



Société anonyme
au capital de 1 943 290 542 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2022

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 27 juillet 2022 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022 qui y sont inclus.

Ce rapport contient des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent Rapport financier semestriel et les déclarations ou informations figurant dans le présent Rapport financier semestriel pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Rapport financier semestriel, notamment dans la section 6 « Perspectives Financières » du Rapport semestriel d'activité, sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du Document d'enregistrement universel du groupe EDF pour l'année 2021.

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris la Direction du Groupe. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent Rapport financier semestriel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles.

SOMMAIRE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

- 1. DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2022**
- 2. RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2022**
- 3. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2022**
- 4. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2022 (PÉRIODE DU 1^{ER} JANVIER AU 30 JUIN 2022)**



DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2022

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

À Paris, le 27 juillet 2022

M. Jean-Bernard Lévy

Président-Directeur Général d'EDF

RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2022

SOMMAIRE DÉTAILLÉ

NOTE 1 FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS	6
NOTE 2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE	10
2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	10
2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel	13
2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	14
2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie	14
NOTE 3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS	15
3.1 Environnement réglementaire	15
3.2 Evolutions de la composition du Conseil d'administration d'EDF	15
NOTE 4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2022 ET 2021	16
4.1 Chiffre d'affaires	16
4.2 EBE	19
4.3 Résultat d'exploitation	22
4.4 Résultat financier	23
4.5 Impôts sur les résultats	23
4.6 Résultat net courant	23
4.7 Résultat net part du Groupe	23
NOTE 5 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS	24
5.1 Endettement financier net	25
5.2 Cash-flow généré par les opérations	26
5.3 Cash-flow Groupe	26
5.4 Effet de la variation de change	27
5.5 Autres variations non monétaires	27
5.6 Ratios financiers	27
NOTE 6 PERSPECTIVES FINANCIÈRES	27
NOTE 7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	28
7.1 Gestion et contrôle des risques financiers	28
7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies	33
NOTE 8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	34
NOTE 9 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2022	34
NOTE 10 FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS	34
NOTE 11 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE	35

Note 1 FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS

Annnonce par l'État de son intention de détenir 100 % du capital d'EDF
Forte volatilité des prix de marché exacerbée par la guerre en Ukraine
Recul important de l'EBE pénalisé par la baisse de la production en France et par les mesures réglementaires exceptionnelles
Niveau d'investissement soutenu en faveur de la transition énergétique
Inclusion du nucléaire dans la Taxonomie européenne

• Intention de l'État de lancer une offre publique d'achat simplifiée sur le capital d'EDF⁽¹⁾

- ◊ Objectif : racheter les 15,9%⁽²⁾ du capital d'EDF ainsi que les 60% d'obligations OCEANE que l'Etat ne détient pas. Prix proposé : 12,0 euros par action EDF (coupon attaché) et 15,64 euros par OCEANE
- ◊ Retrait de la cote obligatoire⁽³⁾ si les conditions de mise en œuvre sont satisfaites
- ◊ Montant total de l'offre d'environ 9,7 milliards d'euros
- ◊ Constitution par le Conseil d'administration (CA) d'EDF d'un comité ad hoc en charge d'émettre une recommandation au CA sur l'intérêt de l'offre pour la Société, les actionnaires et les porteurs d'OCEANE⁽⁴⁾
- ◊ Nomination d'un expert indépendant par le CA sur proposition du comité ad hoc
- ◊ Dépôt de l'offre auprès de l'AMF sous réserve de la promulgation d'une loi de finances rectificative pour 2022

• Phénomène de corrosion sous contrainte (CSC)⁽⁵⁾

- ◊ L'ASN a jugé appropriée la stratégie globale soumise par EDF
- ◊ L'ensemble des réacteurs seront contrôlés d'ici 2025 dans le cadre des arrêts déjà programmés, en priorisant les réacteurs les plus sensibles (4 réacteurs N4 et 12 réacteurs 1 300 MW). Les 32 réacteurs 900 MW et 8 réacteurs 1 300 MW ont des lignes de tuyauterie peu ou très peu sensibles
- ◊ Poursuite du développement de nouveaux procédés permettant la réalisation de contrôles non destructifs plus performants

• Guerre en Ukraine

- ◊ Augmentation des prix et de la volatilité : tensions extrêmes sur le marché de l'électricité dans un contexte de baisse de la production nucléaire en 2022 qui nécessite des achats importants sur le marché
- ◊ Tensions sur les chaînes d'approvisionnement et inflation des prix de composants et des matières premières qui engendrent des retards sur certaines activités et grands projets
- ◊ Impact limité sur les approvisionnements : un unique contrat gaz d'Edison avec une filiale européenne d'une entreprise russe (représentant 4 % des approvisionnements du Groupe et se terminant fin 2022) et faible dépendance aux importations d'uranium en provenance de Russie, compte-tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long-terme (20 ans)
- ◊ Sanctions internationales : pas d'exposition avec des entreprises, banques et personnes russes impactées par les sanctions internationales à ce jour. Fermeture du bureau de Moscou
- ◊ Impacts sur les marchés financiers : baisse de la valeur de la poche actifs cotés des Actifs Dédiés (inflation, risque de récession et hausse des taux d'intérêt) et baisse de la valeur actualisée des provisions nucléaires (hausse du taux d'actualisation réel⁽⁶⁾). Au global, le taux de couverture⁽⁷⁾ s'établit à 105,3 % à fin juin 2022 (contre 109,3 % à fin 2021)

• Succès environnementaux et sociétaux

- ◊ Adoption en assemblée générale à 99,87% du plan de transition climatique visant à contribuer à atteindre la neutralité carbone en 2050
- ◊ 84 % des lignes de crédits indexées sur des indicateurs ESG, soit un total de 10 Mds€⁽⁸⁾
- ◊ EDF, 1er grand groupe français à publier son impact score⁽⁹⁾ : 68/100 au-dessus de la moyenne des entreprises⁽¹⁰⁾
- ◊ Attractivité de EDF SA confirmée par les classements d'enquêtes⁽¹¹⁾

(1) Voir les communiqués de presse de l'Etat et d'EDF du 19 juillet 2022.

(2) Avant prise en compte de l'augmentation de capital réservée aux salariés.

(3) Selon les dispositions prévues à l'article L433-4 du Code monétaire et financier.

(4) OCEANE : obligation à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes.

(5) Voir note d'information du 27 juillet 2022 : https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-07/EDF_Mise%20a%20jour%20Note%20Info%20CSC_27juillet%202022.pdf

(6) La hausse des taux d'actualisation induit également une baisse de la valeur actualisée des passifs sociaux en France de 8,9 milliards d'euros entre le 31/12/2021 et le 30/06/2022.

(7) Périmètre EDF SA.

(8) Sur un total de 12 Mds€ au 30 juin 2022.

(9) Selon la méthodologie du Mouvement Impact France, qui permet d'évaluer et de cartographier à 360° l'impact des entreprises en vue d'améliorer leur démarche ESG.

(10) Moyenne des entreprises ayant publié au 1er trimestre 2022 leur impact score de 55/100.

(11) EDF : entreprise préférée des étudiants et jeunes diplômés dans le secteur de l'énergie (source Epoka); 4^{ème} du classement des employeurs les plus attractifs auprès des ingénieurs expérimentés (source Universum ; Certifié « Happy Trainees » : 1^{er} énergéticien de sa catégorie et 2^{ème} au classement global .

• Inclusion du nucléaire dans la Taxonomie européenne ⁽¹⁾

- ◇ Décisions définitives du Conseil et du Parlement européens pour l'inclusion notamment du nucléaire dans la Taxonomie. La reconnaissance du rôle du nucléaire rejoint l'avis du GIEC, de l'AIE et de nombreux pays
- ◇ Nouveau *Green Financing Framework*⁽²⁾ intégrant les projets nucléaires en cohérence avec la Taxonomie européenne.

• Renforcement de la structure financière et de la liquidité

- ◇ Succès de l'augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires pour un montant de plus de 3,15 milliards d'euros.
- ◇ Conclusion de financements bancaires de maturité de 3 ans pour un montant total d'environ 12 milliards d'euros.

• Annonces du Président de la République le 10 février 2022 à Belfort

- ◇ Soutien à la filière nucléaire française
 - Lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 et études pour 8 EPR2 additionnels
 - Poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs, sauf motif de sûreté
 - Développement des SMR, notamment 500 millions d'euros pour NUWARD™
- ◇ Accélération du développement des énergies renouvelables
- ◇ Confirmation du rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition climatique de la France, dans un contexte de réduction des consommations d'énergie

• Nucléaire

- ◇ Lancement de la deuxième phase du programme "Grand Carénage" couvrant la période 2022-2028 pour un coût estimé à environ 33 milliards d'euros⁽³⁾
- ◇ Décret relatif à l'allocation supplémentaire de 20 TWh de volumes ARENH pour 2022 publié le 12 mars 2022⁽⁴⁾
- ◇ Flamanville 3 : révision de la cible de chargement du combustible de fin 2022 au 2nd trimestre 2023 et des coûts de construction de 12,4 à 12,7 Md€⁽⁵⁾
- ◇ Signature d'un accord d'exclusivité avec GE en vue de l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power⁽⁶⁾, hors continent américain
- ◇ Hinkley Point C : Revue du calendrier et des coûts, démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 prévu en juin 2027, coûts à terminaison du projet estimés entre 25 et 26 Mds£₂₀₁₅⁽⁷⁾. Couvercle de la cuve du réacteur de l'unité 1 construit.
- ◇ Sizewell C : obtention de l'autorisation d'aménagement (DCO⁽⁸⁾) par le gouvernement britannique
- ◇ SMR NUWARD™ : design soumis à une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque et finlandaise à des fins d'harmonisation internationale des standards de sûreté

• Renouvelables

- ◇ Progression du portefeuille de projets éoliens et solaires Groupe : 82 GW bruts (+ 9 % vs fin 2021) avec des succès en Inde et aux Etats-Unis :
 - 3 projets solaires + stockage remportés à New York (1 GW)
 - Droits de développement éolien en mer remportés dans la baie de New York (1,5 GW)
 - PPA signé sur un projet solaire au Rajasthan (450 MW)
- ◇ Saint Nazaire (480 MW) : premiers MWh produits⁽⁹⁾ et 56 éoliennes offshore installées sur 80
- ◇ Mise en service de 4 centrales solaires en Israël (54 MW) dont 2 flottantes

• Clients et services

- ◇ 1,27 contrats / client⁽¹⁰⁾ services, gaz et électricité à fin juin 2022 vs 1,24 à fin juin 2021 (cible 2030 > 1,5).
- ◇ Gain de près de 520 000 contrats gaz et services sur 12 mois glissants⁽¹¹⁾ en France
- ◇ Stabilité du portefeuille de contrats électricité au premier semestre 2022 en France
- ◇ Près de 1,7 million de clients électricité résidentiels en offres de marché en France soit + 18 % vs fin 2021
- ◇ Nombreux succès sur le segment professionnel : électricité (Toyota, Ministère des Armées, Paprec...) et gaz (Tereos, Constellium,...)
- ◇ Dalkia : signature d'accords avec Arkema pour un projet de valorisation de CSR⁽¹²⁾ permettant d'éviter l'émission de 10 000 t de CO₂ par an

(1) Entrée en vigueur de l'acte délégué le 1er janvier 2023.

(2) En ligne avec les Green Bond Principles publiés par l'ICMA (International Capital Markets Association), avec les Green Bond Standards de l'Union européenne proposés par le Groupe d'Experts Techniques sur la Finance Durable (TEG). Attestation de tiers indépendant effectuée par Cicero.

(3) En euros courants. Une partie recouvre la fin de la première période 2014-2025.

(4) Voir le communiqué de presse du 14 mars 2022.

(5) Voir le communiqué de presse du 12 janvier 2022. Coûts en euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(6) Voir communiqué de presse du 10 février 2022.

(7) Versus un démarrage en juin 2026 et une estimation des coûts entre 22 et 23 Mds£₂₀₁₅ annoncé le 27 janvier 2021. Voir le communiqué de presse du 19 mai 2022.

(8) Development Consent Order

(9) Voir le communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 10 juin 2022.

(10) Estimation EDF sur les 4 pays prioritaires en Europe, dits « G4 » (France, Italie, Royaume-Uni, Belgique) pour les clients résidentiels.

(11) De juin 2021 à juin 2022.

(12) CSR : combustible solide de récupération non recyclable localement.

- **Innovations au service de la neutralité carbone**

- ◇ Lancement d'un nouveau plan industriel dédié à l'hydrogène 100 % bas carbone. Décision favorable de l'Union européenne au titre de l'IPCEI⁽¹⁾ pour le projet de gigafactory à Belfort de McPhy (1 GW/an) pour des aides de l'Etat français
- ◇ EDF Pulse : participation à la levée de fonds de la start-up anglaise Carbon8 (séquestration et valorisation du carbone à partir de résidus industriels)
- ◇ Mobilité
 - Partenariat entre IZIVIA et Q-Park pour installer 4 000 bornes de recharges publiques en France dans les 3 ans à venir
 - Signature d'un partenariat par Luminus pour la fourniture de solutions de recharge pour les clients professionnels et résidentiels d'Arval (3 ans renouvelable) en Belgique
 - Lancement d'une offre combinant les panneaux solaires et une prestation de bornes de recharge pour les clients professionnels en France
 - Solution innovante de Soweet et Mobilize⁽²⁾ pour les clients de véhicules électriques Renault : baisse des coûts grâce à la recharge intelligente à domicile
 - IZI by EDF retenu par Nissan pour la fourniture et l'installation de solutions de recharge de véhicules électriques pour ses clients résidentiels
 - Plus de 240 000 points de charge installés et gérés à fin juin 2022 au niveau du Groupe, soit + 26 % vs fin 2021

- **Framatome**

- ◇ Bonne performance opérationnelle et solide carnet de commandes

- **Enedis**

- ◇ A fin juin 2022, tous les contrats de concession des métropoles et des communautés urbaines ont été renouvelés pour une durée moyenne de 30 ans
- ◇ Signature d'un contrat de prêt de 800 millions d'euros auprès de la BEI au service de la transition énergétique
- ◇ Croissance de l'activité raccordement en particulier avec les producteurs d'énergie renouvelable

(1) Important Project of Common European Interest.
(2) Application de Renault.

Chiffres clés du Groupe du premier semestre 2022

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2022	1 ^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	66 262	39 621	26 641	67,2	66,4
EBE	2 672	10 601	(7 929)	- 74,8	- 75,0
Résultat d'exploitation	(4 496)	4 272	(8 768)	n.a	n.a
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	(7 443)	5 133	(12 576)	n.a	n.a
Résultat net part du Groupe	(5 293)	4 172	(9 465)	n.a	n.a
Résultat net courant ⁽¹⁾	(1 312)	3 740	(5 052)	n.a	n.a
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	(1 644)	3 452	(5 096)	n.a	n.a
Cash-flow Groupe ⁽²⁾	(3 981)	(240)	(3 741)	n.a	n.a
Endettement financier net ⁽³⁾	42 771	41 007	1 764	4,3	n.a

n.a : non applicable

- (1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir la section 4.6 « Résultat net courant »).
- (2) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire et les investissements relatifs aux projets Hinkley Point C et Linky (voir la section 5).
- (3) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe (voir la section 5.1).

Note 2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Durant le premier semestre 2022, les prix spot moyens de l'électricité ont été significativement supérieurs à ceux du premier semestre 2021 partout en Europe.

Prix spot de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2022 en base (€/MWh)	229,0	209,8	249,1	200,9
Variation 2022/2021 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	+ 291,6 %	+ 165,6 %	+ 272,0 %	+ 254,7 %
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2022 en pointe (€/MWh)	252,7	232,6	267,5	219,8
Variation 2022/2021 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	+ 276,6 %	+ 153,0 %	+ 263,5 %	+ 244,2 %

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France est à relier avec celle des pays frontaliers.

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 229,0 €/MWh en base et à 252,7 €/MWh en pointe au premier semestre 2022, en hausse de respectivement 170,5 €/MWh et 185,6 €/MWh par rapport au premier semestre 2021.

Cette forte augmentation s'explique par la conjonction de deux facteurs :

- une forte augmentation des prix des commodités, notamment du gaz, qui a entraîné une hausse importante du coût de production de l'électricité à partir des moyens thermiques à flamme,
- une production en baisse de 30,5 TWh par rapport au premier semestre 2021 portée par une diminution de la production nucléaire (- 27,5 TWh) et hydraulique (- 8,4 TWh) qui se sont établies respectivement à 154,1 TWh et 25,5 TWh au premier semestre 2022. Leur baisse a été partiellement compensée par une augmentation de la production thermique à flamme de + 4,2 TWh dont + 3,8 TWh (+ 22,1 % vs. 2021) pour le gaz et + 0,3 TWh (+ 16,3 % vs. 2021) pour le charbon et par une légère hausse de la production photovoltaïque presque entièrement compensée par la baisse de la production éolienne.

Malgré une baisse de la demande qui s'est établie à 239,8 TWh, la France a été importatrice nette de 2,6 TWh alors qu'elle est traditionnellement exportatrice nette (à hauteur de 22,4 TWh au premier semestre 2021). Au premier semestre 2022, la France a été importatrice nette depuis la zone CWE, la Grande-Bretagne et l'Espagne (respectivement de 13,2 TWh, 3,1 TWh et 1,4 TWh) mais est restée exportatrice nette vers l'Italie et la Suisse (respectivement de 8,7 TWh et 6,3 TWh).

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont augmenté de 130,8 €/MWh par rapport au premier semestre 2021. Ils s'établissent en moyenne à 209,8 €/MWh au premier semestre 2022. Cette hausse est la conséquence directe des tensions sur les commodités du fait de la guerre en Ukraine. La baisse de la demande au deuxième trimestre et une production solaire et éolienne en hausse, conjuguées à des imports massifs de GNL ont permis de contenir la hausse des prix au deuxième trimestre.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 182,1 €/MWh par rapport au premier semestre 2021 pour s'établir en moyenne à 249,1 €/MWh. Cette hausse reflète la part importante du gaz dans le mix électrique italien. Les prix ont évolué dans le sillage des prix du gaz et du CO₂, en forte hausse depuis le début de l'année 2022 en lien avec la guerre en Ukraine dans un contexte de hausse de la demande (+ 11,9 TWh par rapport au premier semestre 2021).

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 144,3 €/MWh rapport au premier semestre 2021, s'établissant en moyenne à 200,9 €/MWh au premier semestre 2022. Cette hausse est portée par la forte augmentation des prix du gaz et du CO₂ ainsi que de la demande (+ 2,5 TWh) principalement au deuxième trimestre 2022.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;

Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;

Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;

Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

Prix à terme de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2023 à terme en base sur le premier semestre 2022 (€/MWh)	225,0	220,6	184,7	161,2
Variation 2022/2021 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base sur le 1 ^{er} semestre	+ 254,6 %	+ 213,3 %	+ 189 %	+ 194 %
Prix à terme du contrat annuel 2023 en base au 30 juin 2022 (€/MWh)	365,7	231,2	268,0	222,0
Moyenne du prix du contrat annuel 2023 à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre 2022 (€/MWh)	361,2	262,5	204,1	195,4
Variation 2022/2021 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre	+ 367,4 %	+ 225,3 %	+ 191 %	+ 198 %
Prix à terme du contrat annuel 2023 en pointe au 30 juin 2022 (€/MWh)	618,5	284,0	290,9	275,0

Dans toute l'Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en forte hausse par rapport au premier semestre 2021. Ces hausses s'expliquent principalement par la hausse des prix des commodités (gaz, charbon et CO₂).

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 225,0 €/MWh sur le premier semestre, en hausse de 254,6 % par rapport au premier semestre 2021. Cette augmentation reflète la hausse des prix des commodités et un équilibre offre-demande particulièrement tendu en France en raison de la faible disponibilité nucléaire prévisionnelle. Le prix moyen mensuel des prix à terme 2023 a augmenté pendant tout le semestre s'établissant en moyenne à 314,4 €/MWh au mois de juin 2022. Le prix de l'électricité pour livraison l'année suivante a atteint de nouveaux records en juin avec un plus haut à 365,7 €/MWh le 30 juin.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel April Ahead en base a gagné 213,3 % pour s'établir à 220,6 €/MWh en moyenne au premier semestre 2022. Le prix a connu une augmentation dans le sillage du prix des commodités.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 s'établit en moyenne à 184,7 €/MWh sur le premier semestre 2022 soit une hausse de + 189 % par rapport au premier semestre 2021. Elle est liée à l'augmentation des prix des commodités depuis le début de l'année. Le prix du CO₂ est resté volatile sur la période et a suivi une tendance haussière qui a soutenu le prix de l'électricité. Ce dernier a augmenté sur le semestre du fait de la part élevée du gaz dans le mix électrique italien.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en hausse de 194 % par rapport au premier semestre 2021, s'établissant en moyenne à 161,2 €/MWh au premier semestre 2022 du fait de la hausse des prix des commodités.

→ Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1) en €/MWh



(1) **France** : cotation EEX de l'année suivante ;

Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2021 puis avril 2022 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

Évolution du prix des quotas d'émission de CO₂

Le prix du certificat d'émission de CO₂ pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 85,4 €/t au premier semestre 2022, en très nette hausse par rapport au premier semestre 2021 (+ 92,7 % ou + 41,1 €/t).

Dans le sillage des ambitions de réduction des émissions portées par le plan « Fit for 55 » de la Commission Européenne, fin juin 2022 le Parlement européen a relevé l'objectif de réduction des émissions de CO₂ pour 2030 par rapport à 2005 de 67%, contre 61% prévu initialement. Il a également acté la suppression graduelle, entre 2027 et 2032, des quotas d'émissions gratuits alloués aux entreprises.

Le cours du quota d'émission a également augmenté en début d'année suite à la baisse des températures en Europe centrale et des prévisions de faibles productions éoliennes (engendrant un recours accru aux moyens thermiques à flammes).

Fin février, la guerre en Ukraine a provoqué une forte volatilité des prix. La réduction des approvisionnements en gaz en provenance de Russie a poussé de nombreux Etats européens à envisager un recours accru au charbon et donc à acquérir des quotas d'émissions.

Dans ce contexte, les prix ont également évolué au gré des prises de positions d'acteurs purement financiers contribuant à la volatilité du quota dès le début d'année.

Évolution du prix des quotas de CO₂ en €/t – livraisons en €/t en décembre de l'année N+1 ⁽¹⁾



Prix des combustibles fossiles ⁽²⁾

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2022	187,4	105,0	74,9
Variation 2022/2021 des moyennes sur le 1 ^{er} semestre	+ 153,9 %	+ 61,0 %	+ 282,0 %
Plus haut au 1 ^{er} semestre 2022	263,6	128,0	109,9
Plus bas au 1 ^{er} semestre 2022	90,8	79,0	49,4
Prix au 30 juin 2022	252,0	114,8	109,9
Prix au 30 juin 2021	87,2	75,1	28,2

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 187,4 \$/t sur le premier semestre 2022 (+ 153,9 % ou 113,6 \$/t par rapport au premier semestre 2021).

Plusieurs facteurs rendent compte de la forte augmentation et de la volatilité du prix du charbon depuis le début de l'année :

- l'installation de la crise énergétique depuis octobre 2021, en particulier sur le marché du gaz, a impliqué un recours accru aux moyens charbon et une baisse des stocks en Europe ;
- des aléas climatiques défavorables (en Indonésie et en Australie) et des difficultés de transport ferroviaire réduisant les exports (Australie et Afrique du Sud) ;
- la réduction de la demande chinoise en raison des confinements successifs, contrebalancée par les besoins indiens en lien avec la croissance du pays et des vagues de chaleur locales ;
- l'embargo sur le charbon russe à partir du 15 août 2022 décidé par l'Union européenne début avril ;
- la réduction des flux de gaz en provenance de Russie conduisant plusieurs pays européens à prendre des mesures de relance de la production d'électricité à partir de centrales à charbon.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase IV (2021-2030).

(2) **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US\$/t) ;

Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month - en US\$/baril) ;

Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord - en €/MWhg).

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 105,0 \$/bbl au premier semestre 2022 (+ 61,0 % ou 39,8 \$/bbl par rapport au premier semestre 2021). Dans un contexte de marché tendu, les prix ont fondamentalement été soutenus par une contraction de l'offre et les tensions géopolitiques.

Au début de la guerre en Ukraine, les Etats-Unis ont annoncé le 8 mars un embargo sur le pétrole russe. Toutefois, la réduction de la demande chinoise suite aux confinements face à la résurgence du Covid ainsi que la mise sur le marché par les Etats-Unis de 180 millions de barils de mars à septembre ont limité la progression des prix. En fin de semestre, les tensions persistantes sur l'équilibre offre-demande mondial et l'annonce, en mai, d'un embargo de l'Union européenne sur le pétrole russe ont entraîné une nouvelle hausse des prix.

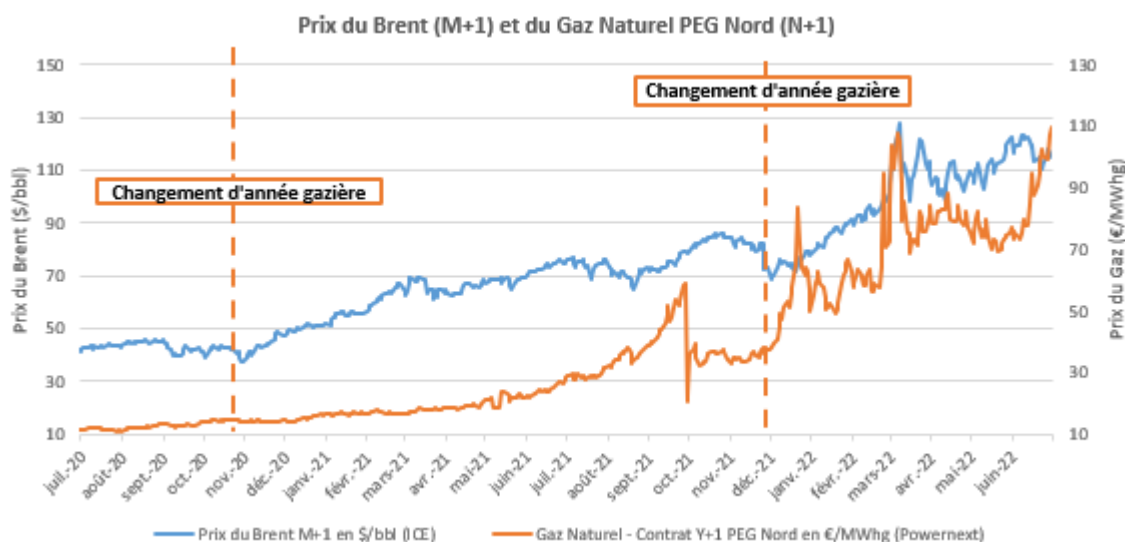
Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'établit en moyenne à 74,9 €/MWh au premier semestre 2022 (+282,0% ou +55,3 €/MWh par rapport au premier semestre 2021). La crise énergétique déjà installée depuis octobre 2021 s'est exacerbée en 2022 avec la guerre en Ukraine faisant craindre une réduction des flux de gaz en provenance de Russie. Parallèlement, la Russie a exigé le paiement en roubles des livraisons de gaz russe.

Les tensions se sont atténuées avec le maintien des livraisons et l'arrivée massive de GNL en Europe.

