36% des droits de vote exerçables) contre 33,19% à fin décembre 2020.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE («Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises») a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente («TRV») de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Energie-Climat («LEC») promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1^{er} juillet 2023.

23.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1^{er} juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 1^{er} janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

23.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 21 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

NOTE 24 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 11 membres au 31 décembre 2021 (10 membres au 31 décembre 2020).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Avantages à court terme	22	29
Avantages postérieurs à l'emploi	1	-
Paielements fondés sur des actions	3	2
Indemnités de fin de contrat	7	7
TOTAL	33	38

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L137-11 en place (dénommés « article 39 ») et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé « article 82 ».

NOTE 25 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

Principes comptables

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la 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.

Les stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (*cf. Note 16 «Immobilisations corporelles»*).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Droits d'émission de gaz à effet de serre, certificats d'économie d'énergie, certificats verts

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives spécifiquement à la comptabilisation notamment des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'économie d'énergie et des certificats verts, le groupe a décidé de comptabiliser les certificats en stock à leur valeur d'acquisition ou à leur coût de production. A la clôture de l'exercice, un passif sera reconnu, le cas échéant, en cas d'insuffisance de certificats par rapport à l'obligation de restitution. Lorsqu'il n'est pas couvert par des certificats en stock, ce passif est évalué au prix de marché ou, lorsque c'est applicable, au prix des contrats à terme conclus.

Tax equity

Le Groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de «tax equity», dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un «tax partner». Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en « autres passifs ».

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

25.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2021	Variation du BFR au 31 déc. 2020 ⁽¹⁾
Stocks	(2 349)	(476)
Créances commerciales et autres débiteurs	(11 043)	(55)
Fournisseurs et autres créanciers	10 676	(545)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	364	(58)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	(706)	(109)
Autres	680	340
TOTAL	(2 377)	(902)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en « Activités non poursuivies » des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (cf. Note 2 « Retraitement de l'information comparative »).

25.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Stocks de gaz naturel, nets	3 079	1 146
Stocks d'uranium ⁽¹⁾	408	530
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 526	1 070
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 161	1 395
TOTAL	6 175	4 140

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de -9 millions d'euros au 31 décembre 2021.

25.3 Autres actifs et autres passifs

En millions d'euros	31 déc. 2021				31 déc. 2020			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	478	13 202	(2 341)	(16 752)	396	8 990	(2 004)	(12 545)
Créances/dettes fiscales	-	10 628	-	(11 316)	-	6 274	-	(6 960)
Créances/dettes sociales	300	18	(2)	(2 033)	222	51	(6)	(2 667)
Dividendes à payer/à recevoir	-	15	-	(9)	-	17	-	(76)
Autres	178	2 541	(2 339)	(3 395)	174	2 649	(1 998)	(2 841)

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 96 millions d'euros au 31 décembre 2021 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (94 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les autres passifs comprennent 1 229 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partner* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (1 123 millions d'euros au 31 décembre 2020).

NOTE 26 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 principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

26.1 Renouvelables

26.1.1 Mexique – Renouvelables

Ces derniers mois, le gouvernement et les autorités publiques mexicaines ont adopté des positions et des mesures législatives et réglementaires qui affectent directement les acteurs privés de l'énergie (en particulier, les producteurs d'énergie renouvelable) et vont à l'encontre de la lettre et de l'esprit des dernières réformes du secteur énergétique mises en place en 2013 et 2014. La constitutionnalité et la légalité de certaines de ces mesures ont été attaquées dans le cadre de poursuites judiciaires lancées par des organismes non gouvernementaux et des investisseurs privés, notamment par les filiales d'ENGIE développant ou exploitant des projets renouvelables dans le pays. Ces procédures sont en cours. Un projet de révision de la Constitution remettant substantiellement en cause le cadre réglementaire applicable au secteur électrique a, par ailleurs, été déposé par le Président mexicain. Celui-ci sera discuté au sein des assemblées parlementaires dans les prochaines semaines.