Le cours est toutefois reparti à la hausse en fin de semestre sous l'effet de :

- l'indisponibilité étendue à 3 mois du terminal de liquéfaction de GNL de Freeport au Texas provoquée par un incendie début juin ;
- la réduction de 40 % puis de 60 % de la capacité d'export de Gazprom via Nord Stream 1 aggravant l'incertitude sur la reconstitution des stocks européens. Ces derniers sont remplis à fin juin à hauteur de 58,2 %, un point sous la moyenne décennale.

Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole



2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

Consommation d'électricité et de gaz en France

La **consommation d'électricité en France** au premier semestre 2022 affiche une baisse de 5 TWh (- 2%) par rapport à la même période en 2021. Cette baisse résulte de la relative douceur des températures pour un impact estimé à - 7,4 TWh, partiellement compensée par une reprise de l'activité après la crise sanitaire d'environ + 2,5 TWh.

La **consommation en gaz** sur le premier semestre 2022 est en baisse de 22,5 TWh par rapport au premier semestre 2021. Elle a été principalement portée par la baisse de la demande compte tenu de la douceur du climat sur la période.

Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

La consommation moyenne d'**électricité** et de **gaz** au Royaume-Uni a diminué de 5 % et de 17 % respectivement au premier semestre 2022 par rapport au premier semestre 2021 en raison d'un temps doux et de prix plus élevés qui ont limité la demande.

Consommation d'électricité et de gaz en Italie

Au premier semestre 2022, la **consommation d'électricité en Italie** s'est établie à 158,1 TWh, en hausse de 2,06 % par rapport au premier semestre 2021. Cette augmentation est due à la reprise de l'activité après la crise sanitaire au premier semestre 2021 et à des températures plus élevées enregistrées en mai et juin qui ont augmenté les besoins de refroidissement.

La **demande de gaz naturel en Italie** s'est établie à 39,1 bcm, en réduction de 1,7 % par rapport au premier semestre 2021. La réduction de la consommation résidentielle (- 4,1 %) du fait du climat plus doux en 2022, et de la consommation industrielle (- 8,4 %), n'a été que partiellement compensée par la consommation accrue de gaz pour les usages thermoélectriques (+ 7 %).

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente d'électricité ont augmenté le 1er février 2022 de +3,8 % HTVA, ou +4 % TTC en moyenne, pour l'ensemble des consommateurs, résidentiels ou professionnels. Cette augmentation résulte de la mise en place d'un « bouclier tarifaire » décidé par le gouvernement et destiné à protéger les consommateurs face à la hausse exceptionnelle des prix de l'énergie.

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1er janvier 2019. Le niveau du plafond a été, jusqu'à maintenant, actualisé tous les 6 mois pour tenir compte notamment de l'évolution des prix de marché pendant les six mois précédents. La forte augmentation des coûts d'approvisionnement liée à la hausse des prix de l'énergie depuis septembre 2021 n'a été reflétée que partiellement dans les tarifs SVT du fait de cette formule, avec une première hausse de 12 % au 1^{er} octobre 2021 suivie d'une hausse de 54% au 1^{er} avril.

En conséquence, l'Ofgem a mené des consultations concernant la méthodologie de plafonnement des prix afin de s'assurer que celle-ci reflète de manière appropriée les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs. Celles-ci ont notamment abouti à la mise en place de mesures de stabilisation en cas de trop forte variation des prix ainsi qu'à une fréquence trimestrielle de mise à jour du plafond SVT.

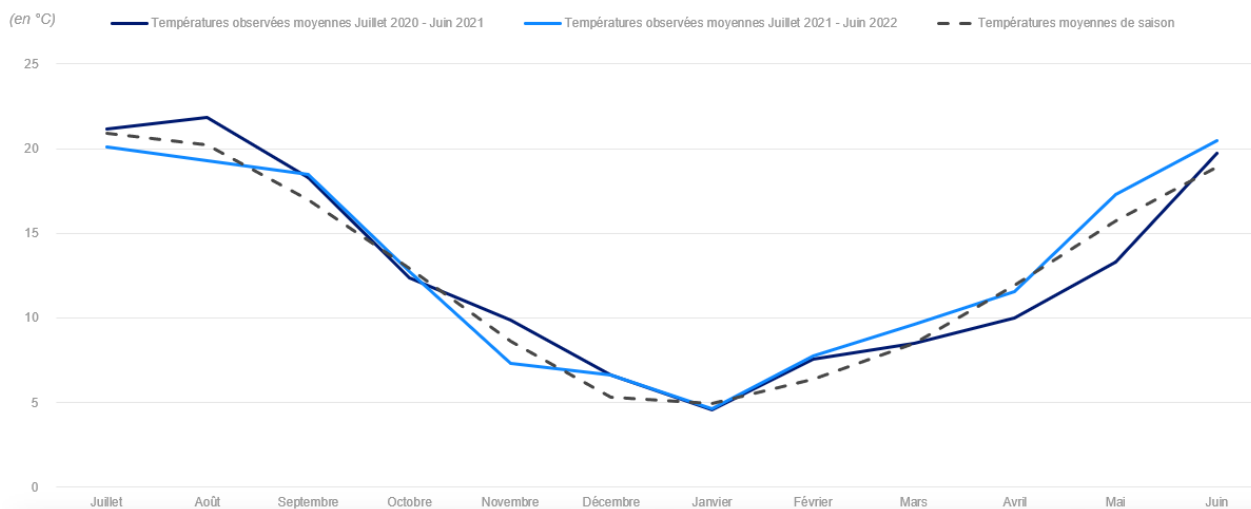
Compte tenu des augmentations récentes et à venir des tarifs SVT, le gouvernement britannique a également annoncé des mesures de soutien aux consommateurs avec notamment un rabais sur la facture d'énergie de 400 livres sterling, ainsi que d'autres aides pour les foyers les plus vulnérables.

2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

Températures en France

Le premier semestre 2022 se caractérise globalement par sa douceur, à l'exception de quelques épisodes de froid intervenus en janvier et avril. La température moyenne a été supérieure de 0,8°C par rapport aux normales de saison et de +1,3°C par rapport au premier semestre 2021. Le mois de mai a été particulièrement chaud et le mois de juin a été traversé par une vague de chaleur exceptionnelle par sa précocité et son intensité.

Températures ⁽¹⁾ ⁽²⁾ mensuelles moyennes en France



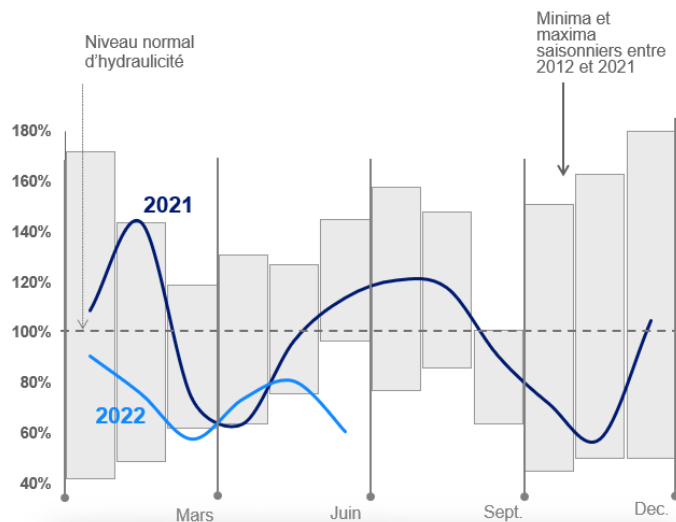
(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

(2) Données Météo France.

Pluviométrie en France

Le premier semestre 2022 a été marqué par une hydraulicité historiquement basse qui a affecté tous les massifs. L'indice d'hydraulicité s'élève à 0,73 (contre 1 au premier semestre 2021). Le niveau de remplissage des réservoirs à fin juin s'élève à 68,4%, proche des minima historiques. Il s'explique par la situation de pré-sécheresse et un stock neigeux accumulé durant l'hiver 2021/22 particulièrement faible, associé à une fonte nivale rapide concentrée sur le mois de mai.

Hydraulicité en France *



*Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

Note 3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS

Outre les faits marquants mentionnés en section 1, un détail des événements marquants du semestre figure dans la note 2 « Synthèse des faits marquants » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022.

3.1 Environnement réglementaire

Les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes 5.1.1 et 5.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos au 30 juin 2022.

3.2 Evolutions de la composition du Conseil d'administration d'EDF

L'Assemblée générale des actionnaires réunie le 12 mai 2022 a nommé Delphine Geny-Stephann en remplacement de Véronique Bédague-Hamilius, qui avait fait part au Conseil d'administration de sa décision de démissionner de son mandat d'administratrice avec effet à l'issue de l'Assemblée générale. Mme Geny-Stephann, consultante, a été nommée en qualité d'administratrice nommée sur proposition de l'Etat, pour une durée de trois années prenant fin à l'Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Par ailleurs, Céline Fornaro, Responsable du Pôle Finance de l'Agence des participations de l'Etat (APE), a été nommée administratrice représentant l'Etat par arrêté du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique du 28 juin 2022, conformément à l'article 4 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014. Elle succède à Martin Vial, qui était Commissaire aux Participations de l'Etat depuis le 24 août 2015 et administrateur d'EDF depuis le 9 septembre 2015.

Note 4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR LES PREMIERS SEMESTRES 2022 ET 2021

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour les premiers semestres 2022 et 2021 se déclinent par segment (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers) pour le chiffre d'affaires et l'EBE. Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

<i>(en millions d'euros)</i>	1^{er} semestre 2022	1^{er} semestre 2021
Chiffre d'affaires	66 262	39 621
Achats de combustible et d'énergie	(48 238)	(18 753)
Autres consommations externes ⁽¹⁾	(3 919)	(3 629)
Charges de personnel	(7 286)	(7 273)
Impôts et taxes	(2 383)	(2 509)
Autres produits et charges opérationnels	(1 764)	3 144
EBE	2 672	10 601
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>	(993)	(541)
Dotations aux amortissements ⁽²⁾	(5 534)	(5 194)
(Pertes de valeur)/reprises	(253)	(502)
Autres produits et charges d'exploitation	(388)	(92)
Résultat d'exploitation	(4 496)	4 272
Coût de l'endettement financier brut	(728)	(754)
Effet de l'actualisation	502	(1 016)
Autres produits et charges financiers	(2 721)	2 631
Résultat financier	(2 947)	861
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	(7 443)	5 133
Impôts sur les résultats	1 840	(1 458)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	444	344
Résultat net des activités en cours de cession	4	(3)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	(5 155)	4 016
Dont Résultat net – part du Groupe	(5 293)	4 172
<i>Résultat net des activités poursuivies</i>	(5 297)	4 175
<i>Résultat net des activités en cours de cession</i>	4	(3)
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	138	(156)
<i>Activités poursuivies</i>	138	(156)
<i>Activités en cours de cession</i>	-	-

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 66 262 millions d'euros au premier semestre 2022, en hausse de 26 641 millions d'euros (+ 67,2 %) par rapport au premier semestre 2021. Hors effets de change (336 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 23 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 66,4 %.

Évolution du chiffre d'affaires Groupe par segment

<i>(en millions d'euros)</i>	1^{er} semestre 2022	1^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	66 262	39 621	26 641	67,2	66,4

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments :

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2022	1 ^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	23 762	16 001	7 761	48,5	48,4
France – Activités régulées ⁽²⁾	9 578	9 096	482	5,3	5,3
EDF Renouvelables	1 051	807	244	30,2	24,3
Dalkia	3 211	2 326	885	38,0	39,9
Framatome	1 977	1 634	343	21,0	15,7
Royaume-Uni	6 904	4 887	2 017	41,3	42,1
Italie	13 017	3 911	9 106	232,8	232,0
Autre international	2 585	1 394	1 191	85,4	65,1
Autres métiers	7 697	1 887	5 810	307,9	311,4
Éliminations inter-segments	(3 520)	(2 322)	(1 198)	n.a	n.a
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	66 262	39 621	26 641	67,2	66,4

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie, de services et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

n.a : non applicable

France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 23 762 millions d'euros, en hausse de 7 761 millions d'euros (+ 48,4 % en organique).

Sur le marché Aval, la forte hausse des prix de marché entraîne une hausse des recettes aval de 5 615 millions d'euros, montant minoré par les décisions réglementaires visant à limiter la hausse des tarifs (notamment hausse du plafond ARENH et bouclier tarifaire) pour - 2 036 millions d'euros.

Le climat plus doux en 2022 a un impact négatif de 338 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires lié aux ventes ARENH aux fournisseurs alternatifs est en hausse de 292 millions d'euros du fait de la mise à disposition de volumes additionnels décidée par décret au mois de mars (effet négatif en EBE).

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de 2 683 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché spot et forward depuis le troisième trimestre 2021 (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les ventes de capacité aux enchères ont également un impact positif de 226 millions d'euros.

Enfin, les filiales des activités commerciales et agrégateurs, ainsi que les ventes de gaz à hauteur de + 1 511 millions d'euros contribuent à la hausse du chiffre d'affaires (sans impact significatif sur l'EBE).

Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 154,1 TWh, en baisse de 27,6 TWh par rapport au premier semestre 2021. Cette baisse s'explique principalement par les arrêts de tranches liés aux contrôles de détection des phénomènes de corrosion sous contrainte. La production hydraulique brute s'élève à 18,9 TWh⁽¹⁾, en baisse de 5,7 TWh par rapport au premier semestre 2021. Cette baisse s'explique principalement par une hydraulité très défavorable au premier semestre 2022 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

En conséquence, les centrales thermiques à flamme ont été sollicitées à hauteur de 5,7 TWh, soit + 0,5 TWh par rapport au premier semestre 2021, dans un contexte de conditions de prix favorables et malgré l'arrêt d'une tranche à charbon du Havre.

Les volumes vendus aux clients finaux (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de - 5 TWh, dont - 4,4 TWh liés à l'impact du climat. La baisse des parts de marché et des volumes unitaires sur le segment résidentiel est en partie compensée par les reprises de consommation post Covid pour le marché d'affaires.

EDF reste vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 6,2 TWh, en baisse de 32,0 TWh par rapport au premier semestre 2021 du fait de la forte baisse des productions nucléaire et hydraulique.

La hausse des ventes à l'ARENH et la baisse des ventes aux clients finaux se compensent globalement.

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 15,5 TWh (21,9 TWh au premier semestre 2021).

France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 9 578 millions d'euros, en hausse de + 482 millions d'euros (+ 5,3 %) par rapport au premier semestre 2021.

La hausse du chiffre d'affaires d'Enedis¹ de 121 millions d'euros bénéficie essentiellement d'un effet volume (+ 100 millions d'euros) et d'un effet prix favorable (+ 212 millions d'euros) du fait respectivement de la hausse des recettes liées aux raccordements (+ 28 millions d'euros) et de l'évolution de l'indexation du TURPE 6 distribution⁽²⁾. Ces effets sont partiellement compensés par un climat plus doux au premier semestre 2022 par rapport au premier semestre 2021 (- 222 millions d'euros).

Les chiffres d'affaires d'Électricité de Strasbourg et de SEI-PEI sont en hausse de 363 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du marché du gaz et la hausse HT des TRV.

EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 051 millions d'euros, en hausse organique de 196 millions d'euros (+ 24,3 %) par rapport au premier semestre 2021 porté par la production des parcs en exploitation. Les volumes produits s'élèvent à 10,8 TWh à fin juin 2022, en hausse organique de 22,7 % par rapport au premier semestre 2021, du fait en particulier des mises en services réalisées au second semestre 2021 et en 2022 et de meilleures conditions de vent, notamment en Amérique du Nord et au Royaume-Uni. Des effets prix positifs au Royaume-Uni contribuent aussi à cette croissance.

Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 3 211 millions d'euros, en hausse organique de 928 millions d'euros (+ 39,9 %) par rapport à 2021. Cette évolution est principalement liée à la forte hausse du prix du gaz (multiplié par 5 par rapport au premier semestre 2021). Le chiffre d'affaires bénéficie également du dynamisme commercial au Royaume-Uni et en France.

Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 1 977 millions d'euros au premier semestre, en croissance organique de 15,7 % par rapport au premier semestre 2021. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. Cette croissance s'explique par un niveau d'activité plus soutenu avec le Groupe.

Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 904 millions d'euros au premier semestre 2022, en hausse organique de 2 057 M€ (+ 42,1 %). Cette évolution s'explique principalement par l'impact de la hausse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et à une production nucléaire en hausse de 2,3 TWh, à 23,2 TWh, liée au bon déroulement des arrêts de tranche et à un programme de maintenance moins chargé, et ce malgré la fermeture de Hunterston B en janvier 2022.

Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 13 017 millions d'euros, en hausse organique de 9 072 millions d'euros (+ 232,0 %) par rapport au premier semestre 2021, porté par la hausse des prix et des volumes de vente d'électricité et de gaz, notamment sur le marché de gros.

Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 585 millions d'euros, en hausse organique de 907 millions d'euros par rapport au premier semestre 2021 (+ 65,1 %).

En **Belgique**⁽³⁾, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 864 millions d'euros (+ 89,6 %) par rapport au premier semestre 2021. Cette évolution résulte de la hausse des prix d'électricité et du gaz ainsi que de la hausse des volumes vendus aux clients professionnels, industriels et particuliers. Le portefeuille de Luminus progresse malgré un contexte de marché marqué par une forte intensité concurrentielle. Le parc thermique a été plus fortement sollicité avec pour conséquence une augmentation des services rendus au système électrique.

Au **Brésil**, le chiffre d'affaires est en progression de 43 millions d'euros en organique (+ 15,2 %) principalement du fait de la hausse des volumes vendus sur le marché et de la réévaluation, en novembre 2021, de 18 % du prix du Power Purchase Agreement (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense. Sur le premier semestre 2022, l'effet change est favorable (appréciation du réal brésilien face à l'euro).

Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 7 697 millions d'euros, en hausse organique de 5 877 millions d'euros par rapport au premier semestre 2021 (+ 311,4 %).

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 5 424 millions d'euros, en augmentation organique de 4 565 millions d'euros par rapport au premier semestre 2021. Cette forte hausse s'explique à la fois par celle des prix de marché de gros du gaz et par la hausse des volumes vendus.
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 2 098 millions d'euros, en hausse organique de 164,7 % par rapport au premier semestre 2021. Cette performance est liée au contexte de forte volatilité, notamment sur le gaz et sur l'ensemble des commodités..

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

(2) Indexation du TURPE distribution de + 2,75 % au 1er août 2020 et + 0,91 % au 1er août 2021.

(3) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

4.2 EBE

Malgré une hausse importante du chiffre d'affaires soutenue par les prix de l'électricité et du gaz, l'EBE est en fort recul au premier semestre 2022. Cette évolution de l'EBE s'explique essentiellement par la baisse de la production nucléaire en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, par l'impact des mesures réglementaires exceptionnelles adoptées par le gouvernement français en vue de limiter la hausse des prix aux consommateurs en 2022 et, dans une moindre mesure, par la baisse de la production hydraulique. Ces événements imposent au Groupe d'acheter de l'électricité dans un contexte de prix de marché élevés. En revanche, l'EBE bénéficie de la performance exceptionnelle d'EDF Trading, en croissance, dans un contexte de forte volatilité des marchés et d'une meilleure production nucléaire au Royaume-Uni.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2022	1 ^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	66 262	39 621	26 641	67,2	66,4
Achats de combustible et d'énergie	(48 238)	(18 753)	(29 485)	157,2	156,2
Autres consommations externes	(3 919)	(3 629)	(290)	8,0	6,7
Charges de personnel	(7 286)	(7 273)	(13)	0,2	- 0,8
Impôts et taxes	(2 383)	(2 509)	126	- 5,0	- 5,7
Autres produits et charges opérationnels	(1 764)	3 144	(4 908)	- 156,1	- 157,4
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	2 672	10 601	(7 929)	- 74,8	- 75,0

Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 48 238 millions d'euros au premier semestre 2022, en hausse organique de 29 288 millions d'euros (+ 156,2 %) par rapport au premier semestre 2021.
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse organique de 12 547 millions d'euros (+ 181,5 %) en raison des achats d'énergie importants à prix élevés pour compenser les pertes de production nucléaire et hydraulique, des achats pour fournir les volumes supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs et des achats d'énergie des agrégateurs.
 - Au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 1 868 millions d'euros (+ 54,4 %) est principalement liée à l'impact défavorable de la hausse des prix de marché sur les achats d'énergie.
 - En **Italie**, la hausse organique de 8 823 millions d'euros (+ 291,9%), est essentiellement liée à la hausse des volumes et du prix du gaz sur le marché de gros.
 - Sur le segment **Autres métiers**, la hausse organique est de 4 471 millions d'euros (+737,8 %). Elle est liée à des achats de GNL à prix élevés en début d'année 2022 suite à des déstockages fin 2021, dans un contexte de tensions sur le marché des commodities et donc de forte utilisation des actifs gaziers
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 3 919 millions d'euros, en hausse organique de 242 millions d'euros (+ 6,7%) par rapport au premier semestre 2021.
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes sont en hausse organique de 78 millions d'euros (+ 8,4 %). Cette augmentation reflète notamment les achats liés au développement des activités de service aux clients finaux et le développement des projets d'ingénierie.
 - Au **Royaume-Uni** les autres consommations externes sont en baisse organique de 93 millions d'euros (- 25,9 %), principalement du fait du transfert au *Nuclear Liability Fund* des charges des centrales fermées définitivement (Dungeness B et Hunterston B) et de moindres charges de maintenance en lien avec le calendrier d'arrêts.
 - EDF Renewables** enregistre une hausse organique de 55 millions d'euros (+ 19,5 %) du fait principalement de la croissance des activités du solaire distribué aux Etats-Unis et du développement du portefeuille de projets.
 - Dalkia** enregistre une hausse organique de 102 millions d'euros (+ 12,8 %) liée au développement commercial soutenu, notamment dans les travaux au Royaume-Uni.
- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 7 286 millions d'euros, en baisse organique de 61 millions d'euros (- 0,8 %).
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel sont en baisse organique de 168 millions d'euros (- 5,6 %), principalement liée à la bonne maîtrise des coûts et à la hausse du taux d'actualisation des retraites.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel sont en diminution organique de 72 millions d'euros (- 4,4 %) essentiellement en raison de la hausse du taux d'actualisation qui compense les revalorisations salariales de 2022.
 - EDF Renewables** enregistre une hausse organique de 39 millions d'euros (+ 18,1 %) provenant d'une part de l'augmentation des effectifs, notamment liée à la croissance des activités de développement et construction, et d'autre part, dans une moindre mesure, de l'inflation salariale constatée principalement aux Etats-Unis et au Brésil.
 - Dalkia** enregistre une hausse organique de 54 millions d'euros (+ 9,3 %) résultant principalement d'une augmentation des effectifs associée au développement des activités de services et de travaux.
 - Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel sont en baisse organique de 144 millions d'euros (- 22,1 %) en raison notamment du paiement de transition lié à la réforme du régime de retraite des salariés en 2021 sans équivalent en 2022, des effets de cette réforme et de la baisse des effectifs en 2022.

- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 2 383 millions d'euros, en baisse organique de 142 millions d'euros (- 5,7 %) par rapport au premier semestre 2021.
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse organique de 146 millions d'euros (- 8,5 %) est principalement due aux impôts liés à la valeur ajoutée compte tenu des résultats de ce segment.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à une charge nette de 1 764 millions d'euros, en baisse organique de 4 948 millions d'euros par rapport au premier semestre 2021 (- 157,4 %).
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse organique du produit net pour - 5 057 millions d'euros est notamment attribuable à une diminution de la compensation CSPE (neutre en EBE) en lien avec la hausse des prix de marché spot.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, la hausse organique de 60 millions d'euros (+ 8,1 %) s'explique essentiellement par une augmentation de la CSPE pour SEI liée aux mécanismes de compensation des surcoûts dans les îles.
 - Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels ont un effet organique favorable de 214 millions d'euros. Il est lié à l'enregistrement en 2022 d'une subvention publique relative aux clients Utility Point accueillis en 2021 dans le cadre du mécanisme du fournisseur de dernier recours et à une reprise de provisions pour contrat onéreux sur les clients au tarif SVT enregistrées au 31 décembre 2021.
 - En **Italie**, la baisse organique de 109 millions d'euros est principalement liée à la plus-value de cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) enregistrée au premier semestre 2021 sans équivalent en 2022.

Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2022	1 ^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	(4 988)	4 838	(9 826)	- 203,1	- 203,0
France - Activités régulées	3 171	3 210	(39)	- 1,2	- 1,2
EDF Renouvelables	500	294	206	70,1	64,6
Dalkia	185	215	(30)	- 14,0	- 14,9
Framatome	186	183	3	1,6	- 6,6
Royaume-Uni	860	267	593	222,1	241,9
Italie	622	534	88	16,5	14,2
Autre international	291	206	85	41,3	32,0
Autres métiers	1 845	854	991	116,0	114,6
EBE GROUPE	2 672	10 601	(7 929)	- 74,8	- 75,0

n.a. : non applicable

France - Activités de production et commercialisation

L'EBE est en fort recul en raison de la baisse de la production nucléaire en France en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte dans un contexte de prix de marché élevés et par les impacts négatifs des mesures réglementaires exceptionnelles adoptées en France par le gouvernement afin de limiter la hausse des prix de vente aux consommateurs en 2022.

Concernant l'activité commercialisation, le contexte de prix haussiers contribue positivement à l'évolution de l'EBE pour un montant estimé à 3 944 millions d'euros hors mesures réglementaires.

L'attribution supplémentaire aux fournisseurs alternatifs de 19,5⁽¹⁾ TWh de volume d'ARENH (estimé à - 1,4 milliard d'euros, soit 6,5 TWh livrés au deuxième trimestre 2022) et sa répercussion sur les offres clients à partir du deuxième trimestre 2022 (estimé à - 2 milliards d'euros) génèrent des effets prix négatifs. L'impact global, y compris le plafonnement à 4 % TTC des tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité pour 2022, représente un montant estimé à - 6 162 millions d'euros à fin juin 2022. Ce montant inclut une provision pour pertes de - 2,7 milliards d'euros liée aux volumes d'ARENH supplémentaires pour 13 TWh à livrer aux fournisseurs alternatifs au second semestre 2022.

La baisse de la production nucléaire à fin juin 2022 s'établit à - 27,6 TWh par rapport au premier semestre 2021. Ce recul résulte majoritairement de l'impact lié au phénomène de corrosion sous contrainte (- 36,6 TWh). En revanche, le parc a réalisé moins d'arrêts fortuits et une meilleure optimisation du planning (+9 TWh). Les arrêts ont imposé des achats à prix très élevés. L'impact en EBE est estimé à - 7 282 millions d'euros à fin juin 2022.

Dans un contexte d'hydraulicité historiquement faible, la baisse de la production hydraulique pénalise l'EBE pour un montant estimé à 1 370 millions d'euros.

Par ailleurs, d'autres effets contribuent favorablement à l'évolution de l'EBE avec notamment des effets positifs liés aux achats et ventes marché, en particulier des ventes réalisées à prix élevés sur le marché dans un contexte d'hiver plus doux que la norme, pour un montant estimé 1 044 millions d'euros.

(1) Ce complément a été ramené de 20 TWh à 19,5 TWh suite à l'arrêt d'activité ou à la renonciation de certains fournisseurs sur décision de la CRE le 31 mars 2022.

France - Activités régulées

La baisse de l'EBE s'explique notamment par un effet prix négatif pour un montant estimé à - 77 millions d'euros en lien avec des achats de pertes effectués dans un contexte de forte hausse des prix de marché (estimé à - 312 millions d'euros) malgré l'évolution positive de l'indexation du TURPE ⁽¹⁾.

La baisse des volumes distribués du fait d'un climat plus doux a un impact estimé à - 98 millions d'euros.

EDF Renouvelables

La croissance de l'EBE est principalement portée par la hausse des volumes produits par rapport au premier semestre 2021 (+ 22,7 %) et par des effets prix positifs, notamment en Amérique du Nord et au Royaume-Uni. Le premier semestre 2021 avait été marqué par une vague de froid extrême au Texas avec un impact négatif significatif sur l'EBE estimé à - 94 millions d'euros sans équivalent en 2022.

La croissance du portefeuille de projets éoliens et solaires ainsi que l'implantation dans de nouveaux pays (Vietnam, Australie, Colombie...) s'accompagnent d'une hausse des coûts de développement.

Dalkia

L'EBE est pénalisé par le plafonnement des prix du gaz des cogénérations sous obligation d'achat et leur arrêt anticipé du fait du décalage de l'hiver tarifaire.

Dalkia contribue fortement au plan "France Relance". Ainsi, Arkema, Dalkia et PSI Environnement portent un projet destiné à éviter la consommation de 18 000 tonnes équivalent pétrole de gaz et l'émission de 10 000 t de CO₂ par an. Le projet de chaufferie vapeur, réalisée et exploitée par Dalkia, sera alimenté par du CSR ⁽²⁾.

Framatome

L'EBE aux bornes de Framatome est en augmentation. L'EBE contributif est, quant à lui, en recul au premier semestre 2022 en lien avec une baisse des ventes de combustibles principalement aux États-Unis.

L'activité « Base installée » connaît une croissance au premier semestre 2022 en Amérique du Nord.

Les prises de commandes s'établissent à environ 2,1 milliards d'euros à fin juin 2022⁽³⁾, en amélioration par rapport au premier semestre 2021, notamment grâce aux activités combustible et Base Installée en Amérique du Nord.

Framatome a finalisé l'acquisition des activités énergie et défense du groupe EFINOR. Cette opération permet à Framatome d'accroître ses compétences en soudage et en référentiels qualifiés de soudure, tout en renforçant son positionnement dans la fabrication de composants et dans les services à haute valeur ajoutée pour ses clients⁽⁴⁾.

Royaume-Uni

La forte augmentation de l'EBE s'explique par une meilleure production et optimisation du parc nucléaire. La hausse de la production nucléaire (+ 2,3 TWh) a permis la vente de volumes supplémentaires sur le marché dans un contexte de prix haussier (prix réalisés du nucléaire en progression de + 14,9 £/MWh) alors que le niveau de production 2021 avait conduit à des achats à des prix élevés.

L'activité de commercialisation subit la crise énergétique au Royaume-Uni avec notamment une répercussion partielle de l'augmentation des prix des énergies auprès des clients particuliers, dans le cadre de l'augmentation du tarif plafonné annoncée le 1er avril 2022. Le segment des clients professionnels et industriels bénéficie d'une croissance du portefeuille et d'un effet prix favorable.

L'EBE bénéficie aussi de la baisse des charges opérationnelles en raison principalement de la fermeture des centrales de Dungeness B et Hunterston B et de la réforme du régime de retraite des salariés.

Italie

L'EBE des activités électricité progresse en particulier grâce à une hausse des volumes produits par les CCG (cycle combiné gaz) en lien avec l'augmentation du clean spark spread et à la rémunération du marché de capacité. En revanche, la contribution de la production renouvelable est en baisse en particulier du fait d'une très faible hydraulité.

Les activités gaz bénéficient de la hausse des volumes vendus notamment sur les marchés de gros. Une plus-value de cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) a été enregistrée en 2021, sans équivalent en 2022.

La commercialisation subit les effets de l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz qui n'ont pas été totalement répercutés aux clients particuliers.

Autre international

En **Belgique**, la hausse de l'EBE s'explique essentiellement par la hausse de la production des parcs éoliens avec des conditions de vent plus favorables qu'en 2021 (+15,6 % par rapport au premier semestre 2021). La capacité éolienne installée s'élève à 599 MW⁽⁵⁾, soit + 7,5 % par rapport à juin 2021.

La production nucléaire est en baisse du fait notamment de l'indisponibilité non programmée de la centrale de Chooz⁽⁶⁾ sur une grande partie du premier semestre 2022 et génère des achats d'électricité à prix élevés.

Compte tenu d'un contexte de marché tendu, l'évolution positive de l'EBE est aussi portée par la bonne performance des activités thermiques qui ont été plus sollicitées.

(1) Indexation TURPE 6 Distribution de +0,91 % et du TURPE 6 Transport de +1,09 % au 1er août 2021.

(2) CSR : Combustible solide de récupération.

(3) Aux bornes de Framatome.

(4) Voir le communiqué de presse de Framatome du 9 mai 2022.

(5) Capacité nette aux bornes de Luminus. La capacité brute éolienne installée s'élève à 664 MW à (+1 % par rapport à fin 2021).

(6) Luminus bénéficie d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale de Chooz.

Les activités de services sont en croissance et les activités commerciales résistent bien dans un contexte toujours marqué par une forte intensité concurrentielle et par l'extension des tarifs sociaux.

Au **Brésil**, l'EBE est en croissance organique grâce à l'augmentation de 18 % du prix du Power Purchase Agreement (PPA) de la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2021.

Autres métiers

L'EBE d'EDF Trading connaît une forte croissance. Cette performance du trading et de l'optimisation se concrétise sur toutes les géographies, dans un contexte de très forte volatilité des marchés de commodités.

Le recul de l'EBE des activités gazières s'explique principalement par des achats de Gaz Naturel Liquéfié à prix élevés en début d'année 2022 par rapport au premier semestre 2021. Ces achats viennent compenser le déstockage du terminal de Dunkerque fin 2021 dans un contexte de prix élevés et de tensions sur le marché des commodités entraînant une forte utilisation des actifs gaziers.

4.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à - 4 496 millions d'euros au premier semestre 2022, en baisse de 8 768 millions d'euros.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2022	1 ^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %
EBE	2 672	10 601	(7 929)	- 74,8
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(993)	(541)	(452)	83,5
Dotations aux amortissements	(5 534)	(5 194)	(340)	6,5
(Pertes de valeur)/reprises	(253)	(502)	249	- 49,6
Autres produits et charges d'exploitation	(388)	(92)	(296)	321,7
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	(4 496)	4 272	(8 768)	N.A

n.a. : non applicable

**Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.*

Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* augmentent fortement, à hauteur de 452 millions d'euros dans un contexte de grande volatilité des marchés de commodités.

Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 317 millions d'euros en organique par rapport au premier semestre 2021. Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse des dotations (188 millions d'euros), est portée essentiellement par le nucléaire.

Chez **Enedis**, la hausse (+158 millions d'euros) est liée au décret FACE et à la diminution des reprises d'amortissement du financement concédant sur les biens situés sur des communes transférées du régime urbain vers le rural.

Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées au premier semestre 2022 s'élèvent à 253 millions d'euros dont 121 millions d'euros au **Royaume-Uni**, et 100 millions d'euros liées à des dépréciations de parcs éoliens chez **EDF Renewables** compte tenu de problèmes pérennes de congestion des lignes de transmission du marché ERCOT au Texas et d'un contexte politique défavorable au Mexique.

Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 388 millions d'euros dont - 321 millions d'euros sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**. Cette variation est principalement due aux surcoûts liés aux travaux de reprise des soudures des traversées vapeur de l'EPR de Flamanville 3 et, dans une moindre mesure, à la charge liée à l'offre préférentielle réservée aux salariés (ORS). La variation par rapport à juin 2021 est liée pour l'essentiel à la transaction AREVA⁽¹⁾ enregistrée en 2021, sans équivalent en 2022.

(1) Accord transactionnel du 29 juin 2021 prévoyant le paiement par AREVA à EDF d'une indemnité de 563 m€ et permettant de clore l'ensemble des différends entre EDF et Areva relatifs au contrat d'acquisition de Framatome conclu en 2017 ainsi qu'à leurs relations commerciales antérieures à l'acquisition.

4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2022	1 ^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(728)	(754)	26	- 3,4
Effet de l'actualisation	502	(1 016)	1 518	n.a
Autres produits et charges financiers	(2 721)	2 631	(5 352)	n.a
RÉSULTAT FINANCIER	(2 947)	861	(3 808)	n.a

n.a. : non applicable

Le résultat financier représente une charge de 2 947 millions d'euros au premier semestre 2022, en baisse de 3 808 millions d'euros par rapport au premier semestre 2021. Cette évolution s'explique principalement par :

- une dégradation des autres produits et charges financières de 5 352 millions d'euros principalement du fait d'une baisse de la performance du portefeuille des actifs dédiés (- 5 032 millions d'euros⁽¹⁾) (voir la section 7.1.6) ;
- un effet de l'actualisation favorable de + 1 518 millions d'euros principalement lié à la hausse du taux réel d'actualisation des provisions nucléaires entre décembre 2021 et juin 2022, après un maintien entre décembre 2020 et juin 2021. Le taux d'actualisation des provisions nucléaires s'établit à 4,5 % au 30 juin 2022, prenant en compte une hypothèse de taux d'inflation de 2,2 % (respectivement 3,4 % et 1,3 % au 30 juin 2021).

4.5 Impôts sur les résultats

Le produit d'impôt sur les résultats s'élève à 1 840 millions d'euros au 30 juin 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,7 % (contre une charge de - 1 458 millions d'euros au 30 juin 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,4 %). La variation de 3 298 millions d'euros entre la charge d'impôt 2021 et le produit d'impôt 2022 est essentiellement liée à la diminution de 12 576 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant un produit d'impôt supplémentaire de 3 247 millions d'euros. Le produit d'impôt est également affecté par l'effet défavorable de la taxe exceptionnelle sur les surprofits réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée en Italie en 2022 et de l'absence d'effet favorable équivalent à celui de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en 2021 en Italie.

Contrairement à 2021, le Groupe n'a pas subi de hausse de taux normatif d'imposition dans les pays où il est implanté.

Les actifs d'impôts différés relatifs au déficit réalisé en 2022 par l'intégration fiscale d'EDF SA en France sont intégralement reconnus en raison d'une perspective de recouvrement sur un horizon inférieur à 10 ans.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités, ainsi que la taxe exceptionnelle sur les surprofits instaurée en Italie), le taux effectif d'impôt ressort à 26,1 % au 30 juin 2022 contre un taux de 26,5 % au 30 juin 2021.

4.6 Résultat net courant

Le résultat net courant⁽²⁾ s'établit à - 1 312 millions d'euros au premier semestre 2022, en baisse de 5 052 millions d'euros par rapport au premier semestre 2021 (voir la note 18.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022). Cette évolution reflète principalement la forte baisse de l'EBE qui n'est que partiellement compensée par la hausse du résultat financier courant et par la baisse de l'impôt sur les sociétés.

4.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à - 5 293 millions d'euros à fin juin 2022, en baisse de 9 465 millions d'euros. Il intègre en particulier les éléments après impôt suivants :

- - 806 millions d'euros de pertes de valeur et d'autres éléments non courants ;
- - 746 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt ;
- - 2 429 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres.

(1) Variation de juste valeur du portefeuille

(2) Résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Note 5 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2022	1 ^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %
EBE	2 672	10 601	(7 929)	- 74,8
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(3 343)	(391)	(2 952)	n.a
EBE Cash	(671)	10 210	(10 881)	- 106,5
Variation du besoin en fonds de roulement net	6 804	(1 896)	8 700	- 461,8
Investissements nets ⁽¹⁾ (hors cessions Groupe 2020-2022)	(8 474)	(7 679)	(795)	10,3
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(510)	(69)	(441)	n.a
Cash-flow généré par les opérations ⁽²⁾	(2 851)	566	(3 417)	n.a
Cessions d'actifs	9	420	(411)	n.a
Impôt sur le résultat payé	(202)	(343)	141	- 41,1
Frais financiers nets décaissés	(424)	(393)	(31)	7,9
Actifs dédiés	30	(79)	109	- 138,0
Dividendes versés en numéraire	(543)	(411)	(132)	32,1
Cash-flow Groupe ⁽³⁾	(3 981)	(240)	(3 741)	n.a
Emissions emprunts hybrides	-	1 235	(1 235)	n.a
Remboursement d'emprunt hybride	-	-	-	-
Autres variations monétaires	3 230	(293)	3 523	n.a
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(751)	702	(1 453)	n.a
Effet de la variation de change	(113)	(304)	191	- 62,8
Autres variations non monétaires	1 081	885	196	21,7
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	217	1 283	(1 066)	- 83,1
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession ⁽⁴⁾	-	-	-	-
Endettement financier net ouverture	42 988	42 290	698	1,7
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	42 771	41 007	1 764	4,3

(1) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe 2020-2022.

(2) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Opérations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions Groupe 2020-2022 et yc HPC et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(3) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations définies en note (3) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés et dividendes versés en numéraire.

(4) Correspond à l'endettement financier net des activités E&P d'Edison en cours de cession.

n.a. non applicable

5.1 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 42 771 millions d'euros au 30 juin 2022. Il était de 41 007 millions d'euros au 30 juin 2021.

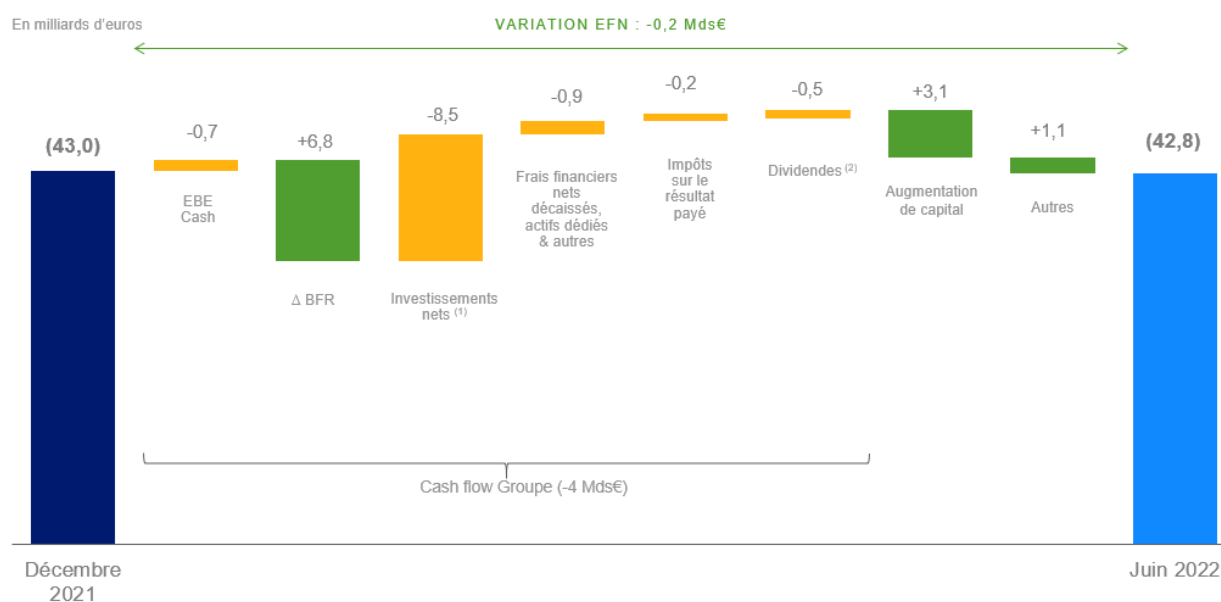
(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2022	1 ^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	77 425	61 503	15 923	26
Dérivés de couvertures des dettes	(3 893)	(2 831)	(1 083)	38
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 418)	(5 928)	(1 490)	25
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(23 323)	(11 715)	(11 608)	99
Dérivés de couverture des actifs	(20)	-	(20)	n.a
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	-	(22)	22	- 100
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽¹⁾	42 771	41 007	1 764	4

n.a : non applicable

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe.

Par rapport au 31 décembre 2021, l'endettement financier net a diminué de 0,2 milliards d'euros, notamment sous l'effet de la variation favorable du BFR de 6,8 milliards d'euros et de l'augmentation de capital de 3,1 milliards d'euros, malgré un EBE cash négatif. Les investissements nets s'élèvent à 8,5 milliards d'euros.

Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2021 et le 30 juin 2022



NB : chiffres arrondis à l'entier le plus proche.

(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

(2) Dividendes versés, y compris la rémunération des obligations hybrides.

5.2 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations s'établit à - 2 851 millions d'euros au premier semestre 2022 contre 566 millions d'euros au premier semestre 2021, soit une baisse de 3 417 millions d'euros.

EBE cash

L'EBE ajusté des éléments non cash s'élève à - 671 millions d'euros, en diminution de 10 881 millions d'euros par rapport au premier semestre 2021, principalement du fait :

- de la baisse de la production nucléaire et hydraulique et des impacts des mesures réglementaires ;
- de la baisse de l'EBE cash chez EDF Trading dans un contexte de forte volatilité des prix en 2021 et début 2022. Cette variation est compensée par la variation du BFR.

Variation du besoin en fonds de roulement

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) s'élève à 6 804 millions d'euros au cours du premier semestre 2022. Elle s'explique principalement par la baisse des appels de marge liés à l'activité trading (+ 5,8 milliards d'euros) et par la hausse des prix de l'électricité qui a entraîné une diminution de la charge nette d'Obligation d'Achats pour EDF et un excédent de compensation de la CSPE (+1,8 milliards d'euros).

De la même manière, la différence entre les variations de BFR des premiers semestres 2021 et 2022 (+ 8 700 millions d'euros) s'explique principalement par la variation des appels de marge sur l'activité trading (+ 6,9 milliards d'euros) et le BFR lié à la CSPE (+ 1,9 milliards d'euros).

Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions 2020-2022, y compris HPC et Linky) s'élèvent à 8 474 millions d'euros au premier semestre 2022, en hausse de 795 millions d'euros par rapport au premier semestre 2021.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2022	1 ^{er} semestre 2021	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	2 850	2 655	195	7
France - Activités régulées	2 310	2 407	(97)	- 4
EDF Renouvelables	1 384	368	1 016	276
Dalkia	78	80	(2)	- 3
Framatome	112	74	38	51
Royaume-Uni	1 396	1 433	(36)	- 3
Italie	256	486	(230)	- 47
Autre international	78	197	(119)	- 60
Autres métiers	10	(21)	31	149
INVESTISSEMENTS NETS	8 474	7 679	795	10

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 195 millions d'euros, du fait notamment des coûts liés à la corrosion sous contrainte.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** (y compris Linky) sont en baisse de 97 millions d'euros suite notamment à de moindres travaux liés à la fin du programme Linky.

Au **Royaume Uni**, les investissements nets sont en baisse de 36 millions d'euros compte tenu des coûts de maintenance nucléaire et thermique plus faibles qu'au premier semestre 2021.

Concernant **EDF Renouvelables**, la hausse de 1 016 M€ est liée à des investissements importants aux Etats-Unis et à de moindres subventions et cessions par rapport au premier semestre 2021.

En **Italie**, les investissements nets sont en baisse de 230 millions d'euros du fait notamment d'acquisitions au premier semestre 2021 dans le secteur des renouvelables, sans équivalent sur le premier semestre 2022.

De même, la baisse des investissements nets du segment **Autre International** est principalement liée à l'acquisition d'Essent par Luminus au premier semestre 2021.

5.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à - 3 981 millions d'euros au premier semestre 2022, en baisse par rapport au premier semestre 2021 où il s'élevait à - 240 millions d'euros.

Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent à 9 millions d'euros pour le premier semestre 2022.

Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme (voir la section 7.1.6).

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin juin 2022, les flux nets de 30 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

Dividendes versés en numéraire

A fin juin 2022, EDF a versé 543 millions d'euros au titre :

- du dividende 2021 (72 millions d'euros) versés par EDF SA⁽¹⁾ ;
- de la rémunération versée en 2022 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » (332 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (139 millions d'euros).

5.4 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement appréciation du dollar américain et dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro⁽²⁾) a un impact défavorable de 113 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

5.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires s'élèvent à 1 081 millions d'euros au premier semestre 2022 contre 885 millions au premier semestre 2021. Elles sont principalement constituées de la variation de juste valeur des instruments de dettes et des nouveaux contrats de location (IFRS 16).

5.6 Ratios financiers

	30/06/2022 ⁽²⁾	31/12/2021	31/12/2020
Endettement financier net/EBE	4,24	2,39	2,61
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) ⁽¹⁾	37 %	41 %	43 %

(1) Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.

(2) Le ratio au 30 juin 2022 est calculé sur la base du cumul de l'EBE du second semestre 2021 et du premier semestre 2022.

Note 6 PERSPECTIVES FINANCIERES

Ambitions 2023 ⁽³⁾

- Endettement financier net / EBE : environ ou légèrement supérieur à 3x
- Dette économique ajustée / EBE ajusté ⁽⁴⁾ : environ 5x

(1) L'Etat ayant opté pour un paiement en actions du dividende relatif aux exercices 2021 et 2022.

(2) Dépréciation de 2,1 % de la livre sterling face à l'euro : 1,165 €/£ au 30 juin 2022 et 1,190 €/£ au 31 décembre 2021 ; Appréciation de 9 % du dollar américain face à l'euro : 0,963 €/€ au 30 juin 2022 et 0,883 €/€ au 31 décembre 2021.

(3) Sur la base du périmètre et des taux de change au 1 janvier 2022. À environnement réglementaire constant (plafond ARENH à 100TWh), avec une hypothèse de prix à terme 2023 au 13 juillet 2022, et compte tenu d'une hypothèse de production nucléaire 2022 et 2023 en France telle que figurant dans le communiqué de presse du 18 mai 2022.

(4) À méthodologie S&P constante

Note 7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

Voir également la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » du Document d'enregistrement universel 2021.

7.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion tels qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Une structure indépendante, le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattachée à la Direction des Risques Groupe est responsable de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du cadre stratégique de gestion financière. Elle a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

7.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

Position de liquidité

Les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 30 741 millions d'euros au 30 juin 2022, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 975 millions d'euros.

Au 30 juin 2022, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 13 706 millions d'euros, dont 3 232 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 2 437 M€ au titre des appels de marge sur dérivés) et la dette liée à l'obligation locative (voir la note 17.2.2.3 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022). Les besoins associés pourront notamment être financés, le cas échéant, à partir des liquidités et des lignes de crédit disponibles du Groupe évoquées ci-dessus, ainsi que des autres ressources court terme évoquées ci-dessous.

Au 30 juin 2022, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

Gestion du risque de liquidité

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Le 15 mars 2022, EDF a mis en place des prêts à terme bilatéraux de maturité 3 ans pour un total de 10,25 milliards d'euros auprès de 9 banques. Deux prêts à terme bilatéraux supplémentaires de maturité 3 ans ont ensuite été signés le 25 mars et le 29 avril pour un total de 2,2 milliards de dollars. Enfin, le 5 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital d'un montant de 3,1 milliards d'euros.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées : ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe. Il propose aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées : le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, NEU CP (Negotiable EUROpean Commercial Paper) et US CP (US Commercial Paper). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NEU CP et de 10 milliards de dollars américains pour les US CP.
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 30 juin 2022, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 2 700 millions d'euros de NEU CP et de 30 millions de dollars d'US CP.

EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir :

- les marchés euros *via* son programme EMTN (plafond actuel à 50 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ;
- les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 30 juin 2022 s'établit à 12,2 ans contre 13,7 ans au 31 décembre 2021.

Au 30 juin 2022, EDF SA dispose d'un montant global de 11 433 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2022 ;

- un crédit syndiqué social d'un montant de 1,5 milliard d'euros a été signé en décembre 2021 de maturité initiale trois ans (décembre 2024) avec 2 extensions possibles d'une année chacune. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2022 ;
- les lignes bilatérales représentent 5 933 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2026. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;

Les 7 lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF SA au 30 juin 2022 pour un montant cumulé de 2 675 millions d'euros.

Edison dispose notamment d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 300 millions d'euros au 30 juin 2022.

7.1.2 Notation financière

Au 30 juin 2022, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont détaillées ci-dessous. Elles ont été ajustées suite aux mesures annoncées le 13 janvier 2022 sur l'évolution des tarifs régulés de l'électricité et sur la production nucléaire en 2022 et après la publication des résultats le 18 février 2022. Le 24 mai 2022, S&P a placé EDF SA, EDF Energy et Edison sous surveillance négative après l'annonce par le Groupe d'une baisse des prévisions de production nucléaire en France et de retards dans la construction de HPC.

La notation du Groupe est susceptible d'être impactée par les risques décrits au chapitre 2 du Document d'enregistrement universel 2021, en particulier, au risque 1A : « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH » et au risque 2D : « Risque d'accès à la liquidité ».

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB sous surveillance négative	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective négative	P-2
	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective négative	F2
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB sous surveillance négative	B
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
	Fitch Ratings	BBB- avec perspective négative	n. a.
Edison	Standard & Poor's	BBB sous surveillance négative	A-2
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.

n. a. = non applicable.

7.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les TRI des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 30 juin 2022 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 30 JUIN 2022, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

30 juin 2022 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture *	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	45 524	18 516	64 040	83
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	19 232	(15 409)	3 823	5
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 311	(1 194)	8 117	10
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 358	(1 913)	1 445	2
TOTAL DES EMPRUNTS	77 425	-	77 425	100

* Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2022 :

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

30 juin 2022 (en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	64 040	-	64 040
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	3 823	382	4 205
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 117	812	8 929
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 445	145	1 590
TOTAL DES EMPRUNTS	77 425	1 339	78 764

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe :

POSITION DES ACTIFS NETS

30 juin 2022* (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 678	1 450	830	2 398
CHF (Suisse)	22		19	3
PLN (Pologne)	288		153	135
GBP (Royaume-Uni)	21 960	5 435	5 625	10 900
BRL (Brésil)	1 844			1 844
CNY (Chine)	10 295		6 360	3 935
JPY (Japon)	191		190	1

* Actifs nets : vision au 30 juin 2022 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 30 juin 2022. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

7.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 30 juin 2022, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 57 % à taux fixe et 43 % à taux variable. L'augmentation de la part variable de la dette par rapport au 31 décembre 2021 provient pour l'essentiel des prêts à terme bilatéraux de 10,25 milliards d'euros et 2,2 milliards de dollars souscrits dans le courant du premier semestre et qui sont à taux variables compte tenu de leur maturité limitée de 3 ans et de la faculté de remboursement anticipé.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 328 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin juin 2022 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 1,87 % à fin juin 2022.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

30 juin 2022 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	59 689	(15 175)	44 514	-
À taux variable	17 736	15 175	32 911	329
TOTAL DES EMPRUNTS	77 425	-	77 425	329

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 14 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir la section 7.1.6).

7.1.5 Gestion du risque actions

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée en section 7.1.6.

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 31,0 % en actions fin juin 2022, soit un montant de 3,2 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2021, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) ont fusionné dans le fonds de British Energy (*British Energy Generation Group*) qui a été renommé EDF Group (EDFG). Au 30 juin 2022, Il est investi à hauteur de 11,5 % en actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés), ce qui représente un montant de 930 millions de livres sterling.

7.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006, codifiée au sein du code de l'environnement (articles L594-1 à 14) et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 14.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2022.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires – CSEN et Comité d'audit).

Le Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF dans le cadre d'une politique de sécurisation du financement des charges nucléaires, conformément à la réglementation. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en 2021 pour tenir compte des évolutions des marchés de taux. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion (anciennement Division Gestion des Actifs Cotés) et par EDF Invest.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle ⁽¹⁾ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements.

Au 30 juin 2022, la valeur globale du portefeuille s'élève à 33 876 millions d'euros, contre 37 454 millions d'euros à fin décembre 2021. L'évolution des actifs dédiés sur le premier semestre 2022 est décrite en note 14.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022, et leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable est détaillée dans la note 14.2.2 de cette annexe.