26.2 Infrastructures

26.2.1 Enquête sur le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France

Le 29 février 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête approfondie en matière d'aide d'état sur le dispositif de régulation du stockage mis en place au 1^{er} janvier 2018 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France. Storengy et Géométhane ont transmis tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir leurs analyses. La Commission européenne a clôturé son enquête et a publié un communiqué de presse le 28 juin 2021 annonçant sa décision de compatibilité du dispositif de régulation du stockage avec les règles européennes relatives aux aides d'état. Cette décision sera publiée ultérieurement.

26.3 *Energy Solutions*

26.3.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; le juge d'instruction a demandé le renvoi devant la justice de fond de Cofely España et huit (anciens) collaborateurs. Cofely España a fait appel de cette décision.

26.3.2 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A. par l'Autorité de la Concurrence italienne (Autorité) pour certaines prétendues

pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le 18 juillet 2019, le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. Le 27 juillet 2020, le TAR Lazio a annulé la décision de l'Autorité tant pour ENGIE Servizi SpA que pour ENGIE Energy Services International SA. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'Etat italien de la décision du TAR Lazio. La procédure devant le Conseil d'Etat italien est en cours.

26.3.3 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. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

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 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 perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. 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.

Le règlement de la sentence relative à la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe n'aura plus d'incidences financières pour ENGIE compte tenu de la cession de ses parts dans SUEZ.

26.4 Fourniture d'énergie

26.4.1 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 d'euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 d'euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant 1 an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles. Le 1^{er} juillet 2021, la Cour d'appel de Versailles a rendu sa décision. Elle réduit la condamnation d'ENGIE à 190 000 euros et, considérant qu'ENGIE a démontré avoir pris des mesures susceptibles d'être efficaces et que les difficultés rencontrées tiennent pour l'essentiel au comportement des prestataires/partenaires et démarcheurs, elle annule la nouvelle astreinte provisoire et rejette la demande d'EDF de prononcer une astreinte définitive. EDF a introduit un pourvoi en cassation contre cette décision le 29 juillet 2021.

26.4.2 Commissionnement

S'agissant des 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, a rappelé le 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.

26.5 Thermique

26.5.1 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre de dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure de première instance a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra en 2022.

26.5.2 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia S.A. (ENGIE Brasil Energia) des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 528 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées. Une dernière contestation en phase administrative (avant recours éventuels devant les cours et tribunaux) a été introduite par ENGIE Brasil Energia en janvier 2020.

26.5.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de dépréciation des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise rejette la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliards d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018 qui a été rejeté en février 2019. Au cours du second semestre 2021, ENGIE et l'administration fiscale se sont mis d'accord sur un montant de 44 millions d'euros mettant fin à ce litige.

26.6 Nucléaire

26.6.1 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. Greenpeace a introduit un pourvoi en cassation. Ce pourvoi a été rejeté par un arrêt de la Cour de cassation du 9 janvier 2020 de sorte que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 12 juin 2018 est devenu définitif. 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, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (Loi de Prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la Loi de Prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée des évaluations préalables requises et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022. Le recours devant le Conseil d'État est, par ailleurs, toujours pendant.

Par ailleurs, des collectivités territoriales et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil était également en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles. Le 3 septembre 2020, celui-ci a jugé cette action recevable mais non fondée.

26.7 Autres

26.7.1 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). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour Administrative d'Appel de Versailles, qui a invalidé le jugement du Tribunal dans un arrêt du 22 décembre 2021. Tout en reconnaissant la nature fiscale de la créance cédée, la Cour ne valide pas l'exonération du prix de cession faute de texte ou de principe en ce sens, et, faute pour la cession d'avoir été autorisée par l'État.

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, le 23 juin 2020, la Cour Administrative d'Appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire.

L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'Etat par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionnalité, le Conseil d'Etat a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de Justice de l'Union européenne pour savoir si la Directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union Européenne.