COMPOSITION ANALYTIQUE ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

(en millions d'euros)	30/06/2022			31/12/2021		
	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance du premier semestre 2022	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2021
Actifs de rendement	25,2 %	8 546	7,3 %	21,1 %	7 908	17,1 %
Actifs de croissance	36,5 %	12 351	- 16,0 %	40,9 %	15 320	22,6 %
Actifs de taux	38,3 %	12 979	- 9,9 %	38,0 %	14 226	- 0,7 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	100 %	33 876	- 8,9 %	100 %	37 454	11,9%

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

Au 30 juin 2022, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 11 809 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 14,06 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 10,93 % à fin 2021. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 30 juin 2022, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 660 millions d'euros.

À 30 juin 2022, la sensibilité des obligations cotées (12 132 millions d'euros) s'établissait à 4,8, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 577 millions d'euros. La sensibilité était de 5,3 à fin décembre 2021.

Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires estimé au 30 juin 2022 à 4,5% (voir la note 14.1 de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos le 30 juin 2022).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 5,8 % au 30 juin 2022.

Dérogations en cours de validité et prescriptions accordées par l'autorité administrative en application des articles D. 594-6 et D. 594-7 du code de l'environnement

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter, sous conditions, la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Par ailleurs, Cyclife, filiale d'EDF, a reçu une prescription de l'autorité administrative d'atteindre un taux de couverture des provisions nucléaires excédant 100% au 31 décembre 2022 au plus tard. Afin de s'y conformer, des dotations aux actifs de couverture pourront le cas échéant, être effectuées en 2022.

7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie représente la perte potentielle réalisée par le Groupe EDF dans l'hypothèse d'une défaillance future de sa contrepartie. Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin mars 2022, les expositions du Groupe sont à 89 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 31/12/2021	91 %	8,5 %	0,5 %	100 %
au 31/03/2022	89 %	10 %	1 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 31/12/2021	7,8 %	0,3 %	11,7 %	60,7 %	19,5 %	100 %
au 31/03/2022	7,0 %	0,3 %	11,7 %	58,9 %	22,1 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Leur forte hausse par rapport à décembre 2021 s'explique par l'envolée des prix des commodités sur la période. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

7.2.1 Politique de risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. Il est donc exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de gestion des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

7.2.2 Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de la politique actuelle de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie ⁽¹⁾ permettant de capturer un prix moyen.

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

7.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

(1) Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 18.7 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés⁽¹⁾. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

Au premier semestre 2022, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 70 millions d'euros au 1^{er} janvier successivement abaissée à 51 millions d'euros le 9 février puis 42 millions d'euros le 15 mars avant d'être portée à 57 millions d'euros le 24 mai, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 210 millions d'euros du 1^{er} janvier au 8 février puis de 180 millions d'euros à partir du 9 février.

Dans un contexte de marché extrêmement volatile, les limites de VAR ont été ponctuellement dépassées au cours du premier semestre 2022, ce qui a entraîné la mise en œuvre des procédures prévues dans ce type de situation. Au 30 juin 2022, cet indicateur est revenu sous sa limite.

Note 8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées est détaillée dans la note 3.3 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022.

Note 9 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE 2022

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté, ainsi que l'organisation du Groupe en matière de gestion et de contrôle de ses risques, dans le chapitre 2 « Facteurs de risques et cadre de maîtrise » du Document d'enregistrement universel (URD) 2021 (pages 93 à 127). Le Document d'enregistrement universel 2021 a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 17 mars 2022 et est disponible sur son site Internet (www.amf-france.org), ainsi que sur celui du groupe EDF (www.edf.com).

Le Groupe restant soumis aux risques propres à son activité déjà identifiés, la présentation des principaux risques figurant dans l'URD 2021 reste valable à la date de la publication du présent rapport pour l'appréciation des principaux risques et incertitudes auxquels le Groupe est exposé au 30 juin 2022 ou qui seraient susceptibles de l'affecter sur la seconde moitié de l'exercice en cours.

Concernant les risques spécifiques à la guerre en Ukraine, voir également la note 1.6.2 de l'annexe aux comptes résumés du semestre clos le 30 juin 2022.

Concernant le risque lié au cadre réglementaire en France et en particulier ARENH, se reporter à la section 2.2.1 - 1A du Document d'enregistrement universel 2021. Voir également la note 5.1.1 de l'annexe aux comptes résumés clos au 30 juin 2022.

Note 10 FAITS MARQUANTS RELATIFS AUX LITIGES EN COURS

Les litiges du groupe EDF sont présentés dans le Document d'Enregistrement Universel (URD) 2021 en section 7.1.5. Sont indiqués ci-dessous les litiges ayant évolué de façon significative depuis la publication de l'URD, en complément des évolutions qui figurent dans la note 16.3 de l'annexe des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022.

Enquête AMF

Dans le cadre d'une enquête diligentée par l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés depuis le mois de juillet 2013, l'AMF a notifié à EDF deux griefs le 5 avril 2019, qu'EDF a contestés. La Commission des sanctions de l'AMF a prononcé le 28 juillet 2020 des sanctions pécuniaires respectives de cinq millions d'euros à l'encontre de la société EDF au titre d'un manquement de diffusion

(1) EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

d'informations fausses ou trompeuses dans le cadre de la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C à l'occasion du communiqué de presse en date du 8 octobre 2014 intitulé « Approbation par la Commission Européenne des accords relatifs au projet de centrale nucléaire Hinkley Point C ».

La Commission des sanctions a en revanche écarté tout manquement à l'obligation de communiquer dès que possible une information privilégiée relative à la décision d'EDF de poursuivre le projet Hinkley Point C dans le cadre de la consolidation par intégration globale dans les comptes du groupe, communiquée au marché le 21 septembre 2015, mettant ainsi hors de cause, sur ce point, tant la société EDF que son Président-Directeur Général en fonctions.

Le 5 octobre 2020, EDF a formé un recours à l'encontre de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris au titre du seul grief retenu contre elle. À la suite du recours formé par EDF, le Président de l'AMF a également formé le 3 décembre 2020 un recours incident à l'encontre de la décision de la Commission des sanctions, aux termes duquel il sollicitait que le montant de la sanction pécuniaire supportée par EDF soit porté à 8 millions d'euros. Toutefois, le recours incident du Président de l'AMF ne contestait pas la décision de la Commission des sanctions en ce qu'elle avait écarté le second grief. La décision de la Commission des sanctions sur ce point est donc désormais définitive.

Dans son arrêt du 30 juin 2022, la Cour d'Appel de Paris a fait droit aux demandes d'EDF, en retenant que le communiqué du 8 octobre 2014 ne constituait pas la diffusion d'une information inexacte ou trompeuse et a, par conséquent, annulé la décision de la Commission des sanctions s'agissant du grief retenu contre EDF et rejeté le recours incident du Président de l'AMF. EDF est donc totalement mise hors de cause des griefs qui lui avaient été reprochés par l'AMF.

Enquête CRE/REMIT

Le 1er décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture d'une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1er avril 2016, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La CRE a informé EDF par courrier en date du 5 juillet 2018 avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Le 17 décembre 2021, EDF et EDF Trading Limited ont reçu une notification des griefs du CoRDiS à laquelle elles ont répondu le 14 février 2022. Le CoRDiS a rendu sa décision le 25 avril 2022, réduisant le champ des griefs retenus et condamnant EDF à une sanction de 500 000 euros. EDF Trading Limited est quant à elle sanctionnée à hauteur de 50 000 euros au titre d'une erreur opérationnelle. EDF et EDFT ont décidé de ne pas former de recours en annulation contre ces décisions.

L'autorité néerlandaise pour les consommateurs et les marchés (ACM) a procédé à l'ouverture d'une enquête concernant la disponibilité de la centrale de Sloe (CCG basé aux Pays Bas). Le 19 novembre 2020, EDF et EDF Trading Limited ont reçu une notification des griefs de l'ACM. Le 27 mai 2022, l'ACM a communiqué à EDF et EDFT sa décision de clôturer l'enquête ouverte à leur rencontre. La procédure est close.

Recours par des ONG et des associations contre les autorisations administratives liées aux moyens de production

Un certain nombre d'autorisations et permis liés aux moyens de production du Groupe (ASN, décision préfectorale, décret, arrêté...) font l'objet de contentieux le plus souvent portés par des associations environnementales.

Arbitrage CGN

Dans le cadre du pacte d'actionnaires de la société TNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limited, dont l'objet est la construction, l'exploitation, la maintenance et la gestion de la centrale nucléaire de Taishan d'une capacité de deux fois 1 750 MW, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre ses partenaires China General Nuclear Power Co., Ltd, Guangdong Nuclear Power Investments Co., Ltd et Taishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd (ensemble CGN), devant la CCI Singapour.

Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée de 60 ans, en cohérence avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à 41 ans, correspondant à la fin de la société TNPJVC.

Un premier mémoire en demande a été déposé par EDF en novembre 2021, auquel CGN a répondu en mars 2022. Les audiences sont planifiées du 10 au 14 octobre 2022.

Note 11 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS A LA CLOTURE

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits en note 20 de l'annexe des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2022.

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
DU SEMESTRE CLOS AU 30 JUIN 2022

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2022	S1 2021
Chiffre d'affaires	5.1	66 262	39 621
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(48 238)	(18 753)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(3 919)	(3 629)
Charges de personnel		(7 286)	(7 273)
Impôts et taxes		(2 383)	(2 509)
Autres produits et charges opérationnels	5.3	(1 764)	3 144
Excédent brut d'exploitation	5	2 672	10 601
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	6	(993)	(541)
Dotations aux amortissements		(5 534)	(5 194)
(Pertes de valeur)/reprises	10.4	(253)	(502)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(388)	(92)
Résultat d'exploitation		(4 496)	4 272
Coût de l'endettement financier brut		(728)	(754)
Effet de l'actualisation	8.1	502	(1 016)
Autres produits et charges financiers	8.2	(2 721)	2 631
Résultat financier	8	(2 947)	861
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		(7 443)	5 133
Impôts sur les résultats	9	1 840	(1 458)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	444	344
Résultat net des activités en cours de cession		4	(3)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		(5 155)	4 016
Dont résultat net - part du Groupe		(5 293)	4 172
Résultat net des activités poursuivies		(5 297)	4 175
Résultat net des activités en cours de cession		4	(3)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		138	(156)
Activités poursuivies		138	(156)
Activités en cours de cession		-	-
Résultat net part du Groupe par action en euros :			
Résultat par action		(1,62)	1,25
Résultat dilué par action		(1,62)	1,17
Résultat par action des activités poursuivies		(1,62)	1,25
Résultat dilué par action des activités poursuivies		(1,62)	1,17

⁽¹⁾Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

	Notes	S1 2022			S1 2021		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
Résultat net consolidé		(5 293)	138	(5 155)	4 172	(156)	4 016
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	17.5	3 589	22	3 611	797	5	802
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(919)	(5)	(924)	(207)	(2)	(209)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	17.5	(74)	-	(74)	(666)	-	(666)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		58	-	58	45	-	45
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes – variation brute	17.1.2	(1 204)	-	(1 204)	(216)	-	(216)
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt		311	-	311	56	-	56
Écarts de conversion des entités contrôlées		(196)	(202)	(398)	1 212	399	1 611
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		614	-	614	470	-	470
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		2 179	(185)	1 994	1 491	402	1 893
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute	17.1.2	(4)	-	(4)	15	-	15
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute ⁽¹⁾	15.1.2	9 104	38	9 142	2 528	97	2 625
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt ⁽¹⁾		(208)	(10)	(218)	(725)	(43)	(768)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		340	-	340	77	-	77
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		9 232	28	9 260	1 895	54	1 949
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		11 411	(157)	11 254	3 386	456	3 842
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		6 118	(19)	6 099	7 558	300	7 858
Dont résultat global des activités poursuivies		6 114	(19)	6 095	7 561	300	7 861
Dont résultat global des activités en cours de cession		4	-	4	(3)	-	(3)

⁽¹⁾ Les gains actuariels en capitaux propres concernent principalement le périmètre France (voir note 15.1). Ils produisent un effet d'impôt limité en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés actifs selon laquelle les impôts différés actifs correspondants sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des IDP concomitants pour ceux qui se retournent au-delà. La majeure partie des gains actuariels nés sur le premier semestre 2022 concerne, en effet, la portion de la provision pour avantages envers le personnel dont le retournement est à plus de 10 ans, et pour laquelle aucun impôt différé n'était reconnu au 31 décembre 2021.

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2022	31/12/2021
Goodwill	10.1	10 820	10 945
Autres actifs incorporels	10.1	10 509	10 221
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	98 647	98 237
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	10	62 816	62 132
Immobilisations en concessions des autres activités	10	6 820	6 881
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11	9 681	8 084
Actifs financiers non courants	17.1	53 787	55 609
Autres débiteurs non courants	12.3	2 700	2 092
Impôts différés actifs	9	2 870	1 667
Actif non courant		258 650	255 868
Stocks		16 484	16 197
Clients et comptes rattachés	12.2	20 624	22 235
Actifs financiers courants	17.1	86 541	39 937
Actifs d'impôts courants		1 032	544
Autres débiteurs courants	12.3	12 964	16 197
Trésorerie et équivalents de trésorerie		7 418	9 919
Actif courant		145 063	105 029
Actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente		74	69
TOTAL DE L'ACTIF		403 787	360 966
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2022	31/12/2021
Capital	13	1 934	1 619
Réserves et résultats consolidés		57 173	48 592
Capitaux propres – part du Groupe		59 107	50 211
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	13.5	12 211	11 778
Total des capitaux propres	13	71 318	61 989
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	14	57 821	62 067
Provisions pour avantages du personnel	15	12 402	21 716
Autres provisions	16	5 563	5 442
Provisions non courantes		75 786	89 225
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France		49 072	48 853
Passifs financiers non courants	17.2	68 074	56 543
Autres créditeurs non courants	12.5	5 302	4 816
Impôts différés passifs		2 284	2 401
Passif non courant		200 518	201 838
Provisions courantes	14, 15 et 16	9 848	6 836
Fournisseurs et comptes rattachés		15 949	19 565
Passifs financiers courants	17.2	75 193	45 014
Dettes d'impôts courants		861	446
Autres créditeurs courants	12.5	30 070	25 248
Passif courant		131 921	97 109
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente		30	30
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		403 787	360 966

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	S1 2022	S1 2021
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		(5 155)	4 016
Résultat net des activités en cours de cession		4	(3)
Résultat net des activités poursuivies		(5 159)	4 019
Pertes de valeur / (reprises)		253	502
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		5 713	4 526
Produits et charges financiers		96	(25)
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		98	112
Plus ou moins-values de cession		103	(108)
Impôt sur les résultats		(1 841)	1 458
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(444)	(344)
Variation du besoin en fonds de roulement	12.1.3	6 804	(1 896)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		5 623	8 244
Frais financiers nets décaissés		(424)	(393)
Impôts sur le résultat payés		(202)	(343)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		4 997	7 508
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		4 997	7 508
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(70)	14
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		122	401
Investissements incorporels et corporels	10.3	(8 703)	(8 518)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		26	42
Variations d'actifs financiers		(11 553)	3 103
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(20 178)	(4 958)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(20 178)	(4 958)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF	13.1	3 148	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾		581	293
Dividendes versés par EDF	13.2	(72)	(36)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(139)	(87)
Achats/ventes d'actions propres		(2)	(4)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		3 516	166
Émissions d'emprunts	17.2.2.1	15 370	1 104
Remboursements d'emprunts	17.2.2.1	(5 983)	(5 962)
Emissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	13.3	-	1 235
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	(332)	(288)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		169	441
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		9 224	(3 470)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		12 740	(3 304)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		12 740	(3 304)
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(2 441)	(754)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(2 441)	(754)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(2 441)	(754)
Variations de change		(99)	116
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		28	25
Autres variations non monétaires		11	271
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE		7 418	5 928

⁽¹⁾ Augmentation/réduction de capital et acquisition/cession d'intérêts minoritaires dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2022, un montant de 613 millions d'euro relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co.. Comprend en 2021, un montant de 597 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co. et un montant de (276) millions d'euros relatif à l'acquisition de 70% d'E2i Energie Speciali.

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2022 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultats ⁽²⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 31/12/2021	1 619	(14)	828	(4 474)	52 252	50 211	11 778	61 989
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	131	2 048	9 232	11 411	(157)	11 254
Résultat net	-	-	-	-	(5 293)	(5 293)	138	(5 155)
Résultat global consolidé	-	-	131	2 048	3 939	6 118	(19)	6 099
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(332)	(332)	-	(332)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 050)	(1 050)	(159)	(1 209)
Achats/ventes d'actions propres	-	(2)	-	-	-	(2)	-	(2)
Augmentations de capital d'EDF (voir note 13.1)	315	-	-	-	3 812	4 127	-	4 127
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	-	35	35	611	646
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2022	1 934	(16)	959	(2 426)	58 656	59 107	12 211	71 318

⁽¹⁾ Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

⁽²⁾ Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

⁽³⁾ Sur le premier semestre 2022, les « Autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 613 millions d'euros. Les « Autres variations » comprennent également la contrepartie de la charge liée à l'Offre préférentielle Réservee aux Salariés (ORS) pour 44 millions d'euros (voir note 7).

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2021 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽³⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas de contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 31/12/2020	1 550	(10)	(871)	(1 116)	46 080	45 633	9 593	55 226
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 529	(38)	1 895	3 386	456	3 842
Résultat net	-	-	-	-	4 172	4 172	(156)	4 016
Résultat global consolidé	-	-	1 529	(38)	6 067	7 558	300	7 858
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(288)	(288)	-	(288)
Emissions TSDI (voir note 13.3)	-	-	-	-	1 235	1 235	-	1 235
Dividendes distribués	-	-	-	-	(652)	(652)	(100)	(752)
Achats/ventes d'actions propres	-	(4)	-	-	-	(4)	-	(4)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 13.1)	29	-	-	-	587	616	-	616
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(325)	(325)	486	161
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2021	1 579	(14)	658	(1 154)	52 704	53 773	10 279	64 052

⁽¹⁾ Les écarts de conversion varient de +1 529 millions d'euros au 30 juin 2021. Cette variation est liée à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro (1£ = 1,112 € au 31 décembre 2020 et 1£ = 1,165€ au 30 juin 2021).

⁽²⁾ Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

⁽³⁾ Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

⁽⁴⁾ Sur le premier semestre 2021, les « Autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 597 millions d'euros et le transfert de la quote-part des capitaux propres acquis d'E2i Energie Speciali pour un montant de (121) millions d'euros. L'écart de (155) millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis est présenté en diminution des capitaux propres part du Groupe.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	9
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	9
1.2	ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE	9
1.3	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE	10
1.4	MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES	10
1.5	SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ	10
1.6	COMPARABILITÉ DES PÉRIODES	11
NOTE 2	SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS	12
NOTE 3	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	13
3.1	ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	13
3.2	PARTIES LIÉES	14
NOTE 4	INFORMATIONS SECTORIELLES	14
NOTE 5	EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	15
5.1	CHIFFRE D'AFFAIRES	17
5.2	ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	22
5.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	22
NOTE 6	VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	23
NOTE 7	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	23
NOTE 8	RÉSULTAT FINANCIER	24
8.1	EFFET DE L'ACTUALISATION	24
8.2	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	24
NOTE 9	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS	25
NOTE 10	ACTIFS IMMOBILISÉS	26
10.1	GOODWILL ET AUTRES ACTIFS INCORPORELS	26
10.2	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	26
10.3	INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	31
10.4	PERTES DE VALEUR / REPRISES	31
NOTE 11	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	35
11.1	TAISHAN	35
11.2	AUTRES PARTICIPATIONS	36
NOTE 12	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT (BFR)	37
12.1	COMPOSITION ET VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	37
12.2	CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	38
12.3	AUTRES DÉBITEURS	38
12.4	FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	39
12.5	AUTRES CRÉDITEURS	39
NOTE 13	CAPITAUX PROPRES	41
13.1	CAPITAL SOCIAL	41
13.2	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	41
13.3	TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE	41
13.4	OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCÉANES)	41
13.5	PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)	42
NOTE 14	PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ACTIFS DÉDIÉS	42
14.1	PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE	43
14.2	ACTIFS DÉDIÉS D'EDF	45

14.3	SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME D'EDF	47
NOTE 15	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	47
15.1	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL DU GROUPE	47
15.2	HYPOTHÈSES ACTUARIELLES	49
NOTE 16	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS	49
16.1	AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION	49
16.2	AUTRES PROVISIONS	49
16.3	PASSIFS ÉVENTUELS	50
NOTE 17	ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	52
17.1	ACTIFS FINANCIERS	52
17.2	PASSIFS FINANCIERS	54
17.3	LIGNES DE CRÉDIT NON UTILISÉES	56
17.4	JUSTE VALEUR DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	56
17.5	VARIATION DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	57
NOTE 18	INDICATEURS FINANCIERS	57
18.1	RÉSULTAT NET COURANT	57
18.2	ENDETTEMENT FINANCIER NET	59
NOTE 19	ENGAGEMENTS HORS BILAN	60
19.1	ENGAGEMENTS DONNÉS	60
19.2	ENGAGEMENTS REÇUS	62
NOTE 20	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	62

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés résumés (ci-après « les comptes consolidés ») reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour le semestre écoulé au 30 juin 2022.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique...), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2022 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 27 juillet 2022.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2022 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2022. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés semestriels sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ». Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. À ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2021.

À l'exception des évolutions relatives au référentiel comptable détaillées en note 1.2 et des méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires précisées en note 1.4, les règles d'évaluation et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées et décrites dans la note 1.3 et dans les différentes notes concernées de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

1.2.1 Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles - Produit antérieur à l'utilisation prévue »

Depuis le 1^{er} janvier 2022, les produits de la vente d'éléments générés par un actif non encore en service (tel que par exemple les ventes d'électricité en phase de test) ne sont plus comptabilisés en déduction du coût de l'immobilisation. Ces produits ainsi que les coûts associés sont enregistrés en résultat au fil de l'eau.

L'application de ces amendements n'a pas d'impact matériel sur les comptes du Groupe au 30 juin 2022. Le Groupe sera notamment concerné par ces amendements lors de la phase de tests et d'essais de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 10.2).

1.2.2 Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires – Coûts d'exécution du contrat »

Ces amendements précisent que la provision pour contrat onéreux doit être évaluée sur la base des coûts inévitables correspondant à tous les coûts rendus nécessaires par l'exécution du contrat et non pas uniquement les coûts incrémentaux.

Ils élargissent ainsi le périmètre des coûts à prendre en compte, qui comprennent à la fois les coûts incrémentaux pour remplir les obligations du contrat (ex : la main d'œuvre et coûts matières) mais aussi une allocation des autres coûts directement liés au contrat (ex : une quote-part de l'amortissement des équipements utilisés, des assurances).

L'application de ces amendements n'a pas d'impact matériel sur les comptes du Groupe.

1.2.3 Réforme des taux interbancaires de référence – amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16

Ces amendements sont applicables, depuis le 1^{er} janvier 2021, aux actifs et passifs financiers pour lesquels les modifications contractuelles sont une conséquence directe de la réforme des taux d'intérêt.

Cette réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat, et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues. Ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de fallback, évolution des systèmes d'information). Les opérations de remplacement déjà réalisées sont décrites dans les comptes consolidés au 31 décembre 2021 en note 1.2.1.

Pour rappel, dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1^{er} janvier 2022. Les opérations de remplacement du Libor USD seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.3 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principaux jugements et estimations du Groupe sont décrits en note 1.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

1.4 MÉTHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES

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

1.4.1 Avantages du personnel

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin est calculé en projetant sur un semestre l'engagement de la clôture annuelle précédente, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture et ajusté le cas échéant des changements de régime.

En cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours de période, les hypothèses actuarielles et l'évaluation des engagements sont mises à jour à la date du changement. A compter de cette date, le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies sont ajustés en conséquence.

Hormis les situations visées précédemment, les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages du personnel pour les arrêts intermédiaires sont modifiées par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles si des évolutions significatives interviennent sur certains paramètres (par exemple le taux d'actualisation) (voir note 15.2).

1.4.2 Impôts sur les résultats

La charge d'impôts (exigible et différée) sur le résultat de la période intermédiaire est en général calculée en appliquant la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal au résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt.

1.5 SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ

Les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation intermédiaires sont caractérisés par une forte saisonnalité sur l'année civile, principalement en France. Les variations observées sont notamment liées aux conditions climatiques et à la structure tarifaire propre à chaque période.

1.6 COMPARABILITÉ DES PÉRIODES

1.6.1 Effets du niveau des prix de marché sur la comparabilité des exercices

Les états financiers sont affectés par le niveau et la volatilité des prix de marché, de façon plus marquée qu'au 31 décembre 2021 sur certains agrégats.

Le total bilan passe de 361 milliards d'euros à 404 milliards d'euros, en particulier sous l'effet de l'augmentation de la juste valeur des dérivés (voir notes 17.1 et 17.2) (dérivés de *trading* pour +27 milliards d'euros à l'actif et + 25 milliards d'euros au passif; dérivés de couverture pour +12 milliards d'euros à l'actif et pour + 9 milliards d'euros au passif). Le total bilan avait augmenté de 305 milliards d'euros à 360 milliards d'euros entre le 31 décembre 2020 et le 31 décembre 2021 sous l'effet également de l'augmentation de la juste valeur des dérivés, du besoin en fonds de roulement clients et fournisseurs, et des appels de marge actif / passif sur les activités de *trading* (voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021). Au sein des « autres débiteurs courants » la position usuellement débitrice de CSPE pour EDF SA (créance de l'ordre de 2 milliards au 31 décembre 2020) est en position créditrice au sein des « autres créditeurs courants » pour 0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021 et 3,4 milliards d'euros au 30 juin 2022 (voir note 12.5.4).

Au niveau du compte de résultat, on relève principalement :

- le chiffre d'affaires est en hausse de 66 % en croissance organique et les achats de combustible et d'énergie de 156 %, dont un effet prix très élevé des achats d'électricité rendus nécessaire par la moindre production nucléaire du fait du phénomène de corrosion sous contrainte, et l'effet des achats-ventes au titre du dispositif spécifique d'ARENH complémentaire sur le semestre pour un montant net de 1,4 milliard d'euros. Les achats de pertes d'Enedis sont également en forte augmentation (300 millions d'euros sur le semestre) ;
- la marge de *trading* atteint 2,1 milliards d'euros contre 0,8 milliard d'euros au premier semestre 2021 et 1,5 milliard d'euros sur l'exercice 2021. Cette marge intègre une augmentation des réserves pour risque de contrepartie dans le contexte particulier du marché européen ;
- la volatilité des commodités (IFRS9) au compte de résultat est de (1) milliard d'euros contre (0,5) milliard d'euros au premier semestre 2021 et (0,2) milliard d'euros sur l'exercice 2021.

1.6.2 Impacts de la guerre en Ukraine

Le Groupe a une exposition directe très limitée en Russie ou en Ukraine. Le Groupe a une dépendance faible aux importations russes d'uranium, compte-tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long-terme. S'agissant du gaz, le Groupe a un unique contrat gaz (Edison), avec une filiale européenne d'une entreprise russe, représentant 4 % des approvisionnements du Groupe et se terminant fin 2022. Le Groupe n'a pas d'exposition avec des entreprises ou banques impactées par les sanctions internationales à ce jour. Le bureau de Moscou a été fermé. La filiale Dalkia Russie a été cédée sur le semestre.

Les impacts indirects sont en revanche significatifs sur les états financiers semestriels : augmentation des prix de marché et de la volatilité ; tensions sur les chaînes d'approvisionnement ; contribution aux effets d'inflation (matériels, composants...) ; impact sur les marchés financiers (affectant notamment la valorisation des actifs dédiés).

NOTE 2 SYNTHÈSE DES FAITS MARQUANTS

Les principaux événements et transactions significatifs du **premier semestre 2022** du Groupe sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire :**
 - Fin de la production d'électricité sans émission de carbone et le déchargement du combustible est en cours à Hunterston B (cf. communiqués de presse d'EDF Energy du 7 janvier 2022 et du 17 mai 2022, voir note 14) ;
 - Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (cf. communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022, voir note 10.2) ;
 - Le 13 janvier 2022, EDF a actualisé son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir notes 10.2 et 10.4) ;
 - Le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 7 février 2022, voir notes 10.2 et 10.4) ;
 - Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2023 (cf. communiqué de presse du Groupe du 11 février 2022, voir note 10.4) ;
 - Point d'actualité sur Hinkley Point C : révision du calendrier et des coûts du projet (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 10.2 et 10.4) ;
 - Point d'actualité sur le phénomène de corrosion sous contrainte et ajustement de l'estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir notes 5 et 10.2) ;
 - Le gouvernement accorde l'autorisation d'aménagement (DCO - *Development Consent Order*) à Sizewell C (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 20 juillet 2022, voir note 10.2).
- **Plans de cession :**
 - Edison achève la cession de ses activités d'exploration et de production (cf. communiqués de presse d'Edison du 5 mai 2022 et du 29 juin 2022, voir note 3.1).
- **Opérations de financement :**
 - EDF a conclu des financements bancaires pour 10,25 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 mars 2022, voir note 17.2.2.1) ;
 - EDF a annoncé le succès de son augmentation de capital d'un montant de plus de 3,150 milliards d'euros avec maintien du droit préférentiel de souscription (cf. communiqué de presse du Groupe du 5 avril 2022, voir note 13.1) ;
 - Le groupe EDF a lancé une augmentation de capital réservée aux adhérents du plan d'épargne de groupe et du plan d'épargne de groupe international d'EDF (cf. communiqué de presse du Groupe du 12 mai 2022, voir notes 7 et 13) ;
 - EDF et la Banque Européenne d'Investissement (BEI) ont annoncé la signature d'un contrat de prêt de 800 millions d'euros au service de la transition énergétique du réseau de distribution électrique géré par Enedis (cf. communiqué de presse du Groupe du 19 mai 2022, voir note 17.2.2.1).
- **Energies renouvelables :**
 - EDF a remporté une zone maritime dans la baie de New York pour y développer de l'éolien en mer (cf. communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables du 1^{er} mars 2022, voir note 11.2) ;
 - Parc éolien en mer de Saint-Nazaire : la première éolienne en mer de France est posée (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 13 avril 2022, voir note 11.2) ;
 - EDF Renouvelables met en service quatre centrales solaires, dont deux flottantes, en Israël (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 8 juin 2022, voir note 11.2).
- Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement français (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 5) ;
- EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie des activités nucléaires de GE Steam Power (cf. communiqué de presse du Groupe du 10 février 2022, voir note 23 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021) ;
- Communication d'EDF sur la décision de l'Autorité de la concurrence (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 février 2022, voir note 16) ;
- Publication du décret et des arrêtés relatifs à l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 : mise à jour de l'impact sur les perspectives d'EBITDA 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 mars 2022, voir notes 5 et 16.2) ;
- Dalkia cède ses activités en Russie (cf. communiqué de presse de Dalkia du 23 mai 2022, voir notes 1.6.2 et 7).

Les principaux événements et transactions significatifs en 2021 étaient les suivants :

- **Développements dans le nucléaire :**
 - EDF a décidé de mettre Dungeness B en phase de déchargement du combustible (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 7 juin 2021, voir note 7);
 - Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 15 décembre 2021, voir note 23 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021) ;
 - Révision de la durée de vie des réacteurs avancés refroidis au gaz (*Advanced Gas-cooled Reactor - AGR*) (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 15 décembre 2021, voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).
- **Plans de cession :**
 - Edison a finalisé la vente d'Edison Norge à Sval Energi pour une valeur de 374 millions de dollars (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 25 mars 2021, voir note 3.1.2) ;
 - Edison a finalisé la cession de Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) à 2i ReteGas pour 150 millions d'euros (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 30 avril 2021, voir note 3.1.2) ;
 - Dalkia a annoncé la finalisation de la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy avec Paprec (*cf.* communiqué de presse de Dalkia du 28 juillet 2021, voir notes 3.1.2) ;
 - EDF a finalisé la vente de sa participation dans CENG (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 9 août 2021, voir notes 3.1.2) ;
 - EDF a finalisé la cession de la centrale CCGT de West Burton B à EIG (*cf.* communiqué de presse d'EDF Energy du 31 août 2021, voir note 3.1.2)
 - Edison et le Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction afin d'accélérer ensemble le développement des énergies renouvelables en Italie (*cf.* communiqués de presse d'Edison les 3 et 14 décembre 2021, voir note 3.1.2) ;
 - EDF a réalisé le transfert d'un parc immobilier en Île-de-France à une société commune avec POWERHOUSE HABITAT (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2021, voir note 5.4 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).
- **Energies renouvelables :**
 - Edison a finalisé l'acquisition de E2i (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021, voir note 3.1.2).
- Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et Areva (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 30 juin 2021, voir note 7) ;
- EDF arrête le projet Écocombust de développement d'un nouveau combustible à base de bois de classe B (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 8 juillet 2021, voir note 10.3 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021).

NOTE 3 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

3.1 ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

3.1.1 Evolutions du périmètre sur le premier semestre 2022

Sur le premier semestre 2022, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre significative.

Le 4 mai 2022, Edison a annoncé la signature d'un accord pour la vente de sa participation dans la licence Reggane-Nord en Algérie, complétant ainsi la cession de toutes les activités d'exploration et de production (E&P) suite à la réorientation stratégique de la société vers ses activités de transition énergétique. En vertu de cet accord, Edison cèdera sa participation de 11,25 % dans le champ gazier on-shore de Reggane-Nord à Wintershall Dea Algeria GmbH.

Le 29 juin 2022, Edison a annoncé signer un avenant au contrat de cession après l'exercice par Repsol de son droit de préemption, conformément au *Joint Operation Agreement* correspondant. Le contrat signé le 4 mai dernier a été en conséquence modifié pour refléter la cession de la participation d'Edison entre Repsol (6,75 %) et Wintershall Dea (4,50 %).

L'accord est basé sur une valeur pour la participation d'Edison dans Reggane-Nord d'environ 100 millions de dollars.

La transaction est soumise, entre autres, aux approbations habituelles des autorités.

3.1.2 Evolutions du périmètre en 2021

Sur l'exercice 2021, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes (voir note 3.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021) :

- l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021 ;
- la cession d'Edison Norge le 25 mars 2021 ;
- la cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) le 30 avril 2021 ;
- la cession de Dalkia Wastenergy le 28 juillet 2021 ;
- la cession de la participation dans CENG le 9 août 2021 ;
- la cession de West Burton B le 31 août 2021 ;
- l'introduction en Bourse de Pod Point le 4 novembre 2021 ;
- l'acquisition de Rolls-Royce Civil Nuclear I&C le 8 novembre 2021 ;
- la cession de 49 % de Edison Renewables le 3 décembre 2021 ;
- la consolidation d'IZI Solutions Renov et Hynamics.

3.2 PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2021. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public notamment auprès du groupe Orano pour la fourniture, le transport et le retraitement du combustible nucléaire.

NOTE 4 INFORMATIONS SECTORIELLES

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant élimination inter-secteurs et comprennent le cas échéant les effets en résultat consécutifs aux revalorisations d'actifs et de passifs effectuées dans le cadre des prises de contrôle selon IFRS 3.

Au 30 juin 2022

	France – Activités de production et commerciali- sation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
<i>(en millions d'euros)</i>											
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	22 804	9 475	989	6 898	12 996	2 473	640	2 726	7 261	-	66 262
Chiffre d'affaires intersecteurs	958	103	988	6	21	112	411	485	436	(3 520)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	23 762	9 578	1 977	6 904	13 017	2 585	1 051	3 211	7 697	(3 520)	66 262
ÉXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	(4 988)	3 171	321	860	622	291	500	185	1 845	(135)	2 672
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	(8 054)	1 364	172	298	345	99	111	(98)	1 402	(135)	(4 496)
Goodwill	127	223	1 450	7 928	125	50	187	588	142	-	10 820
Immobilisations incorporelles et corporelles	60 198	67 803	2 821	25 993	5 769	1 980	11 486	2 237	505	-	178 792
Investissements corporels et incorporels	2 842	2 385	102	2 010	202	60	1 012	78	12	-	8 703
- dont acquisitions d'immobilisations	2 395	2 234	123	2 126	201	68	853	88	11	-	8 099
- dont variations des dettes sur acquisitions d'immobilisations	447	151	(21)	(116)	1	(8)	159	(10)	1	-	604

⁽¹⁾Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 2 098 millions d'euros.

Au 30 juin 2021

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisa- tion	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre internatio- nal	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽¹⁾	Élimi- nations intersec- teurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	15 248	9 067	923	4 886	3 894	1 301	551	2 026	1 725	-	39 621
Chiffre d'affaires intersecteurs	753	29	711	1	17	93	256	300	162	(2 322)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	16 001	9 096	1 634	4 887	3 911	1 394	807	2 326	1 887	(2 322)	39 621
ÉCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	4 838	3 210	293	267	534	206	294	215	854	(110)	10 601
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 712	1 591	153	(919)	190	54	34	66	501⁽²⁾	(110)	4 272
Goodwill	109	223	1 332	7 929	98	47	184	576	142	-	10 640
Immobilisations incorporelles et corporelles	59 983	66 165	2 606	22 685	5 324	2 043	10 027	2 168	615	-	171 616
Investissements corporels et incorporels	2 648	2 477	84	2 009	202	62	954	70	12	-	8 518
- dont acquisitions d'immobilisations	2 217	2 271	105	2 120	222	62	811	75	10	-	7 893
- dont variations des dettes sur acquisitions d'immobilisations	431	206	(21)	(111)	(20)	-	143	(5)	2	-	625

⁽¹⁾Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 781 millions d'euros.

⁽²⁾La variation nette de juste valeur sur les instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading est principalement attribuée au secteur « Autres métiers ».

NOTE 5 EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2022	30/06/2021
Chiffre d'affaires	5.1	66 262	39 621
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(48 238)	(18 753)
Services extérieurs		(6 774)	(6 446)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(2 056)	(1 715)
Production stockée et immobilisée		4 785	4 423
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		126	109
Autres consommations externes⁽¹⁾		(3 919)	(3 629)
Charges de personnel		(7 286)	(7 273)
Impôts et taxes sur rémunérations		(171)	(162)
Impôts et taxes liés à l'énergie		(1 344)	(1 332)
Autres impôts et taxes ⁽²⁾		(868)	(1 015)
Impôts et taxes⁽³⁾		(2 383)	(2 509)
Autres produits et charges opérationnels	5.3	(1 764)	3 144
Excédent brut d'exploitation		2 672	10 601

⁽¹⁾Retraités des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 6,7 % par rapport au 30 juin 2021.

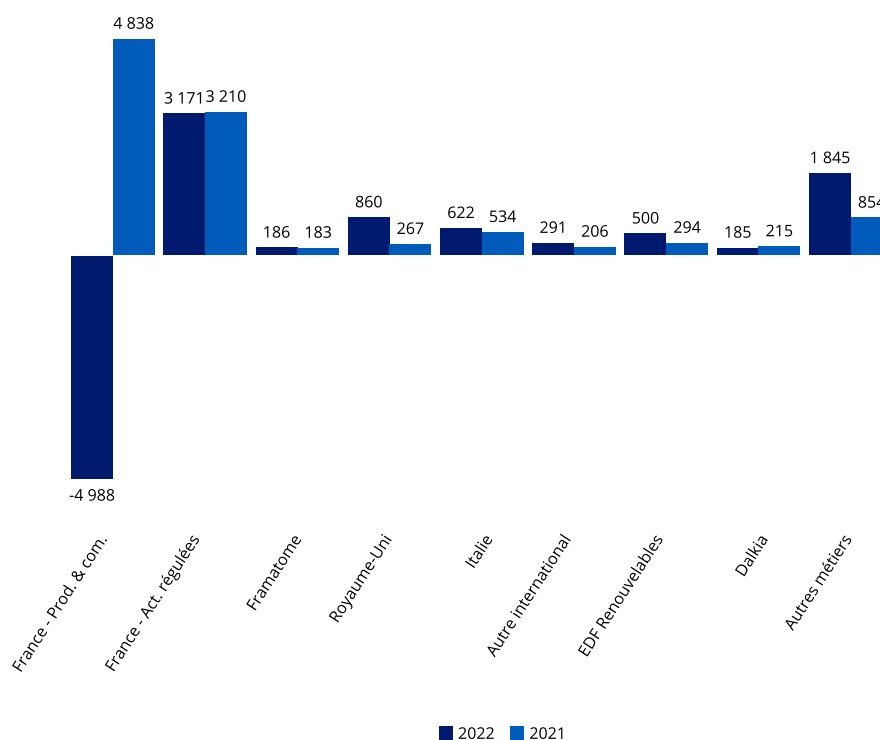
⁽²⁾ Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernant principalement la France.

⁽³⁾ Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 5,7 % par rapport à 2021.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 2 672 millions d'euros à fin juin 2022, en baisse de 74,8 % par rapport au premier semestre 2021.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe est en baisse organique de -75,0 % soit (7 947) millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France - Activités de production et commercialisation ((9 821) millions d'euros, soit -203 %), France - Activités régulées ((39) millions d'euros, soit - 1,2 %), Autres métiers (+979 millions d'euros, soit +114,6 %), Royaume-Uni (+646 millions d'euros, soit +241,9 %), EDF Renouvelables (+190 millions d'euros, soit +64,6 %) et Italie (+76 millions d'euros, soit 14,2 %).

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel au premier semestre 2022 par rapport au premier semestre 2021 est la suivante (voir note 4) :



Sur le secteur **France – Activités de production et commercialisation**, la baisse organique de l'EBE de (9 821) millions d'euros s'explique essentiellement par les achats d'électricité sur le marché à des prix élevés rendus nécessaires par la baisse significative de la production nucléaire et hydraulique en France et les impacts négatifs des mesures réglementaires exceptionnelles adoptées par le gouvernement français afin de limiter la hausse des prix de vente aux consommateurs en 2022. La production nucléaire a diminué de 27,6 TWh soit – 15,2%, principalement en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte. La production hydraulique, quant à elle, est pénalisée par une faible hydraulicité (-6,4 TWh). L'EBE au 30 juin 2022 intègre également une provision pour le coût sur le deuxième semestre des achats/ventes dans le cadre du dispositif spécifique complémentaire d'ARENH, pour 2,7 milliards d'euros.

Sur le secteur **France - Activités régulées**, la diminution de l'EBE de (39) millions d'euros est principalement liée à un effet prix négatif sur les achats de pertes. L'EBE bénéficie néanmoins d'une diminution des charges de personnel en raison de la hausse des taux d'actualisation sur les avantages à long terme.

Concernant le secteur **Autres métiers**, la progression de l'EBE de +979 millions d'euros provient d'EDF Trading pour 1 123 millions, qui réalise une performance historique en 2022. L'EBE des activités gazières diminue de (168) millions d'euros du fait notamment des achats de Gaz Naturel Liquéfié à prix élevés en début d'année 2022 par rapport au premier semestre 2021.

La forte augmentation organique de l'EBE du secteur **Royaume-Uni** de +646 millions d'euros s'explique par une meilleure production et optimisation du parc nucléaire. La hausse de la production nucléaire (+2,3 TWh) a permis la vente de volumes supplémentaires dans un contexte de prix haussier (prix réalisés du nucléaire +14,9 €/MWh) alors que la production 2021, qui était en retrait, avait conduit à des rachats à des prix déjà élevés. L'EBE bénéficie aussi de la baisse des charges opérationnelles en raison principalement du passage en phase de déchargement du combustible des centrales de Hunterston B et Dungeness B (dont l'essentiel des coûts est pris en charge par le *Nuclear Liabilities Fund*) et de la réforme du régime de retraite des salariés mise en place l'an dernier.

La croissance de l'EBE du secteur **EDF Renouvelables** (+190 millions d'euros) résulte principalement de la hausse de la production (+22,7 % par rapport au premier semestre 2021) et des effets prix positifs, notamment au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, ainsi que des impacts négatifs sur l'EBE 2021 lié à la vague de froid exceptionnel au Texas.

La hausse de l'EBE du secteur **Italie** (+76 millions d'euros) s'explique principalement par la hausse des volumes produits par les CCGT et la hausse des prix du gaz dans un contexte de forte volatilité. *A contrario*, l'EBE de la production renouvelable est en baisse en particulier du fait d'une faible hydraulicité en 2022. Par ailleurs, l'EBE bénéficiait en 2021 et de la plus-value de cession d'Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG), sans équivalent en 2022.

5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

5.1.1 Evolutions réglementaires en France

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE – Tarifs bleus)

Le cadre réglementaire des tarifs réglementés de vente d'électricité est décrit dans la note 5.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE propose que cette évolution s'applique à compter du 1^{er} août 2021.

Cette évolution proposée est la conséquence de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2021 (soit + 0,33 % sur les TRVE TTC), de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,07 % sur les TRVE TTC), et de la remise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans comme la CRE l'avait annoncé (soit + 0,21 % sur le TRVE TTC).

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un « bouclier tarifaire » basé sur le principe d'une augmentation maximale des Tarifs Réglementés de Vente (TRVE) de 4 % TTC au 1^{er} février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1^{er} août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finance 2021 du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 met en œuvre une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) appliquée depuis le 1^{er} février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant, par arrêté conjoint des ministres de l'économie et de l'énergie, les TRVE et le tarif de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Elles concernent notamment l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2022. Cette proposition, qui n'intégrait pas les conséquences du décret du 11 mars 2022 précisant les modalités de mise à disposition de 20 TWh d'électricité par EDF entre le 1^{er} avril 2022 et le 31 décembre 2022 aux fournisseurs éligibles à l'ARENH (détaillé ci-après), est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n°2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels à 4 % TTC (soit 24,3 % HT) et celle des tarifs bleus non résidentiels à 4 % TTC (soit 23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mis en œuvre à compter du 1^{er} février 2022.

Dans une délibération du 7 juillet 2022, la CRE a proposé une augmentation de 3,92 % TTC (soit 4,10 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 3,56 % TTC (soit 3,73 % HT) des tarifs bleus non résidentiels qui serait applicable à compter du 1^{er} août 2022, et traduisant principalement l'augmentation du TURPE distribution au 1^{er} août 2022.

En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 et du « bouclier tarifaire », les projets d'arrêtés soumis au Conseil Supérieur de l'Energie du 21 juillet prévoient une opposition aux propositions tarifaires de la CRE et le maintien des grilles tarifaires en vigueur.

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} janvier 2021 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4,00 % TTC (24,3 % HT)	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022
07/07/2022	à venir	à venir	à venir	01/08/2022 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Sous réserve d'approbation.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Le cadre légal et réglementaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité est décrit dans la note 5.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021 et n'a pas évolué au cours du premier semestre 2022.

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA- BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, décision portant sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-158 du 9 juin 2022 la hausse du niveau moyen du TURPE Distribution au 1^{er} août 2022 à +2,26 %.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne, à + 1,09 % au 1^{er} août 2021. La CRE a fixé dans sa délibération n° 2022-157 du 9 juin 2022 l'évolution du niveau moyen du TURPE Transport au 1^{er} août 2022 à -0,01 %.

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les TRVE donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé. Le 23 décembre 2016, la société ENGIE avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par ENGIE pour contester la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil constitutionnel dans sa décision n° 2019-776 du 19 avril 2019. La procédure devant le Tribunal de commerce de Paris est close depuis le 11 avril 2022, le Tribunal de commerce ayant constaté la péremption de l'instance.

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal. Jusqu'au 31 décembre 2019, ce plafond légal était de 100 TWh par an.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a relevé ce plafond à 150 TWh à compter du 1^{er} janvier 2020 permettant ainsi au gouvernement de modifier par arrêté ministériel le volume global maximal au-delà de 100 TWh. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire.

Par sa délibération n° 2021-339 du 8 novembre 2021, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2022 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs.

Concernant le guichet de novembre 2021, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2022 s'est élevée à 160,36 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,03 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 160,33 TWh, et a procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,4 TWh).

Depuis le 1^{er} janvier 2022, la CRE a notifié à EDF la cessation de livraisons d'ARENH pour trois fournisseurs alternatifs du fait de leur liquidation judiciaire ou de la suspension de leur autorisation de fourniture. Lors du guichet de mai 2022, les volumes ARENH non livrés par EDF du fait (i) de la liquidation judiciaire de fournisseurs défaillants et (ii) de l'absence de mise en œuvre de modalités de rétrocession de la valeur aux fournisseurs de secours, ont été remis en jeu par la CRE (21,9 MW). L'intégralité de ces volumes ont été alloués lors de ce guichet.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures comprennent principalement la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés. Le décret prévoit que pour bénéficier des volumes additionnels sur la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,2 €/MWh, les fournisseurs éligibles devront vendre à EDF un volume équivalent à celui qui leur sera cédé par EDF au titre de cette attribution supplémentaire à un prix de 256,98 €/MWh (moyenne des cotations sur les marchés de gros enregistrés entre les 2 et 23 décembre 2021 du produit base calendaire pour livraison d'électricité en France métropolitaine continentale sur l'année 2022). La CRE répartit les volumes additionnels entre les fournisseurs selon une répartition identique à celle qui avait été retenue au titre de la période de livraison ayant débuté le 1^{er} janvier 2022. En pratique, la CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'ARENH additionnel.

Selon les modalités prévues dans sa délibération n° 2022-98 du 31 mars 2022, la CRE a mis en place un mécanisme de suivi et de contrôle des modalités de restitution par les fournisseurs éligibles de l'effet de la diminution de leur coût de *sourcing* (liée à l'attribution de volumes additionnels à un prix de 46,20 €/MWh) dans les offres facturées à leurs clients. Conformément à la délibération de la CRE précitée, EDF a été amenée à répliquer pour ses propres offres de marché les dispositions imposées aux fournisseurs alternatifs.

Les effets de cette mesure sont ainsi principalement de deux ordres pour le Groupe :

- la nécessité d'acheter ces 19,5 TWh d'électricité à 256,98 €/MWh aux fournisseurs éligibles afin de leur vendre concomitamment des volumes équivalents à 46,20 €/MWh, avec un coût net (intégrant le coût des garanties de capacité) évalué à environ 4,1 milliards d'euros pour la période du 1^{er} avril 2022 au 31 décembre 2022 ; et
- une diminution des prix de vente aux clients, qu'ils soient au TRVE ou en offre de marché, du fait de l'augmentation de la part relative d'ARENH par rapport au prix de marché dans l'empilement des coûts pris en compte pour le calcul des TRVE et des offres de marché. S'agissant des offres au TRVE, l'impact incrémental de la mesure sur l'exercice 2022 est limité du fait de la mise en œuvre du « bouclier tarifaire » présenté ci-dessus, qui limitait d'ores et déjà l'augmentation des TRVE, mais elle a pour effet de limiter le montant du rattrapage tarifaire à opérer à compter de 2023.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, EDF avait annoncé qu'elle prendrait toutes mesures de nature à préserver ses droits en relation avec le décret du 11 mars 2022 mentionné ainsi qu'avec les quatre arrêtés qui complètent le dispositif en cause. Dans ce cadre, EDF a adressé à l'État en mai 2022, dans des conditions de délais préservant ses droits, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a la possibilité de saisir les juridictions administratives compétentes.

Par ailleurs, s'agissant d'une éventuelle évolution vers une nouvelle régulation du parc nucléaire d'EDF, comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020. La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances avaient confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. Depuis 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.

Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France. Le dispositif est décrit dans la note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

L'arrêté du Ministère de la Transition Ecologique modifiant les règles du mécanisme de capacité a été publié le 28 décembre 2021 au JORF. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1^{er} mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Une nouvelle phase de consultation sur les modifications structurelles du mécanisme est ouverte depuis avril 2022. Le futur mécanisme pourrait être déployé à partir de l'année de livraison 2026, sous réserve d'un avis favorable de la Commission européenne à l'issue des délais nécessaires à son examen.

Pour les années de livraison suivantes les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix (€/kW)	10	9,3	17,4	19,5	31,2	26,2

L'année de livraison 2023 a été ouverte aux sessions de marché en 2022. Les trois sessions de marché réalisées à ce jour ont révélé par ordre chronologique les prix suivants :

- 42,4 €/kW en mars ;
- 42,5 €/kW en avril ;
- 41,9 €/kW en juin.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes du chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2022	S1 2021
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	61 194	36 503
dont ventes d'énergie ⁽¹⁾	50 582	25 882
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement ⁽²⁾)	10 612	10 621
Autres ventes de biens et de services	2 970	2 337
Trading	2 098	781
CHIFFRE D'AFFAIRES	66 262	39 621

⁽¹⁾ Au 30 juin 2022, les ventes d'énergie incluent 6 251 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 265 millions d'euros au 30 juin 2021. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2022, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et commercialisation (gaz) et l'Italie (électricité). En 2021, il s'agissait de l'Italie (électricité), le Royaume Uni (électricité) et France – Activités de production et commercialisation (gaz).

⁽²⁾ Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Electricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires du premier semestre 2022 est en hausse de 66,4 % soit +26,3 milliards d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs France – Activités de production et commercialisation (+7,5 milliards d'euros, soit + 49,5 %), France – Activités régulées (+0,4 milliard d'euros, soit + 4,5 %), Royaume-Uni (+2 milliards d'euros, + 42 %), Italie (+9 milliards d'euros, soit + 232,9 %), Autres métiers (+5,6 milliards d'euros, soit +324,8 %) et Dalkia (+0,7 milliards d'euros, soit + 36,7 %).

Le chiffre d'affaires du secteur **France – Activités de production** est en hausse organique de + 7,5 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix de marché de l'énergie favorables sur les obligations d'achat pour +2,7 milliards d'euros, un effet prix favorable sur les ventes au TRVE et en offre de marché, néanmoins fortement limités par les mesures réglementaires mises en place en 2022, les ventes au titre du dispositif spécifique complémentaire d'ARENH pour 0,3 milliard d'euros sur le semestre, ainsi qu'un effet positif lié aux filiales des activités commerciales et agrégateurs pour +1 milliard d'euros. Le chiffre d'affaires intègre également les ventes au titre du mécanisme de capacité pour 594 millions d'euros sur le premier semestre 2022 (268 millions d'euros au premier semestre 2021).

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 2 milliards d'euros, du fait principalement de l'impact de la hausse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et à une production nucléaire plus importante sur ce semestre.

La hausse du chiffre d'affaires de **l'Italie** s'élève à 9 milliards d'euros sur le premier semestre 2022. Cette progression s'explique essentiellement par des effets prix favorables sur le gaz constatés sur l'ensemble des marchés et dans une moindre mesure par un effet volume, pour 6,6 milliards d'euros. La hausse des prix de l'électricité, ainsi qu'un effet volume limité, participent également à la progression du chiffre d'affaires sur le premier semestre pour 2,4 milliards d'euros.