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'Etat 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.

26.7.2 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. A l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission. Le 12 mai 2021, le Tribunal a rejeté les recours de l'État luxembourgeois et d'ENGIE confirmant ainsi la position de la Commission européenne relative à l'existence d'une aide d'État accordée aux filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 22 juillet 2021, ENGIE a saisi la Cour de Justice de l'Union Européenne pour faire annuler la décision du Tribunal. La procédure est en cours.

26.7.3 Pologne – Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG (EEMHS) pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la Concurrence polonaise (UOKiK) dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure en appel est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (environ 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKiK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. La procédure en appel est pendante.

26.7.4 Cession de 29,9% du capital de Suez à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de Suez le 6 octobre 2020, ENGIE a été appelée dans diverses procédures tant en référé qu'au fond et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et Suez. Ces procédures ont été engagées par Suez, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. Toutes ces procédures ont été clôturées suite à l'accord intervenu entre Veolia et Suez le 14 mai 2021. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

26.7.5 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, s'est pourvu en cassation. L'audience est intervenue en juin 2021 et une décision est attendue au cours du 1^{er} semestre 2022.

26.7.6 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification et ont sollicité l'ouverture d'une procédure amiable qui a été acceptée par la France et la Belgique en mai 2018. La procédure est en cours entre les deux Etats sans progrès majeur en 2021.

26.7.7 Italie – Litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia SpA (ENGIE Italia) auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en toute hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès le tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE Italia a interjeté appel du jugement en novembre 2018 et la Cour d'appel lui a donné raison en novembre 2019 au motif que les justificatifs exigés par l'Administration fiscale n'étaient pas légaux et que cette dernière devait prendre en compte la situation factuelle du contribuable pour déterminer l'assujettissement aux accises. En 2020, l'administration fiscale a renvoyé l'affaire devant la Cour de cassation. En août 2021, un accord avec l'administration fiscale italienne a été formalisé conduisant au paiement d'un montant de 3.2 millions d'euros relatif aux accises. Des discussions restent en cours pour finaliser les enjeux TVA et de taxe régionale sur accises.

NOTE 27 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Cession de la participation résiduelle du Groupe dans la société SUEZ

Le 18 janvier 2022, le Groupe a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par le Groupe VEOLIA. Cette opération n'aura pas d'impact sur le résultat 2022 du Groupe du fait de la valorisation de cette participation à sa juste valeur au 31 décembre 2021. Cette opération viendra réduire à hauteur de 227 millions d'euros la dette nette du Groupe en 2022.

NOTE 28 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

En millions d'euros	Deloitte			EY			Total
	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	6,8	8,5	15,4	6,7	11,7	18,4	33,8
ENGIE SA	2,8	-	2,8	3,5	-	3,5	6,3
Entités contrôlées	4,1	8,5	12,6	3,2	11,7	14,9	27,5
Services autres que la certification des comptes	0,6	8,2	8,7	1,0	0,7	1,7	10,4
ENGIE SA	0,5	7,5	8,0	0,8	0,0	0,8	8,8
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	0,3	-	0,3	0,3	-	0,3	0,6
<i>Dont autres missions</i>	0,2	-	0,2	0,4	-	0,4	0,6
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Dont services de due diligence</i>	-	7,5	7,5	0,1	-	0,1	7,6
<i>Dont missions fiscales</i>	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0
Entités contrôlées	0,1	0,7	0,7	0,2	0,7	0,8	1,6
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	-	0,3	0,3	0,1	0,2	0,3	0,6
<i>Dont autres missions</i>	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,3	0,4
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	-	0,1	0,1	-	-	-	0,1
<i>Dont services de due diligence</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Dont missions fiscales</i>	-	0,3	0,3	-	0,2	0,2	0,5
Total	7,4	16,7	24,1	7,7	12,4	20,1	44,2

NOTE 29 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES

Certaines entités des secteurs reportables Reste de l'Europe et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.



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