La croissance organique du chiffre d'affaires des **Autres métiers** de + 5,6 milliards provient essentiellement des activités gazières (+ 4,3 milliards d'euros) portées par la hausse des prix de marché de gros du gaz et de la marge de *trading* d'EDF Trading (+ 1,3 milliards d'euros) qui a bénéficié de la forte volatilité des marchés dans un contexte de prix élevés.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** est en hausse organique de 0,7 milliard d'euros. Cette évolution est principalement liée à la forte hausse du prix du gaz (multiplié par 5 par rapport au premier semestre 2021). Le chiffre d'affaires bénéficie également du dynamisme commercial au Royaume-Uni et en France.

5.2 ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2022	S1 2021
Achats consommés de combustible – production d'énergie ⁽¹⁾	(15 230)	(5 692)
Achats d'énergie ⁽¹⁾	(29 149)	(8 987)
Charges de transport et d'acheminement	(4 087)	(4 223)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	6	(7)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	222	156
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(48 238)	(18 753)

⁽¹⁾ Au 30 juin 2022, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 1 414 et 15 087 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 279 et 1 088 millions d'euros au 30 juin 2021. Au 30 juin 2022, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont le Royaume-Uni (gaz), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). Au 30 juin 2021, il s'agissait des mêmes secteurs à l'exception du secteur France - Activités de production et commercialisation.

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (gaz, combustible nucléaire et matières fissiles et en proportion peu significative charbon et fioul), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et Certificats d'énergie renouvelable).

La ligne « Achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 29,3 milliards d'euros par rapport à 2021, principalement sur les secteurs France - Activité de production et commercialisation pour 12,6 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), Italie pour 8,8 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz présentés sur la ligne « Achats consommés de combustible - production d'énergie »), Autres métiers (principalement au sein des activités gazières pour 4,5 milliards d'euros) et Royaume-Uni pour 1,9 milliard d'euros. En France, cette hausse s'explique principalement par les achats réalisés à prix élevés sur le marché induit par la moindre production nucléaire (- 27,6 TWh, en particulier en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte) ; elle intègre également les achats réalisés dans le cadre du dispositif spécifique d'ARENH complémentaire (1,7 milliard d'euros sur le premier semestre 2022).

5.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Compensation des charges de Service public de l'énergie (CSPE) (France)

Le cadre légal et réglementaire du mécanisme de compensation des charges de Service public de l'énergie est décrit dans la note 5.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

La dette d'exploitation au 30 juin 2022 est comptabilisée en « Autres créiteurs » (voir note 12.5).

Certificats d'économie d'énergie (France)

La 4^e période s'est achevée le 31 décembre 2021. Malgré le fort relèvement du niveau d'obligations d'économie d'énergie, le groupe EDF a rempli son obligation et dispose d'un stock pour le début de la 5^e période.

Le décret n°2021-712 relatif à la 5^e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroît l'efficacité du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc pour la période (obligation Précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

Les autres produits et charges opérationnels comprennent principalement la Contribution au Service public de l'énergie (CSPE) reçue ou à recevoir par EDF dont le mécanisme se traduit par la comptabilisation d'un produit d'exploitation de 1 347 millions d'euros au premier semestre 2022 (3 865 millions d'euros au premier semestre 2021). La diminution du produit de la CSPE s'explique principalement par le niveau élevé des prix de marché devenus supérieurs au prix de

soutien garanti par l'État observé sur le premier semestre 2022 comparativement au niveau de prix observé au premier semestre 2021.

Par ailleurs, les autres produits et charges intègrent les coûts relatifs aux Certificats d'économies d'énergie (CEE) et le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables (ce dispositif a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et vient compléter celui des obligations d'achat).

Les autres produits et charges opérationnels intègrent également de façon spécifique au 30 juin 2022 une provision de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire de 20 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application (voir note 2). Les textes organisent pour EDF SA une obligation concomitante d'achat et de vente d'électricité à volume et prix fixés sur la période d'avril à décembre 2022, à savoir une vente de 19,5 TWh d'ARENH au prix de 46,2 €/MWh aux fournisseurs éligibles et un achat de 19,5 TWh au prix de 256,98 €/MWh à ces mêmes fournisseurs éligibles, en coordination avec la Caisse des Dépôts et Consignation et RTE et sous contrôle de la CRE. Ce dispositif représente un coût net certain pour EDF de 4 110 millions d'euros pour l'exercice 2022. Celui-ci est intégré dans les achats et ventes du semestre s'agissant de la période d'avril à juin, et fait l'objet d'une provision au 30 juin 2022 s'agissant de la période de juillet à décembre. Cette provision sera reprise sur le deuxième semestre au fur et à mesure des achats et ventes réalisés.

Au 30 juin 2021, ils comprenaient également la plus-value de cession d'IDG (réseau de distribution de gaz en Italie, voir note 3.1.2).

NOTE 6 VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE *TRADING*

(en millions d'euros)

	S1 2022	S1 2021
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DERIVES ENERGIE ET MATIERES PREMIERES HORS ACTIVITES DE <i>TRADING</i>	(993)	(541)

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de (541) millions d'euros au premier semestre 2021 à (993) millions d'euros au premier semestre 2022, principalement liées une forte volatilité des prix observés en 2022 sur les marchés des commodités, en particulier sur le gaz et dans une moindre mesure sur l'électricité.

NOTE 7 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (388) millions d'euros au premier semestre 2022. Ils comprennent principalement :

- la charge liée à l'Offre préférentielle Réserve aux Salariés (ORS) pour (64) millions d'euros ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (308) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- le résultat de cession sur Dalkia Russie pour (15) millions d'euros.

S'agissant de l'ORS, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 11 mai 2022, le principe d'une opération d'actionnariat salarié. L'offre comprend une formule dite « à effet de levier » avec garantie de l'apport personnel en euro et une formule dite « classique ». Elle a été réalisée par l'intermédiaire d'un Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE). Un abondement a été proposé aux salariés pour la formule « classique ».

Les actions émises sont des actions ordinaires, cotées sur Euronext Paris (compartiment A), portant jouissance courante. Étant acquises *via* la souscription de parts d'un FCPE du PEG, elles sont soumises à une période de détention obligatoire de 5 ans s'achevant le 25 juillet 2027, en dehors des cas de déblocage anticipés prévus par la réglementation. Les droits de vote seront exercés par le Conseil de surveillance du FCPE.

Le prix de souscription des actions a été fixé le 28 juin 2022. Il comporte une décote de 30 % par rapport au prix de référence déterminé sur la base de la moyenne des cours moyens pondérés par les volumes journaliers de l'action EDF constatés sur le marché Euronext Paris, durant les vingt derniers cours d'ouverture précédant le jour de la fixation du prix. La charge correspondant à cette décote est comptabilisée en contrepartie des réserves Groupe au sein des « Autres variations ».

L'opération s'est traduite par une augmentation de capital pour le Groupe avec l'émission de 18 100 741 nouvelles actions EDF le 25 juillet 2022. La livraison des actions a été effectuée le 25 juillet 2022 (voir note 13.1).

Au premier semestre 2021, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (92) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- le produit de 505 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre Areva et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2), pour un montant de 563 millions d'euros, après déduction, principalement, des montants encaissés pour compte de tiers, et d'actifs antérieurement comptabilisés au bilan ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (278) millions d'euros au 30 juin 2021 (surcoûts anormaux au sens de l'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de (161) millions d'euros, incluant la dépréciation des stocks de combustible et de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacités (voir note 2) ;
- des provisions en lien avec les procédures civile, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussi) en Italie par Montedison à Solvay en 2002.

NOTE 8 RÉSULTAT FINANCIER

8.1 EFFET DE L'ACTUALISATION

L'effet de désactualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette (charge) / produit est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	S1 2022	S1 2021
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(335)	(245)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	753	(731)
Autres provisions et avances	84	(40)
EFFET DE L'ACTUALISATION	502	(1 016)

⁽¹⁾Voir note 15.1.2.

⁽²⁾Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 17.1.3).

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au premier semestre 2022 s'explique par la hausse du taux d'actualisation réel applicable au 1^{er} janvier 2022 (en France : 1,3 % contre 0,9 % au 1^{er} janvier 2021).

Le produit d'actualisation sur les provisions nucléaires au premier semestre 2022 s'explique par une augmentation du taux d'actualisation réel en France de 30 points de base sur le premier semestre 2022, sans équivalent en 2021. Sur la France, la charge de désactualisation du semestre de (856) millions d'euros se trouve en effet plus que compensée par un produit d'actualisation de 1 596 millions d'euros, soit un produit net de 740 millions d'euros (voir note 14).

8.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

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

(en millions d'euros)	S1 2022	S1 2021
Produits (charges) sur actifs financiers	294	422
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	(3 252)	1 841
Autres	237	368
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(2 721)	2 631

Les produits et charges sur actifs financiers sont constitués des produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie, des produits et charges sur titres de dettes et de capitaux propres et sur les autres actifs financiers.

Au 30 juin 2022, les variations de juste valeur liées aux instruments financiers incluent (3 196) millions d'euros au titre des actifs dédiés (voir note 14.2.1). Les autres éléments comprennent notamment (43) millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable (dont (115) millions d'euros au titre des actifs dédiés).

Au 30 juin 2021, les variations de juste valeur liées aux instruments financiers incluent 1 836 millions d'euros au titre des actifs dédiés. Les autres éléments comprennent notamment 42 millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable (dont 34 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

NOTE 9 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

Le produit d'impôt sur les résultats s'élève à 1 840 millions d'euros au 30 juin 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,7 % (contre une charge de (1 458) millions d'euros au 30 juin 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,4 %).

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2022	S1 2021
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	(7 443)	5 133
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	28,41 %
Charge théorique d'impôt	1 922	(1 458)
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	43	(391)
Différences permanentes	(25)	5
Impôts sans base ⁽²⁾	(49)	554
Actifs d'impôts différés non reconnus ⁽³⁾	(51)	(165)
Autres	-	(2)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	1 840	(1 458)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	24,7 %	28,4 %

La variation de 3 298 millions d'euros entre la charge d'impôt 2021 et le produit d'impôt 2022 est essentiellement liée à la diminution de 12 576 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant un produit d'impôt supplémentaire de 3 247 millions d'euros.

Le produit d'impôt est également affecté par l'effet défavorable de la taxe sur les profits exceptionnels réalisés par les entreprises productrices d'électricité instaurée en Italie en 2022 et de l'absence d'effet favorable équivalent à celui de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en 2021 en Italie.

Contrairement à 2021, le Groupe n'a pas subi de hausse de taux normatif d'imposition dans les pays où il est implanté.

Les actifs d'impôts différés relatifs au déficit réalisé en 2022 par l'intégration fiscale d'EDF SA en France de 2 493 millions d'euros sont intégralement reconnus en raison d'une perspective de recouvrement sur un horizon inférieur à 10 ans, ils figurent dans le solde des impôts différés actifs au bilan de 2 870 millions d'euros.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 26,1 % au 30 juin 2022 contre un taux de 26,5 % au 30 juin 2021.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif d'impôt s'explique par les éléments suivants :

Pour 2022 :

- ⁽¹⁾l'impact défavorable pour 43 millions d'euros des différences de taux d'imposition, principalement localisées au Royaume-Uni où le taux d'imposition normatif applicable en 2022 est de 19 % ;
- ⁽²⁾l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 85 millions d'euros, compensé par les effets défavorables de la taxe exceptionnelle sur les surprofits réalisés par les entreprises productrices d'électricité en Italie, pour (71) millions d'euros, et de contentieux fiscaux pour (59) millions d'euros ;
- ⁽³⁾la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (51) millions d'euros, provenant principalement du groupe fiscal EDF SA, dont les IDA sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des IDP concomitants pour ceux qui se retournent au-delà.

Pour 2021 :

- ⁽¹⁾l'impact défavorable pour (391) millions d'euros des différences de taux d'imposition, principalement lié à l'augmentation du taux normatif d'imposition au Royaume-Uni de 19 % à 25 % à partir de 2023 ;
- ⁽²⁾les impacts favorables de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie pour 422 millions d'euros et de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 84 millions d'euros ;

- ⁽³⁾ la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (164) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie.

NOTE 10 ACTIFS IMMOBILISÉS

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2022		31/12/2021	
			dont immobilisations en cours		dont immobilisations en cours
Goodwill	10.1	10 820	n.a.	10 945	n.a.
Autres actifs incorporels	10.1	10 509	2 065	10 221	1 793
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	98 647	47 635	98 237	45 220
<i>dont actifs au titre du droit d'utilisation</i>		<i>4 032</i>	<i>n.a.</i>	<i>4 146</i>	<i>n.a.</i>
Immobilisations en concessions des autres activités		6 820	613	6 881	621
Immobilisations en concessions de distribution d'électricité en France		62 816	2 478	62 132	1 886
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS		189 612	52 791	188 416	49 520

n.a. : non applicable.

10.1 GOODWILL ET AUTRES ACTIFS INCORPORELS

Au 30 juin 2022, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 7 928 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 450 millions d'euros.

Au premier semestre 2022, les variations observées sont liées principalement à des écarts de conversion pour (164) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Les autres actifs incorporels en cours au 30 juin 2022 comprennent les études relatives à EPR 2 pour 893 millions d'euros (761 millions d'euros au 31 décembre 2021) et aux SMR (*Small modular reactors*) pour 98 millions d'euros (69 millions d'euros au 31 décembre 2021), voir note 10.6 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

10.2 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Au 30 juin 2022, les immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 193 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (15 014 millions d'euros au 31 décembre 2021, incluant des intérêts intercalaires pour 3 471 millions d'euros, soit une augmentation de 179 millions d'euros sur le semestre hors intérêts intercalaires capitalisés). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 30 juin 2022 est de 15 426 millions d'euros, comprenant également un montant de 227 millions d'euros en immobilisations mises en service, dont 24 millions d'euros d'intérêts intercalaires.

Ce montant immobilisé de 15 426 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, intègre, en sus du coût de construction :

- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 564 millions d'euros,
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 827 millions d'euros,
- et tient compte de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 249 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes) ;

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 30 juin 2022 de 10 541 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires) de 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅.

En effet, le 12 janvier 2022, le Groupe a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros₂₀₁₅ (hors intérêts intercalaires).

Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indique que selon ses calculs, aux coûts de construction communiqués à cette date par EDF de 12,4 milliards d'euros₂₀₁₅ s'ajouteront des coûts complémentaires

qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros₂₀₁₅, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 30 juin 2022, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,5 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,4 milliard d'euros.

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du Circuit Secondaire Principal (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 octobre 2019) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 308 millions d'euros sur le premier semestre 2022 contre 278 millions d'euros sur le premier semestre 2021 (voir note 7). Les coûts complémentaires induits par le réajustement communiqué le 12 janvier 2022 sont également comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation.

- Les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 20 080 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 970 millions d'euros (18 542 millions d'euros au 31 décembre 2021 incluant des intérêts intercalaires pour 835 millions d'euros). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur le premier semestre 2022 de 1 717 millions d'euros.
- Les études relatives à Sizewell C pour 635 millions d'euros (533 millions d'euros en 2021).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 11 726 millions d'euros concerne principalement le parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 70 %, en lien avec le programme Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques), et dans une moindre mesure, EDF Renouvelables pour environ 15 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 2 415 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement sur le premier semestre 2022 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période.

Les variations observées sur les immobilisations de production incluent un impact lié aux écarts de conversion pour (30) millions d'euros (du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour (540) millions d'euros compensé par l'appréciation du dollar par rapport à l'euro pour 476 millions d'euros) et (1 252) millions d'autres variations principalement liés à la comptabilisation des provisions pour dépréciation des actifs de contrepartie (déconstruction et dernier cœur), suite à la modification du taux d'actualisation (voir note 14.1).

La valeur nette des immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation se répartit comme suit :

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Actifs au titre du droit d'utilisation	Immobilisations en cours	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
VALEURS NETTES AU 30/06/2022	5 726	23 913	4 415	12 926	4 032	47 635	98 647
VALEURS NETTES AU 31/12/2021	5 887	25 881	4 825	12 278	4 146	45 220	98 237

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du Grand Carénage pour la période 2014-2025 était estimée fin 2021 à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffre intégrait la réalisation des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 1300 MW, une part importante des améliorations de sûreté liées à l'intégration des enseignements de l'accident de Fukushima, dont la construction et la mise en exploitation de 56 diesels d'ultime secours, la création d'une source d'eau ultime par centrale nucléaire en exploitation et la réalisation des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW.

Afin de permettre la poursuite des investissements nécessaires à l'exploitation en toute sûreté du parc nucléaire, significativement au-delà de 40 ans, le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route pour le Grand Carénage, qui s'étend de 2022 à 2028. L'estimation des coûts sur cette nouvelle période de référence s'établit à 33 milliards d'euros courants, soit une dépense annuelle moyenne de 4,7 milliards d'euros. Cette extension du périmètre permettra de réaliser en particulier les études et la réalisation des quatrièmes visites décennales du palier 1300 MW, les études préalables à la poursuite d'exploitation, au-delà de 50 ans, des réacteurs de 900 MW, conformément à la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie adoptée en avril 2020, la réalisation d'opérations de maintenance et de rénovation de gros composants qui demeurent significatives, afin de permettre la poursuite d'exploitation des centrales au-delà de 50 ans. Cette extension du périmètre intègre aussi de nouvelles exigences de sûreté, issues de l'avis générique de l'ASN sur les quatrièmes décennales du palier 900 MW et du retour d'expérience des instructions en cours avec l'Autorité

de sûreté nucléaire des quatrièmes visites décennales concernant les réacteurs 900 MW et 1300 MW.

Pour rappel, le 23 février 2021, l'ASN a rendu son avis sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, considérant que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique. Au 30 juin 2022, le parc nucléaire compte 7 réacteurs au référentiel VD4 900 (Tricastin 1 et 2 - Bugey 2, 4 et 5 - Dampierre 1 - Gravelines 1), qui ont tous reçu l'autorisation de l'ASN pour redémarrer à l'issue de leur 4^{ème} visite décennale. Trois VD4 sont par ailleurs en cours au 30 juin 2022 (Gravelines 3 - Dampierre 2 - Tricastin 3) et la 4^{ème} visite décennale de Blayais 1 démarrera très prochainement.

Par ailleurs, des investissements majeurs liés au retour d'expérience de Fukushima ont été déployés : 56 diesels d'ultime secours ont été construits et mis en exploitation et chaque centrale dispose d'une source ultime d'eau pérenne ou provisoire. Des renouvellements de gros composants ont aussi été réalisés sur de nombreuses unités de production : remplacement des pôles de transformateurs principaux, rénovation des turbines, remplacement de générateurs de vapeur, remplacement de tambours filtrants.

Phénomène de corrosion sous contrainte

Pour rappel, fin 2021, lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts ont été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2 et ont fait apparaître des défauts similaires. Dans le cadre de la visite décennale du réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

Le 13 janvier 2022, EDF a indiqué que la réalisation des contrôles, l'instruction de solutions techniques et leur déploiement, conduisaient à prolonger l'arrêt des réacteurs de Civaux 1, Civaux 2, Chooz 1, Chooz 2 et Penly 1, l'élaboration du programme de contrôles sur l'ensemble du parc nucléaire se poursuivant en intégrant, au fur et à mesure, les enseignements tirés des premières expertises réalisées. Ce prolongement de la durée d'arrêt de ces 5 réacteurs avait amené EDF à réviser son estimation de production nucléaire 2022 à 300 – 330 TWh, contre 330 – 360 TWh. Le 7 février 2022, dans le cadre de son programme de contrôles sur le parc nucléaire, EDF avait réajusté son estimation de production nucléaire 2022 à 295 – 315 TWh.

Le 18 mai 2022, EDF a indiqué poursuivre son programme de contrôles et préparer avec la filière nucléaire la réparation des portions de tuyauteries concernées par la corrosion sous contrainte.

Douze réacteurs étaient à cette date concernés par les contrôles de corrosion sous contrainte (CSC) :

- pour le palier N4 : Civaux 1, Civaux 2, Chooz 1, Chooz 2 ;
- pour le palier 1300 MW : Penly 1, Flamanville 1, Flamanville 2, Cattenom 3, Cattenom 4 ;
- pour le palier 900 MW : Bugey 3, Bugey 4, Chinon B3.

Le résultat des expertises métallurgiques réalisées sur des échantillons prélevés sur des tuyauteries des circuits auxiliaires des réacteurs de Civaux 1, Chooz 1 et Penly 1 a confirmé la présence de CSC à proximité de soudures des circuits RIS (circuit d'injection de sécurité) et RRA (circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt).

Les contrôles et expertises réalisés sur Chinon B3 confirment l'absence de CSC sur le circuit RIS. La présence de CSC a été localisée sur une soudure du circuit RRA.

EDF a indiqué que d'autres réacteurs seraient également contrôlés en 2022 dans le cadre de leur programme de maintenance lors des visites décennales (Tricastin 3, Gravelines 3, Dampierre 2, Blayais 1, Saint Laurent B2, et Golfech 1).

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 18 mai 2022, l'ensemble de ces éléments a conduit EDF à ajuster son estimation de production nucléaire pour 2022 à 280-300 TWh.

Les échanges se sont poursuivis avec l'Autorité de sûreté nucléaire sur le programme de traitement du phénomène de corrosion sous contrainte.

Comme indiqué dans son communiqué de presse du 27 juillet 2022, l'ASN a pris position le 26 juillet 2022 sur la stratégie de contrôle proposée par EDF vis-à-vis du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) affectant ses réacteurs. L'ASN considère que la stratégie d'EDF est appropriée compte-tenu des connaissances acquises sur le phénomène et des enjeux de sûreté associés.

L'ASN rappelle que depuis la découverte, à la fin de l'année 2021, de fissurations par CSC sur le réacteur 1 de la centrale nucléaire de Civaux, EDF a mené de multiples travaux afin d'approfondir la compréhension du phénomène et d'identifier les zones concernées. Ces investigations ont notamment conduit à la réalisation de près de 70 expertises en laboratoire de soudures prélevées sur huit réacteurs. Ces expertises et les analyses réalisées par EDF étaient indispensables pour étayer sa stratégie de contrôle. Elles ont permis d'identifier la géométrie des tuyauteries et les contraintes thermomécaniques auxquelles elles sont soumises comme les principaux facteurs susceptibles d'influer sur l'apparition de la CSC. EDF identifie comme étant les plus sensibles :

- les lignes du circuit d'injection de sécurité (RIS) situées en branche froide et les lignes d'aspiration du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) des quatre réacteurs du palier N4 (1 450 MW) ;
- les lignes du circuit RIS d'injection situées en branche froide des réacteurs du palier P'4 (1 300 MW).

Au regard des connaissances disponibles, les réacteurs des paliers P4 (1 300 MW) et de 900 MW apparaissent comme peu ou très peu sensibles au phénomène de CSC.

EDF prévoit de contrôler l'ensemble de ses réacteurs d'ici 2025, en priorisant le contrôle de ces zones les plus sensibles des réacteurs N4 et P'4. Les contrôles seront réalisés sur les réacteurs avec un nouveau procédé de contrôle non destructif par ultrasons. Ce procédé a été développé dans l'objectif de pouvoir détecter de façon fiable des fissures de CSC et de pouvoir estimer leur profondeur. Les résultats actuellement obtenus par EDF, après six mois de développement, sont encourageants, et doivent permettre de mobiliser ce nouveau moyen de contrôle dès la deuxième partie de l'année 2022.

L'ASN considère que cette stratégie répond à la nécessité de poursuivre les contrôles sur les lignes considérées comme les plus sensibles. Toutefois, s'agissant du réacteur 2 de la centrale nucléaire de Belleville, l'ASN considère que le contrôle de ce réacteur prévu en 2024 est trop tardif.

L'ASN considère que les connaissances sur le phénomène de CSC sont encore évolutives et que le programme de contrôle devra être adapté si les contrôles ou analyses mettent en évidence des éléments nouveaux.

L'ASN poursuit, avec l'appui de l'IRSN, l'instruction des éléments transmis par EDF. Le sujet fera l'objet au mois de septembre d'une présentation devant le groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires.

Au 30 juin 2022, le coût des travaux immobilisés relatifs au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 78 millions d'euros.

EPR de Flamanville 3

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du premier semestre et l'intégralité du 1^{er} cœur est désormais entreposée dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un 3^{ème} lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du Circuit Secondaire Principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 2 mars 2021 un évènement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN).

Également, à la suite des constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur le Groupe a réalisé des contrôles sur ces matériels et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants sont en cours de fabrication et seront installés sur le site au premier semestre 2022. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes d'ici la fin du premier semestre 2022.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, le 12 janvier 2022, EDF a été amené à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅ et hors intérêts intercalaires. Le projet n'a plus de marge ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'aléa technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Développements 2022

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire. La stratégie proposée par EDF pour l'EPR de Flamanville (approvisionnement d'une soixantaine d'assemblages combustible renforcés) a fait l'objet d'une présentation en Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire le 7 juin 2022.

Le chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal s'est poursuivi avec une bonne dynamique au cours du premier semestre. La remise à niveau concerne 122 soudures (36 soudures de traversées et 86 soudures hors traversées). Au 30 juin 2022, les travaux de réparations sont engagés pour 86 % d'entre elles. A cette même date, 41 % des réparations sont conformes avant traitement thermique de détensionnement (TTD) et 17 % sont terminées et conformes après TTD.

Concernant les puisards de filtration RIS (Circuit d'injection de sécurité) / EVU (Circuit d'évacuation ultime), EDF a proposé un nouveau système de filtration dont les essais ont été jugés satisfaisants par l'IRSN. Il sera déployé d'ici septembre 2022.

Concernant enfin la solution proposée par EDF en lien avec le retour d'expérience de l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur, les échanges se poursuivent avec l'IRSN dont le rapport est attendu dans l'été.

Hinkley Point C

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »). EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

Une revue du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C a été finalisée en mai 2022¹, et a abouti aux conclusions suivantes :

- le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu en juin 2027. Le risque de report de la livraison des deux unités est évalué à 15 mois, en supposant l'absence de nouvelle vague pandémique et d'effet additionnel de la guerre en Ukraine² ;

¹ La revue a pris en compte les principaux aspects du projet. Le calendrier et les coûts des travaux électromécaniques et des essais finaux n'ont pas été revus.

² Au total, le projet a été retardé de 18 mois depuis le début de la construction en 2016, principalement à cause du Covid-19. Voir également le communiqué de presse du 27 janvier 2021.

- le coût à terminaison du projet est estimé entre 25 et 26 milliards de livres sterling 2015¹. Aux termes du contrat pour différence (CfD), l'évolution du coût à terminaison est sans effet sur les consommateurs au Royaume-Uni.

Pendant les deux ans de pandémie, le projet a continué sans interruption. L'intégrité de la chaîne d'approvisionnement a été préservée et de nombreux jalons ont été franchis. Toutefois, les personnes, les ressources et la chaîne d'approvisionnement ont été mises à rude épreuve et leur efficacité a été limitée. De plus, le volume d'études et de travaux de génie civil, et le coût de ces travaux et en particulier des ouvrages maritimes, ont augmenté.

Le prochain jalon est la pose du dôme sur l'unité 1, prévue au 2^{ème} trimestre 2023.

Sizewell C

Les principales caractéristiques du projet sont décrites dans la note 10.6 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021. Pour rappel, à la date de la décision finale d'investissement au plus tard, EDF prévoit de devenir un actionnaire minoritaire, avec une participation maximale de 20 % avec les droits limités correspondants, et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe.

Le premier semestre 2022 a vu la promulgation de la loi britannique instaurant un modèle de base d'actifs régulés pour les projets nucléaires votée en mars 2022. Les échanges se poursuivent entre le Groupe et le gouvernement britannique pour finaliser les termes du *Government Support Package* pour le projet.

Le 20 juillet 2022, le projet a reçu le *Development Consent Order* (DCO). Cette décision cruciale pour la suite du projet fait suite à quatre cycles de consultation publique, et en particulier à l'examen public qui s'est déroulé entre avril et octobre 2021 suite au dépôt de la demande de DCO effectué en mai 2020. Cette décision ouvre une période de recueil d'avis de six semaines.

La capacité d'EDF à participer aux côtés d'autres investisseurs à une décision finale d'investissement et à contribuer au financement de la phase de construction dépend toujours de la réalisation de conditions qui ne sont pas assurées à ce jour.

10.3 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2022	30/06/2021
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(730)	(688)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(7 369)	(7 205)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(604)	(625)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(8 703)	(8 518)

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés sur le premier semestre 2022 concernent principalement :

- le secteur France – Activités de production et commercialisation pour 2 842 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés dans le cadre du programme Grand Carénage, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 2 385 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ;
- le secteur Royaume-Uni pour 2 010 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire, notamment liés au projet HPC (voir note 10.2) ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 012 millions d'euros principalement en lien avec les projets éoliens et solaires aux États-Unis, en Europe et dans les pays émergents.

10.4 PERTES DE VALEUR / REPRISES

Des tests de perte de valeur sont réalisés lors de la clôture semestrielle en cas d'indice de perte de valeur.

Au 30 juin 2022 des tests de perte de valeur ont été réalisés :

- d'une part au périmètre du parc de production France – Activités de production et commercialisation (actif immobilisé au 30 juin 2022 de 60,2 milliards d'euros – voir note 4) du fait en particulier des niveaux de production nucléaire affectés par le phénomène de corrosion sous contrainte et des mesures réglementaires mises en œuvre en 2022 ;

¹ Coûts nets des plans d'action opérationnels en livres sterling de 2015, hors intérêts intercalaires, à un taux de change de référence du projet de 1 livre sterling = 1,23 euros.

- d'autre part sur les UGT et le goodwill du segment Royaume-Uni (actif immobilisé au 30 juin 2022 de 26 milliards d'euros – voir note 4) en particulier du fait de la mise à jour du coût de construction de HPC ;
- enfin sur des actifs spécifiques dans différentes UGT pour lesquelles des indices de perte de valeur avaient été identifiés, notamment sur le segment EDF Renouvelables (actif immobilisé au 30 juin 2022 de 11,5 milliards d'euros).

Il n'est pas apparu nécessaire de mettre à jour les tests réalisés au 31 décembre 2021 sur les UGT des segments Italie, Framatome, Autre International, Dalkia, Autres métiers (actif immobilisé total au 30 juin 2022 de 13,3 milliards d'euros – voir note 4) au vu des marges existantes au 31 décembre 2021 et des tests de sensibilités associés, et en l'absence d'indice de perte de valeur opérationnel, réglementaire ou financier sur le semestre pour les différentes UGT concernées.

Hypothèses générales

La méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation est précisée dans la note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

S'agissant des flux de trésorerie futurs retenus pour le calcul de la valeur d'utilité, une approche spécifique est retenue pour les clôtures semestrielles compte tenu de l'absence de mise à jour, à cette date, du Plan à Moyen Terme. Les flux sont estimés en tenant compte des meilleures estimations de la Direction à ce jour et notamment des travaux de réévaluation budgétaire pour l'année en cours et des premières orientations issues des travaux de cadrage du Plan à Moyen Terme.

Prix de l'électricité

Concernant les prix de l'électricité retenus pour les tests, les hypothèses tiennent compte de l'environnement de marché actuel marqué par la hausse des prix de l'énergie déjà constatée fin 2021 et fortement accentuée sur le premier semestre.

Ainsi, sur l'horizon de marché, les prix *forward* retenus dans les tests se basent sur les prix de marché constatés à la clôture et prennent en compte leur forte évolution.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique rassemblant différentes briques d'hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus mis à jour annuellement faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique. A la date d'arrêt des comptes semestriels, seules les hypothèses relatives aux commodités ont fait l'objet d'une révision validée par les instances dédiées (charbon, pétrole, gaz et quotas de CO₂).

Ces matières premières et notamment l'évolution du prix du gaz, ayant un fort impact sur la formation des prix de l'électricité, sont sensiblement orientées à la hausse en début d'horizon en raison notamment de la réduction des importations russes en Europe et de la demande accrue en GNL qui en résulte. En fin d'horizon, les prix retrouvent les fondamentaux de long-terme et s'alignent notamment sur les coûts complets du GNL nord-américain.

Du fait de cette tendance globalement haussière sur le long terme des prix des commodités, facteur de premier ordre sur la formation des prix de l'électricité, dans une tendance par ailleurs de développement des objectifs de décarbonation, il n'est pas anticipé, sous réserve d'évolutions réglementaires, de risque sur la valeur des actifs en lien avec les scénarios de prix de l'électricité à long terme, qui seront mis à jour comme usuellement sur le second semestre et seront utilisés pour la réalisation des tests de perte de valeur au 31 décembre 2022.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests ont été revus par rapport au 31 décembre 2021 avec une approche adaptée au contexte actuel de hausse des taux.

La méthodologie mise en œuvre par le Groupe retient pour le taux sans risque une moyenne des taux d'intérêt constatés sur une période de temps suffisante, généralement entre 18 mois et 5 ans selon les pays, pour limiter les effets de volatilité sur les tests de perte de valeur à une clôture donnée. En application de cette méthodologie, les taux d'actualisation sur les deux principales zones France et Royaume-Uni n'auraient pas été impactés par la hausse des taux prononcée observée depuis respectivement janvier 2022 ou mi-2021. A titre exceptionnel, au 30 juin 2022, dans un contexte de forte hausse et volatilité des taux, le Groupe a mis à jour ses taux d'actualisation pour les deux zones sur lesquelles les tests de perte de valeur ont été mis à jour en retenant spécifiquement compte pour le taux sans risque, une moyenne des six derniers mois pour la France et des douze derniers mois, pour le Royaume-Uni, la hausse des taux ayant commencé plus tôt. Le taux retenu pour la France s'établit ainsi à 5,7 % après impôt versus 5,1 % au 31 décembre 2021 et selon l'application de la méthode usuelle au 30 juin 2022 et 6 % après impôt pour le Royaume-Uni versus 5,7 % au 31 décembre 2021 et selon l'application de la méthode usuelle au 30 juin 2022.

Royaume Uni – EDF Energy

Goodwill, Projet HPC et Actifs nucléaires existants

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,9 milliards d'euros au 30 juin 2022 (soit 6,8 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique, qui introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR (voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021).

Le Groupe a communiqué le 19 mai 2022 sur une revue du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs nucléaires de Hinkley Point C menée afin de mettre à jour les hypothèses du projet du fait, notamment, de l'impact des restrictions COVID-19, et du Brexit sur la chaîne d'approvisionnement et les défis en matière de ressources, tant pour les opérateurs que pour le personnel.

Ainsi le démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 est désormais prévu en juin 2027 contre juin 2026 précédemment (et juin 2028 pour l'unité 2 contre juin 2027 précédemment). Le coût à terminaison du projet est dorénavant estimé entre 25 et 26 milliards de livres sterling₂₀₁₅ contre une fourchette estimée entre 22 et 23 milliards de livres sterling₂₀₁₅ précédemment. Le risque de report de livraison de 15 mois est maintenu pour les deux unités.

Le test réalisé à fin juin tient compte de ces nouvelles hypothèses de mise en service et d'augmentation des coûts de construction et prend en compte la mise à jour du taux d'actualisation (passage de 5,7 % à 6 %) ainsi que des taux d'inflation (favorables au projet sur l'ensemble de sa durée d'exploitation).

Sur ces bases révisées, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable du projet HPC est en nette diminution mais reste largement positif, représentant environ un tiers de sa valeur nette comptable. Le test permet en particulier d'absorber le risque de report de livraison de 15 mois des deux unités, modélisé dans le test pour 1,5 milliard de livre sterling de coûts additionnels en nominal. Après prise en compte de ce risque, à titre illustratif, le seuil du test serait atteint avec une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation.

Un stress-test combiné a été conduit à titre illustratif en retenant le risque de report de livraison de 15 mois ainsi que plusieurs hypothèses opérationnelles dégradées (avec, sur toute la durée d'exploitation, une diminution de la disponibilité des tranches de 2 %, une augmentation des coûts de combustible et d'O&M de 10 %, sans prise en compte de mesures correctives, une augmentation des coûts de démantèlement et de gestion des déchets de 10 %, une baisse du taux de rendement des actifs de couverture de 5 %) et une augmentation du taux d'actualisation de 25 points de base, ce qui rendrait la marge du test proche de l'équilibre.

S'agissant du nucléaire existant, la forte hausse des prix de marché *forward*, sous réserve de régulations futures, conduit à une augmentation de la marge du test, malgré l'augmentation du taux d'actualisation. *A contrario* une dépréciation a été constatée sur des actifs isolés (terrains) à hauteur de 121 millions d'euros.

S'agissant du goodwill, sur ces bases révisées s'agissant du projet HPC, du nucléaire existant et plus généralement de la mise à jour du taux d'actualisation pour les autres unités génératrices de trésorerie, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy (intégrant le goodwill) marque une nette diminution par rapport au 31 décembre 2021 mais reste positif au 30 juin 2022, représentant environ 12 % de sa valeur nette comptable. Le test permet en particulier d'absorber le risque de report de livraison de 15 mois des deux unités, modélisé dans le test pour 1,5 milliard de livre sterling de coûts additionnels en nominal. Après prise en compte de ce risque, à titre illustratif, le seuil du test serait alors atteint avec une augmentation de 15 points de base du taux d'actualisation. Sans prise en compte de ce risque, à titre illustratif, le seuil du test serait atteint avec une augmentation de 35 points de base du taux d'actualisation.

Un stress-test a été conduit à titre illustratif en retenant le risque de report de livraison de 15 mois ainsi que différentes hypothèses opérationnelles dégradées (avec, sur toute la durée d'exploitation, une diminution de la disponibilité des tranches de 2 % et une augmentation des coûts de combustible et d'O&M de 10 %, sans prise en compte de mesures correctives), ce qui rendrait la marge du test à l'équilibre. Le test est donc désormais sensible à d'éventuelles augmentations ultérieures du coût de construction.

France – Activités de production et commercialisation

Les principes d'élaboration du test de perte de valeur du parc France sont décrits dans la note 10.8.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Pour rappel, le test de dépréciation réalisé dans le cadre de la clôture annuelle 2021 faisait ressortir une valeur recouvrable en nette augmentation par rapport au 31 décembre 2020, impactée favorablement par la hausse des scénarios de prix court terme, moyen et long terme, les autres variations d'hypothèses du test ayant des impacts modérés ou mineurs.

Le test avait été mis à jour en sensibilité pour évaluer l'effet des communications faites par le Groupe le 13 janvier 2022 concernant la décision par le gouvernement de l'attribution de 20 TWh complémentaires de volume d'ARENH pour 2022 au prix de 46,2 euros/MWh, ainsi que celles du 13 janvier puis du 7 février concernant la révision à la baisse de son estimation de production nucléaire pour 2022 et celle du 11 février concernant l'estimation de production nucléaire pour 2023 (voir note 23 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021), l'effet du gel tarifaire ayant quant à lui, conformément aux dispositions de la loi de finances de décembre 2021, peu d'impact sur la valeur recouvrable (décalage de revenus avec un effet temps). Ces éléments venaient diminuer sensiblement la marge du test, qui restait largement positive.

Le test de dépréciation du parc de production France a été mis à jour au 30 juin 2022, afin d'intégrer la meilleure estimation à ce jour de l'impact de la révision à la baisse de l'estimation de production nucléaire pour les années 2022 et 2023 (voir note 10.2), l'impact des mesures réglementaires mises en œuvre en 2022, notamment le décret sur l'attribution de 20 TWh de volumes d'ARENH supplémentaires pour 2022 (voir note 5.1), des premiers travaux effectués par le Groupe pour 2023-2024 dans le cadre du processus Budget-PMT et également du relèvement du taux d'actualisation de 5,1 % au 31 décembre 2021 à 5,7 % au 30 juin 2022.

Au 30 juin 2022, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en légère hausse par rapport au test réalisé en sensibilité au 31 décembre 2021 qui prenait en compte la meilleure estimation en janvier 2022 de l'impact des différentes annonces faites par le Groupe à cette date (voir supra), sous l'effet de la forte hausse sur le premier semestre 2022 des scénarios de prix court terme sur la période 2023-2025, qui permet d'absorber la mise à jour de l'impact défavorable de la révision de la production nucléaire pour 2022 et 2023 et de l'attribution des 20 TWh complémentaires de volume d'ARENH, l'effet des scénarios retenus par le Groupe pour la période 2023-2025 en termes d'ARENH pour des volumes potentiellement supérieurs à 100 TWh, ainsi que l'effet de la hausse du taux d'actualisation.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier la durée de vie des actifs nucléaires (calée sur les durées d'amortissement en comptabilité), le scénario de prix de marché à long terme – l'hypothèse retenue étant celle d'une pleine exposition marché dans la construction des tarifs et des prix postérieurement à 2025 date de fin du dispositif ARENH, en l'absence de visibilité à ce jour sur une possible future régulation – le volume de production nucléaire, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Sur la base des hypothèses retenues, la marge du test représente environ 50% de la valeur nette comptable de l'UGT.

Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

A titre illustratif, un stress test a également été conduit sur un scénario de revenus défavorables sur l'horizon moyen terme, en particulier en termes de volume d'ARENH pour la période 2023-2024, qui conduirait à une baisse très significative de la marge du test, toutes choses égales par ailleurs.

EDF Renouvelables

La congestion des réseaux de transmission dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables au Texas ces dernières années impacte significativement et durablement le chiffre d'affaires projeté de 4 parcs de production d'électricité éolienne (1 parc en intégration globale et 3 parcs dans des sociétés mises en équivalence). Les dépréciations enregistrées à ce titre au premier semestre 2022 s'élèvent à 60 millions d'euros, ainsi que 134 millions d'euros au niveau des titres mis en équivalence (voir note 11.2).

Par ailleurs en raison d'une décision de la commission fédérale de l'électricité (non définitive) concernant l'annulation d'un PPA, un parc éolien en cours de construction a été déprécié pour 37 millions d'euros.

Pour rappel, au 30 juin 2021, les tests de dépréciation réalisés avaient conduit à constater des pertes de valeur sur certaines UGT ou actifs isolés pour un montant de (502) millions d'euros, principalement relatives au parc nucléaire britannique en exploitation d'EDF Energy et à certaines installations photovoltaïques d'EDF Renouvelables en France (voir note 10.4 de l'annexe aux comptes consolidés résumés au 30 juin 2021).

NOTE 11 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

Notes	30/06/2022			30/06/2021	31/12/2021	
	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
<i>(en millions d'euros)</i>						
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE ⁽¹⁾	50,10	1 886	246	116	1 478	307
Taishan (TNPJVC) ⁽²⁾	11.1	30,00	n.c	n.c	6	1 210 (39)
Autres participations détenues par EDF SA	11.2	n.a.	2 242	45	66	2 282 102
Participations détenues par EDF Renouvelables	11.2	n.a.	2 281	(121)	(65)	1 453 (117)
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11.2	n.a.	n.c	n.c	116	1 661 260
Sous total		9 681	444	239	8 084	513
CENG (cédée le 6 août 2021)	3.1.2	n.a.	n.a.	n.a.	105	n.a. 131
Sous total			-	-	105	- 131
TOTAL		9 681	444	344	8 084	644

n.a. : non applicable

n.c. : non communiqué

⁽¹⁾La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

⁽²⁾La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 30 juin 2022.

11.1 TAISHAN

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Guangdong Energy Group à hauteur de 19 %.

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1.

Le 20 mars 2019, la NDRC (*National Development and Reform Commission*) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3^e génération en Chine, dont Taishan. Pour rappel, le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018). Les mécanismes d'indexation à partir de 2022 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont toujours pas connus à ce jour. La NDRC a annoncé une extension du tarif actuel pour la Génération 3 (y compris Taishan).

Le 14 juin 2021, au cours de son deuxième cycle d'exploitation, une augmentation de la concentration de gaz rares dans le circuit primaire du réacteur 1 de la centrale a été détectée, due, selon les indications du Ministère chinois de l'écologie et de l'environnement, à quelques crayons de combustible non totalement étanches. Après une première analyse de la situation, le 30 juillet 2021, l'opérateur de la centrale nucléaire de Taishan a décidé d'arrêter le réacteur n°1 afin de caractériser précisément le phénomène, arrêter son évolution et prendre les mesures pour y remédier. Les opérations de déchargement du combustible ont été achevées le 22 août 2021. Les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'aléa technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages ; un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Au cours du premier semestre 2022, EDF et Framatome ont participé à l'établissement du dossier de redémarrage en toute sûreté du réacteur numéro 1 de Taishan et ont appuyé TNPJVC dans son instruction auprès des autorités chinoises.

Alors que l'unité 2 a produit en continu au premier semestre 2022, la production nette du site a été affectée par l'arrêt fortuit prolongé de l'unité 1, dont la date de raccordement au réseau n'est pas confirmée à ce jour.

La valeur nette de la participation dans les comptes intègre dans les provisions pour risques une prudence quant au niveau tarifaire projeté au-delà de 2022 et la mise à jour de certaines hypothèses opérationnelles en lien avec les éléments décrits ci-dessus, ainsi que la prise en compte d'une sensibilité sur le taux d'actualisation face à l'augmentation des taux actuels sur le marché chinois.

Par ailleurs, dans le cadre du pacte d'actionnaires de TNPJVC, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre son partenaire CGN devant la CCI Singapour. Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée de 60 ans, en cohérence avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à 41 ans, correspondant à la fin de la société TNPJVC, la politique comptable étant susceptible d'avoir des conséquences sur la rémunération du Groupe EDF dans le cadre de ce partenariat. Un premier mémoire en demande a été déposé par EDF en novembre 2021, auquel CGN a répondu en mars 2022. Les audiences sont planifiées du 10 au 14 octobre 2022.

11.2 AUTRES PARTICIPATIONS

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 14.2).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent principalement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil. L'augmentation sur le semestre s'explique principalement par le projet Atlantic Shores (voir ci-dessous).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- La société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33 % par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Energétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe et dont la mise en service commerciale a eu lieu en 2019 ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service opérationnelle est prévue début 2024.

Sur le premier semestre 2022, (137) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre d'actifs éoliens d'EDF Renouvelables aux États-Unis (voir note 10.4).

Sur le premier semestre 2021, (101) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, principalement au titre d'actifs éoliens d'EDF Renouvelables aux États-Unis dans le contexte de la crise climatique au Texas de février 2021, et d'actifs photovoltaïques d'EDF Renouvelables en France dans le contexte de la révision des tarifs d'obligation d'achat de certaines installations prévue par la loi de finances 2021 (voir note 10.4).

Développements dans les participations mises en équivalence détenues par EDF Renouvelables en 2022

EDF remporte une zone maritime dans la baie de New York pour y développer de l'éolien en mer

Le 1^{er} mars 2022, EDF Renouvelables, et Shell New Energies US LLC, partenaires à parts égales au sein du consortium Atlantic Shores Offshore Wind LLC, ont obtenu des droits de développement sur une zone maritime de 32 112 hectares dans la baie de New York, au large de Long Island et des côtes du New Jersey. Après avoir réalisé la phase de développement, le consortium pourra construire et exploiter un projet éolien en mer d'une capacité estimée à 1,5 gigawatt (GW) pour une durée de 33 ans.

EDF et son partenaire ont ainsi remporté l'une des six zones maritimes proposées pour le développement de nouveaux projets éoliens en mer dans le cadre d'une vente aux enchères du 23 au 25 février 2022 organisée pour l'État fédéral par le Bureau of Ocean Energy Management (BOEM).

Parc éolien en mer de Saint-Nazaire : la première éolienne en mer de France est posée

Le 13 avril 2022, EDF Renouvelables, EIH SARL. (détenue par Enbridge Inc. et CPP Investments), partenaires à parts égales du projet éolien en mer de Saint-Nazaire, et GE Renewable Energy, fournisseur des turbines éoliennes, ont annoncé l'installation de la première éolienne en mer posée de France, à 12 km au large de la presqu'île de Guérande, en Loire-Atlantique. Lancé en 2019, le chantier du parc éolien en mer de Saint-Nazaire franchit ainsi une nouvelle étape clé. Les opérations se déroulent conformément au calendrier prévu, la mise en service complète du parc devant intervenir à la fin de cette année 2022. D'une capacité totale de 480 MW, il devrait commencer à produire l'équivalent de 20 % de la consommation électrique annuelle totale du département de Loire-Atlantique.

EDF Renewables met en service quatre centrales solaires, dont deux flottantes, en Israël

Le 8 juin 2022, EDF Renewables a annoncé la mise en service de quatre centrales photovoltaïques totalisant 54 MW de capacité installée. Ces nouvelles centrales participent à l'objectif du gouvernement israélien d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique du pays à 30 % d'ici 2030. Elles s'inscrivent également dans la stratégie CAP 2030 du groupe EDF, visant à doubler sa capacité nette de production d'énergie renouvelable de 28 à 60 GW, entre 2015 et 2030.

NOTE 12 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT (BFR)

12.1 COMPOSITION ET VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

12.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours du premier semestre 2022 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	Variation de flux monétaire	Variation de flux non-monétaire	30/06/2022
Stocks et en-cours de production		(16 197)	(103)	(184)	(16 484)
Clients et comptes rattachés net de provision	12.2	(22 235)	1 725	(114)	(20 624)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	12.4	19 565	(3 773)	157	15 949
Dette de Contribution au Service public de l'énergie (CSPE)	12.5.4	294	3 082	-	3 376
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	12.3 et 12.5	6 050	6 139	(437)	11 752
Autres éléments du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		(648)	(266)	512	(402)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(13 171)	6 804	(66)	(6 433)

⁽¹⁾Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissements.

⁽²⁾Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO₂ et verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

12.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement (flux non monétaires)

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements. La variation des flux non monétaires sur le premier semestre 2022 s'explique principalement par les effets de change ((245) millions d'euros), des variations de juste valeur sur stocks et instruments dérivés liés à l'exploitation pour un total de (76) millions d'euros, ainsi que d'autres effets pour 255 millions d'euros majoritairement liés à l'ajustement au titre du combustible engagé.

12.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2022	31/12/2021
Variation des stocks		(103)	(626)
Variation des créances clients et comptes rattachés	12.2	1 725	(7 411)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	12.5	(3 773)	7 407
Variation de la dette de Contribution au Service public de l'électricité (CSPE)	12.5.4	3 082	2 268
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	12.3 et 12.5	5 873	(3 164)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		6 804	(1 526)

⁽¹⁾La variation des autres débiteurs et créditeurs comprend les variations monétaires des droits d'émission CO₂ et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation monétaire du besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 6,8 milliards sur le premier semestre 2022, principalement liée à la baisse des appels de marge nets de l'activité de *trading* (6,3 milliards), de l'excédent de compensation de la CSPE pour 3,1 milliards (voir note 12.5.4) et de l'évolution de la position nette des créances clients et dettes fournisseurs pour (2) milliards d'euros.

12.2 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2022	31/12/2021
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	19 422	19 781
dont actifs sur contrat ⁽¹⁾	555	545
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 377	3 545
Dépréciations	(1 175)	(1 091)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE	20 624	22 235

⁽¹⁾Les actifs sur contrat représentent un montant de 555 millions d'euros au 30 juin 2022 (545 millions au 31 décembre 2021) principalement sur les secteurs opérationnels Framatome, Dalkia, EDF Renouvelables et Autre international.

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 7 474 millions d'euros au 30 juin 2022 (7 071 millions au 31 décembre 2021).

La diminution des clients et comptes rattachés en valeur brute par rapport au 31 décembre 2021 s'explique par la variation sur EDF Trading pour (1,2) milliard d'euros et les autres filiales du Groupe pour (0,3) milliard d'euros, dont Enedis pour (0,4) milliard d'euros (essentiellement liée à la baisse des créances clients acheminement, due à un effet de saisonnalité) et EDF Energy +0,1 milliard d'euros.

12.2.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	30/06/2022			31/12/2021		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	21 799	(1 175)	20 624	23 326	(1 091)	22 235
dont créances échues de moins de 6 mois	1 807	(283)	1 524	1 285	(215)	1 070
dont créances échues de 6 à 12 mois	475	(170)	305	481	(136)	345
dont créances échues de plus de 12 mois	894	(528)	366	978	(551)	427
dont total des créances échues	3 176	(981)	2 195	2 744	(902)	1 842
dont total des créances non échues	18 623	(194)	18 429	20 582	(189)	20 393

12.2.2 Opérations de mobilisation de créances

(en millions d'euros)	30/06/2022	31/12/2021
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	141	340
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 993	1 456

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 993 millions d'euros au 30 juin 2022, concernant principalement EDF SA, Edison, Luminus et Dalkia (1 456 millions d'euros en décembre 2021).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

12.3 AUTRES DÉBITEURS

Au 30 juin 2022, les autres débiteurs intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading pour un montant de 5,9 milliards d'euros (9,8 milliards d'euros en 2021) ; la diminution est essentiellement due au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 12.5).

Au 30 juin 2022, les autres débiteurs comprennent également des créances fiscales à hauteur de 1 787 millions d'euros (2 399 millions au 31 décembre 2021) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 597 millions d'euros (1 485 millions au 31 décembre 2021).

12.4 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

(en millions d'euros)	30/06/2022	31/12/2021
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	12 860	14 041
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 089	5 524
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	15 949	19 565

La baisse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur le premier semestre de l'année 2022 pour 1,2 milliard concerne notamment Enedis pour 0,9 milliard d'euros (en lien avec la baisse des prestations de transport d'énergie, due à un effet de saisonnalité).

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

12.5 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2022	Dont passifs sur contrat	31/12/2021	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 114	1 630	2 114	1 635
Fournisseurs d'immobilisations	3 684	-	4 368	-
Dettes fiscales	3 786	-	5 093	-
Dettes sociales	5 106	-	5 092	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 262	3 206	3 146	3 110
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	1 083	684	997	592
Autres dettes	15 337	-	9 254	-
AUTRES CREDITEURS	35 372	5 520	30 064	5 337
<i>dont part non courante</i>	<i>5 302</i>	<i>2 409</i>	<i>4 816</i>	<i>3 107</i>
<i>dont part courante</i>	<i>30 070</i>	<i>3 111</i>	<i>25 248</i>	<i>2 230</i>

⁽¹⁾Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020.

12.5.1 Avances et acomptes reçus

Au 30 juin 2022, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 557 millions d'euros (642 millions d'euros au 31 décembre 2021).

12.5.2 Dettes fiscales

Au 30 juin 2022, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 370 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (562 millions d'euros au 31 décembre 2021).

12.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 30 juin 2022, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 837 millions d'euros (1 746 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

12.5.4 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur le premier semestre 2022 pour 108 millions d'euros (376 millions d'euros sur le premier semestre 2021).

Au 30 juin 2022, les autres dettes d'exploitation comprenaient les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 8,3 milliards d'euros (5,8 milliards d'euros en 2021). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 12.3).

Au 30 juin 2022, les autres dettes comprenaient également une dette d'exploitation due à l'État au titre de la CSPE pour un montant de 3 376 millions d'euros (294 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre du premier semestre 2022 s'élève à 1 339 millions d'euros.

Les montants encaissés entre le 1^{er} janvier et le 30 juin 2022 s'établissent à 4 424 millions d'euros. Ils sont conformes à la loi de finances 2021 basée en grande partie sur la délibération CRE de juillet 2021. Depuis 2021, le financement du mécanisme est réalisé en totalité à partir du Budget Général de l'État.

Sur la base d'une dette de 294 millions d'euros au 31 décembre 2021, la dette d'exploitation au 30 juin 2022 s'élève ainsi à 3 376 millions d'euros. Cet excédent de compensation résulte principalement de l'évolution des prix de marché depuis le début de l'année : les charges à compenser au titre du soutien des ENR électriques en métropole continentale, ont fortement diminué sous l'effet de la hausse des prix de marché en 2022, alors que les compensations reçues de l'État sont encore basées sur une référence de prix de marché du printemps 2021 plus basse que les prix observés sur le premier semestre 2022.

Conformément au décret n°2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de Service public de l'énergie, la CRE a publié le 18 juillet 2022 sa délibération n°2022-202 du 13 juillet 2022 constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2023 ((1 139) millions d'euros), la reprévision des charges de Service public au titre de 2022 ((637) millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2021 (5 627 millions d'euros).

Du fait du contexte exceptionnel de crise des prix de gros de l'électricité et du gaz, EDF comme d'autres opérateurs sera amené à reverser des montants à l'État en 2023 : au titre de l'excédent de compensation de 2022 et de charges à compenser négatives en 2023.

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est décrit dans la note 5.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

12.5.5 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

	31/12/2021	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	30/06/2022
<i>(en millions d'euros)</i>								
Acomptes reçus	1 635	1 048	(1 024)	(13)	-	1	(17)	1 630
Produits constatés d'avance long terme	3 110	535	(455)	(31)	26	5	16	3 206
Autres produits constatés d'avance	592	575	(490)	-	-	1	6	684

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 630 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 206 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et commercialisation), soit un total de 5 520 millions d'euros au 30 juin 2022 (contre 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 12 240 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 046 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

NOTE 13 CAPITAUX PROPRES

13.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2022, le capital social s'élève à 1 934 240 171,50 euros composé de 3 868 480 343 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 84,08 % par l'État, 14,80 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,08 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,04 % d'actions auto-détenues.

Le 7 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 3 164 millions d'euros s'est traduite par l'émission de 498 257 960 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant est comptabilisé de la façon suivante :

- 249 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 2 899 millions d'euros d'augmentation de la prime d'émission, nets de frais.

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 2,7 milliards d'euros, soit environ 83,88 % de l'augmentation de capital.

En juin 2022, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 66 millions d'euros et une prime d'émission de 913 millions d'euros, à la suite de l'émission de 131 545 635 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2022.

Par ailleurs, l'Offre Préférentielle réservée aux Salariés s'est traduite par une augmentation du capital social de 9 millions d'euros et une prime d'émission de 94 millions d'euros avec l'émission de 18 100 741 nouvelles actions EDF le 25 juillet 2022. La livraison des actions a été effectuée le 25 juillet 2022 (voir note 7).

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

13.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2022 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2021 à 0,58 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,638 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 72 millions d'euros.

13.3 TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE

Au 30 juin 2022, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 264 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts), inchangé par rapport au 31 décembre 2021.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 332 millions d'euros sur le premier semestre 2022, contre 288 millions d'euros sur le premier semestre 2021 et 547 millions d'euros sur l'exercice 2021. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

Sur le deuxième semestre 2022, une rémunération de 166 millions d'euros a été versée en juillet 2022 par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée contre 152 millions d'euros en juillet 2021.

13.4 OBLIGATIONS AVEC OPTION DE CONVERSION ET/OU D'ÉCHANGE EN ACTIONS NOUVELLES ET/OU EXISTANTES (OCÉANES)

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCÉANes Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros.

Ces obligations sont comptabilisées pour un montant net de frais et d'impôt en « Emprunts et dettes financières » pour 2 389 millions d'euros et en « Capitaux propres » pour 126 millions d'euros. Au 30 juin 2022, aucun souscripteur n'a exercé son option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes.

13.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

	30/06/2022			30/06/2021	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 583	50	2 509	(181)
NNB Holding Ltd.	33,5 %	6 747	(14)	5 494	(39)
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	518	5	518	6
Luminus SA	31,4 %	389	4	401	1
Framatome	24,5 %	85	1	111	1
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 889	92	1 246	56
TOTAL		12 211	138	10 279	(156)

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd., détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Limited, holding de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle Framatome, détenu à 75,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co. détenue à 80 % par le Groupe *via* EDF Energy et à 20 % par CGN, et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 131 millions d'euros au 30 Juin 2022 (167 millions d'euros au 30 juin 2021).

NOTE 14 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ACTIFS DÉDIÉS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

	30/06/2022			31/12/2021		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 369	25 934	27 303	1 359	28 155	29 514
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 509	31 887	33 396	1 346	33 912	35 258
Provisions liées à la production nucléaire	2 878	57 821	60 699	2 705	62 067	64 772

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2022
Provisions pour gestion du combustible usé	13 220	238	(559)	43	(34)	113	13 021
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	639	-	-	38	(8)	(345)	324
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15 655	46	(174)	(723)	(20)	(826)	13 958
Provisions pour aval du cycle nucléaire	29 514	284	(733)	(642)	(62)	(1 058)	27 303
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	30 759	83	(317)	885	(256)	(1 746)	29 408
Provisions pour derniers cœurs	4 499	-	(279)	62	(33)	(261)	3 988
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	35 258	83	(596)	947	(289)	(2 007)	33 396
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	64 772	367	(1 329)	305	(351)	(3 065)	60 699
Dont EDF SA	46 442	351	(731)	(740)	-	(1 446)	43 876
dont périmètre loi du 28 juin 2006	45 306	329	(708)	(768)	-	(1 446)	42 713
Dont Royaume-Uni	17 889	16	(598)	1 040	(351)	(1 618)	16 378
Dont Belgique	441	-	-	5	-	(1)	445

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur le premier semestre 2022 s'explique notamment :

- par une hausse du taux d'actualisation réel de 30 points de base en France (voir note 14.1), dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de (1 596) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de (1 249) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) ;
- par une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier + 50 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction) dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de (1 687) millions d'euros au titre des variations de ces provisions adossées à des actifs (à savoir la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique pour les provisions aval du cycle et déconstruction, ou les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents pour les provisions pour derniers cœurs).

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales d'EDF Energy est décrit en note 15.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Comme prévu, EDF Energy a mis fin à la production d'électricité de la centrale Hunterston B le 7 janvier 2022 avec un début de phase de déchargement combustible en mai 2022. En conséquence, la provision derniers cœur a diminué de (279) millions d'euros, le stock de combustible nucléaire diminuant pour un montant équivalent, correspondant au stock encore en réacteur.

14.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction des centrales et derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de scénarios industriels et procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durées d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements. Une réestimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions nucléaires en France ainsi que les principales modalités d'évaluations des provisions sont décrits en note 15.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Concernant le centre de stockage CIGEO, il est à noter le 8 juillet 2022 la publication du décret le déclarant d'utilité publique (DUP), faisant ainsi suite au dépôt en août 2020 par l'ANDRA du dossier de demande de DUP, son instruction par les services de l'État, l'enquête publique tenue sur le second semestre 2021, et l'avis favorable des commissaires enquêteurs sans réserve établi le 20 décembre 2021.

Taux d'actualisation et taux d'inflation

Les modalités de calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation sont décrites en note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Sur cette base, le taux d'actualisation s'établit à 4,5 % au 30 juin 2022 (3,7 % au 31 décembre 2021) prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,2 % (1,7 % au 31 décembre 2021), soit un taux d'actualisation réel de 2,3 % au 30 juin 2022 (2 % au 31 décembre 2021).

La hausse du taux d'actualisation reflète la hausse observée des taux des OAT ainsi que celle des *spreads* des obligations d'entreprise depuis le 31 décembre 2021, sous l'effet notamment des évolutions de la politique monétaire de la BCE.

La hausse du taux d'inflation traduit la hausse des prévisions d'inflation en France depuis cette date, particulièrement en 2022 et 2023, et au-delà celle des points morts d'inflation, dans le contexte actuel de crise géopolitique et économique, tout en conservant sur la courbe de taux une hypothèse d'inflation à 2 % à long terme en lien avec le niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (*Ultimate Forward Rate*).

Par ailleurs, sur l'horizon court terme, il a été pris en compte dans les provisions un effet au titre de l'augmentation prévisible au-delà des prévisions d'inflation des prix de certaines matières premières, énergie et transport, en particulier en lien avec les typologies d'achat pour les dépenses de déconstruction.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,85 % au 30 juin 2022 (2,80 % au 31 décembre 2021).

Par ailleurs, les études tenant compte du profil de rendement et de risque des différentes classes d'actifs font ressortir un rendement moyen prévisionnel à 20 ans des actifs dédiés proche de leur rendement moyen annualisé de 5,8 % observé entre le 1^{er} janvier 2004 et le 30 juin 2022, et donc supérieur au taux d'actualisation.

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006	30/06/2022		31/12/2021	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	16 235	10 223	16 121	10 683
- dont non liée au cycle d'exploitation	3 289	1 617	3 282	1 726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 959	13 050	36 779	14 233
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	53 194	23 273	52 900	24 916
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 649	12 090	20 479	12 680
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 776	4 894	7 718	5 050
Derniers cœurs	4 193	2 456	4 349	2 660
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	32 618	19 440	32 546	20 390
PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006		42 713		45 306

Hormis les impacts de la hausse du taux d'actualisation réel, les provisions nucléaires évoluent peu au premier semestre 2022, en l'absence d'évolution notable de devis.

Il est toutefois à noter une augmentation de la provision pour déconstruction de Chooz A (au sein des provisions pour déconstruction des centrales arrêtées) de 37 millions d'euros (pour un montant de provision au 31 décembre 2021 de 259 millions d'euros) résultant de la prise en compte du retour d'expérience consolidé sur le premier semestre 2022 d'aléas et de décalages observés sur le chantier de démantèlement de la cuve (cadences de découpe plus faibles et indisponibilité du pont de manutention). Ce retour d'expérience conduit à prolonger d'un an le chantier de démantèlement de la cuve, et à identifier un risque de décalage supplémentaire de 18 mois sur le planning global.

En complément sur les analyses de sensibilité, le tableau ci-dessous fournit pour EDF l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 10 points de base :

Au 30 juin 2022 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,10 %	- 0,10 %	+ 0,10 %	- 0,10 %
Aval du cycle nucléaire :	24 436	(500)	528	409	(434)
- gestion du combustible usé	11 386	(106)	109	91	(94)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	13 050	(394)	419	318	(340)
Déconstruction et derniers cœurs :	19 440	(393)	405	78	(81)
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 090	(269)	276	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 894	(78)	81	78	(81)
- derniers cœurs	2 456	(46)	48	-	-
TOTAL	43 876	(893)	933	487	(515)
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	32 158	(798)	835	432	(459)

14.2 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

EDF a constitué un portefeuille d'actifs financiers dédiés à la sécurisation du financement des engagements nucléaires de long terme et notamment à la déconstruction des centrales et à la gestion à long terme des déchets radioactifs, conformément à la réglementation.

Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la réglementation applicable sont exposées en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2021.

14.2.1 Évolutions des actifs dédiés sur le premier semestre 2022

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2021 (109,3 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2022 et aucune dotation n'a été réalisée sur le premier semestre 2022 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021).

L'inflation, la hausse des taux et la guerre en Ukraine ont dominé l'actualité des marchés financiers sur le premier semestre 2022. En particulier l'inflation, beaucoup moins transitoire que prévue, à laquelle s'ajoutent les tensions sur le marché de l'énergie, ont poussé les banques centrales à adopter un discours plus alarmiste qu'en 2021. La Fed en particulier a dû monter ses taux de manière accélérée et projette de continuer à le faire au second semestre. C'est le cas pour la BCE qui a décidé de renoncer à sa politique de taux négatifs en les remontant dès cet été. Les taux des emprunts d'État à 10 ans ont ainsi progressé de -0,18 % à +1,33 % en Allemagne et de +1,51 % à +3,01 % aux États-Unis. Dans ce contexte, le marché du crédit s'est fortement tendu, du fait, entre autres, de l'annonce des banques centrales de mettre la fin à leurs programmes d'achats. Ainsi, l'indice des *spreads* de crédit a augmenté passant de +0,95 % à +2,18 % en Europe.

Les marchés actions ont été largement affectés par cette augmentation très importante des taux et de l'inflation, d'autant plus que la guerre en Ukraine est venue mettre sous tension les chaînes d'approvisionnement des matières premières énergétiques et agricoles, augmentant les tensions géopolitiques et les risques de déstabilisation. Ainsi les marchés actions ont baissé de -15,7 % (MSCI World All Countries). La baisse aurait été encore plus prononcée sans la hausse massive du dollar américain qui est passé de 1,133 à 1,039 contre euro.

Des variations de juste valeur négatives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont ainsi été enregistrées sur le premier semestre 2022 dans le résultat financier à hauteur de (3 196) millions d'euros (voir note 8.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 1 836 millions d'euros sur le premier semestre 2021 et de 2 739 millions sur l'exercice 2021. De même, des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur le premier semestre 2022 en OCI à hauteur de (637) millions d'euros (voir note 17.1.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (182) millions d'euros sur le premier semestre 2021 et (244) millions d'euros en 2021.

Au premier semestre 2022, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés dans le domaine des infrastructures télécoms (*via* une prise de participation minoritaire dans Norlys Tele, propriétaire d'un réseau de fibre optique au Danemark) et dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés. Par ailleurs, EDF Invest a cédé l'intégralité de sa participation dans Thyssengas (réseau de gaz) en Allemagne.

Des retraits pour un montant de 273 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir au premier semestre 2022 (245 millions d'euros sur le premier semestre 2021 et 389 millions d'euros sur l'exercice 2021).

14.2.2 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF se décomposent de la façon suivante :

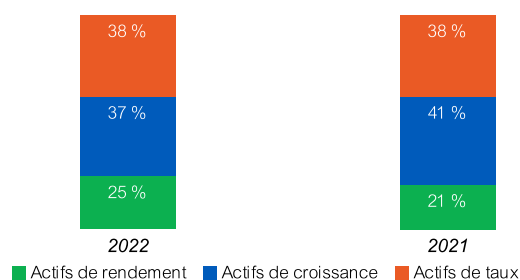
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	30/06/2022		31/12/2021	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		6 379	8 546	5 626	7 908
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 886	3 676	1 478	3 343
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	2 433	2 749	2 567	2 923
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	2 068	2 129	1 581	1 642
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(8)	(8)	-	-
Actifs de croissance		12 351	12 351	15 320	15 320
Actions - parts d'OPC	Titres de dettes	11 862	11 862	14 815	14 815
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	542	542	519	519
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(53)	(53)	(14)	(14)
Actifs de taux		12 979	12 979	14 226	14 226
Obligations	Titres de dettes	12 149	12 149	13 007	13 007
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	206	206	199	199
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	641	641	1 016	1 016
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(17)	(17)	4	4
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		31 709	33 876	35 172	37 454

⁽¹⁾Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

⁽²⁾Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

⁽³⁾Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 944 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés au premier semestre 2022 par rapport à 2021 est la suivante (en valeur de réalisation) :



14.3 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME D'EDF

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2022	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 617	1 726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 050	14 233
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 984	17 730
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	507	587
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	32 158	34 276
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	33 876	37 454
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	105,3 %	109,3 %

Au 30 juin 2022, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 105,3 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 30 juin 2022.

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 109,3 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

NOTE 15 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

15.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL DU GROUPE

(en millions d'euros)	30/06/2022	31/12/2021
Provisions pour avantages du personnel – part courante	748	792
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	12 402	21 716
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	13 150	22 508

15.1.1 Décomposition de la variation de la provision : engagements, actifs de couverture, passif

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Solde au 31/12/2021	46 756	(26 981)	19 775
Charge nette du premier semestre 2022	460	(214)	246
Écarts actuariels	(15 620)	6 478	(9 142)
Cotisations versées aux fonds	-	(52)	(52)
Cotisations salariales	1	(1)	-
Prestations versées	(911)	264	(647)
Écarts de conversion	(151)	211	60
Autres mouvements	(1)	37	36
SOLDE AU 30/06/2022	30 534	(20 258)	10 276
Dont			
Provisions pour avantages du personnel			13 150
Actifs financiers non courants			(2 874)

La répartition du passif net par zone géographique est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
France	23 197	(10 474)	12 723
Royaume Uni	6 560	(9 417)	(2 857)
Autres	777	(367)	410
Solde au 30/06/2022	30 534	(20 258)	10 276
Dont			
<i>Provisions pour avantages du personnel</i>			13 150
<i>Actifs financiers non courants</i>			(2 874)

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
France	35 436	(13 411)	22 025
Royaume Uni	10 410	(13 124)	(2 714)
Autres	910	(446)	464
Solde au 31/12/2021	46 756	(26 981)	19 775
Dont			
<i>Provisions pour avantages du personnel</i>			22 508
<i>Actifs financiers non courants</i>			(2 733)

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2022 s'élèvent à (15 620) millions d'euros :

- dont (11 921) millions d'euros en France en lien avec :
 - la variation du taux d'actualisation pour (15 511) millions d'euros (+ 250 points de base),
 - la variation du taux d'inflation pour 3 590 millions d'euros (+ 50 points de base) ; et
- dont (3 569) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 15.2).

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2022 s'élèvent à 6 478 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de 3 427 millions d'euros et en France de 3 023 millions d'euros, dues à la baisse des marchés obligataires dans un contexte de remontée des taux impactant défavorablement les actifs adossés aux engagements couverts et à la baisse des marchés actions internationaux.

15.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2022	S1 2021
Coût des services rendus	(427)	(569)
Coût des services passés	-	32
Écarts actuariels – avantages à long terme	302	(1)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(125)	(538)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(335)	(245)
Produit sur les actifs de couverture	214	151
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(121)	(94)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(246)	(632)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	15 620	2 842
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(6 478)	(217)
Écarts actuariels	9 142	2 625
Écarts de conversion	(60)	68
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	9 082	2 693

15.2 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2021.

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	30/06/2022	31/12/2021	30/06/2022	31/12/2021
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	3,80 %	1,30 %	3,90 %	1,90 %
Taux d'inflation	2,20 %	1,70 %	2,80 %	2,95 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	3,30 %	2,80 %	2,50 %	2,70 %

⁽¹⁾Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

⁽²⁾Taux moyen inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

NOTE 16 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

(en millions d'euros)	Note	30/06/2022			31/12/2021		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	16.1	141	1 979	2 120	95	1 872	1 967
Autres provisions	16.2	6 081	3 584	9 665	3 245	3 570	6 815
AUTRES PROVISIONS		6 222	5 563	11 785	3 340	5 442	8 782

16.1 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La composition des autres provisions pour déconstruction est présentée dans les comptes consolidés du 31 décembre 2021 en note 17.1.

L'augmentation des autres provisions pour déconstruction sur la période s'explique principalement par une réévaluation des devis de déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF SA, prenant en compte notamment le dernier retour d'expérience des opérations récentes.

16.2 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2022
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	585	274	(17)	(45)	-	(9)	788
Provisions pour risques fiscaux autres que liés à l'IS	112	-	(51)	(9)	(1)	2	53
Provisions pour litiges	327	40	(37)	(26)	-	2	306
Provisions pour contrats onéreux	1 651	9	(235)	(148)	-	(104)	1 173
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 572	1 453	(616)	-	-	(33)	2 376
Autres provisions pour risques et charges	2 568	3 074	(547)	(101)	(1)	(24)	4 969
TOTAL	6 815	4 850	(1 503)	(329)	(2)	(166)	9 665

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

Une reprise partielle de provision sur un contrat d'approvisionnement de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance des États-Unis a été comptabilisée au 30 juin 2022 en lien avec l'amélioration des *spreads* États-Unis / Europe à moyen et long terme dans un contexte de marché encore très volatile.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelable et pour Certificats d'économie d'énergie (CEE), le cas échéant. La hausse des provisions sur le semestre correspond principalement à des dotations au titre des Certificats d'énergie renouvelable au Royaume-Uni. Pour rappel, une grande partie des obligations au titre des Certificats d'énergie renouvelable est couverte par ceux acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Autres provisions pour risques et charges

Au 30 juin 2022, les autres provisions pour risques et charges comprennent une provision de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire d'ARENH mis en place par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application; cette provision sera reprise sur le second semestre 2022 au fur et à mesure de la réalisation des achats et ventes d'électricité (voir note 5.3).

Au 30 juin 2022, dans un contexte d'objectif révisé de production nucléaire fixé à 280 – 300 TWh (voir note 2), ce poste inclut également une provision pour risque au titre du déficit de capacités anticipé au titre de 2022 pour un montant de 48 millions d'euros.

Ces provisions couvrent par ailleurs de façon générale divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

Au 31 décembre 2021, les autres provisions pour risques et charges comprenaient une provision au titre d'une procédure devant l'Autorité de la concurrence (ADLC). Le 22 février 2022, dans le cadre d'une procédure de transaction, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante. La provision a été reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022.

16.3 PASSIFS ÉVENTUELS

Concernant les passifs éventuels du Groupe, hormis les procédures mentionnées ci-dessous, aucune évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2022 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2021 en note 17.3.

16.3.1 Contrôles fiscaux d'EDF

EDF

Pour la période 2008 à 2019, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par un arrêt du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. En exécution de cette décision, la Société a décaissé 374 millions d'euros en juillet 2021 ainsi que 85 millions d'euros au titre des exercices 2014 et 2015. La Société a formé un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision et reste dans l'attente de la décision d'admission de celui-ci. Pour rappel, EDF a inscrit dans ses comptes un passif d'impôt couvrant l'intégralité du risque résiduel relatif aux exercices postérieurs à 2017.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a par ailleurs notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également remis en cause la déductibilité de certaines provisions nucléaires de long terme. Un jugement du Tribunal administratif de Montreuil devrait intervenir prochainement.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF International a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. La Société s'est vu restituer début 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés. Le ministre a formé un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cet arrêt.

16.3.2 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Au 31 décembre 2021, le groupe EDF faisait l'objet de quatre procédures devant l'Autorité de la concurrence, qui sont décrites dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2021.

Le premier semestre 2022 a vu des développements significatifs s'agissant de la deuxième procédure qui faisait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham avaient reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'économie d'énergie.

Le 22 février 2022, l'ADLC a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 300 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui lui auraient permis de maintenir ses parts de marché dans le secteur de la fourniture d'électricité et de renforcer sa position sur les marchés connexes de la fourniture de gaz et de services énergétiques. EDF, qui a bénéficié dans cette affaire de la procédure de transaction, a pris deux engagements : d'une part, de mettre à disposition des fournisseurs d'électricité alternatifs qui en feraient la demande son fichier clients au TRVE Bleu, et d'autre part, de séparer les parcours de souscription par téléphone des clients et prospects au TRVE Bleu et des clients et prospects en offres de marché. Une provision avait été comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021 et a fait l'objet d'une reprise en contrepartie de la constatation de la charge, dont le montant a été décaissé en juillet 2022 (voir note 16.2).

Il n'y a pas eu de développement significatif sur les trois autres procédures.

Enfin, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à son encontre par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. L'ANODE a fait appel de cette décision de 1^{er} mars 2022 devant la Cour d'appel de Paris.

NOTE 17 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

17.1 ACTIFS FINANCIERS

17.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2022			31/12/2021		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	21 254	5 720	26 974	10 519	5 810	16 329
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	41	258	299	37	253	290
Titres en juste valeur en résultat	2 041	22 462	24 503	2 855	25 369	28 224
Titres de dettes ou de capitaux propres	23 336	28 440	51 776	13 411	31 432	44 843
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	47 337	-	47 337	20 061	-	20 061
Dérivés de couverture – Juste valeur positive ⁽¹⁾	14 568	7 297	21 865	4 522	5 388	9 910
Prêts et créances financières ⁽²⁾	1 300	18 050	19 350	1 943	18 789	20 732
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	86 541	53 787	140 328	39 937	55 609	95 546

⁽¹⁾Dont 4 689 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (voir note 18.2).

⁽²⁾Dont dépréciation pour (370) millions d'euros au 30 juin 2022 ((299) millions d'euros au 31 décembre 2021).

L'augmentation de la juste valeur positive des dérivés de transaction (+27,3 milliards d'euros) s'explique par la hausse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée au premier semestre 2022 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

17.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2022				31/12/2021
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	5 538	-	21 806	27 344	31 013
Actifs liquides	21 341	-	1 982	23 323	12 737
Autres actifs ⁽¹⁾	95	299	715	1 109	1 093
TOTAL	26 974	299	24 503	51 776	44 843

⁽¹⁾Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 14.1.2. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2022			S1 2021		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
<i>(en millions d'euros)</i>						
Actifs dédiés d'EDF	(753)	-	(116)	(148)	-	34
Actifs liquides	(591)	-	(24)	(26)	-	8
Autres titres	-	(4)	-	-	15	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽³⁾	(1 344)	(4)	(140)	(174)	15	42

⁽¹⁾+/() : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

⁽²⁾+/() : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

⁽³⁾Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) concernent principalement EDF pour (1 204) millions d'euros dont (637) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2022 et pour (216) millions d'euros dont (182) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2021.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur le premier semestre 2022.

17.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2022	31/12/2021
Créances à recevoir du NLF	14 818	15 986
Autres prêts et créances financières	4 532	4 746
PRETS ET CREANCES FINANCIERES	19 350	20 732

Au 30 juin 2022, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 14 818 millions d'euros au 30 juin 2022 (15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 14.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
 - le surfinancement du plan de retraite EDFG (*EDF Group of the ESPs*) d'EDF Energy pour un montant de 2 874 millions d'euros au 30 juin 2022 contre 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021,
 - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 253 millions d'euros au 30 juin 2022 (282 millions d'euros au 31 décembre 2021) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
 - des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France et en Amérique du Nord, pour un montant de 672 millions d'euros au 30 juin 2022 contre 525 millions d'euros au 31 décembre 2021.

17.2 PASSIFS FINANCIERS

17.2.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	30/06/2022			31/12/2021		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	63 720	13 705	77 425	54 334	15 072	69 406
Dérivés de transaction – Juste valeur négative	-	46 601	46 601	-	22 027	22 027
Dérivés de couverture – Juste valeur négative ⁽¹⁾	4 354	14 887	19 241	2 209	7 915	10 124
PASSIFS FINANCIERS	68 074	75 193	143 267	56 543	45 014	101 557

⁽¹⁾Dont 796 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (voir note 18.2).

L'augmentation de la juste valeur négative des dérivés de transaction (+25,1 milliards d'euros) s'explique par la hausse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée au premier semestre 2022 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

17.2.2 Emprunts et dettes financières

17.2.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2021	49 242	3 690	10 992	4 337	1 145	69 406
Augmentations	-	13 452	1 927	146	58	15 583
Diminutions	(2 332)	(99)	(3 301)	(348)	(27)	(6 107)
Écarts de conversion	(3)	166	10	22	2	197
Mouvements de périmètre	-	9	(10)	(9)	-	(10)
Variations de juste valeur	(1 829)	(1)	24	-	-	(1 806)
Autres mouvements	-	(2)	77	92	(5)	162
SOLDES AU 30/06/2022	45 078	17 215	9 719	4 240	1 173	77 425

Les principales opérations réalisées sur 2022 sur les **emprunts auprès d'établissements de crédit** concernent la conclusion de 12 lignes de crédit bilatérales pour 10,3 milliards d'euros et 2,2 milliards de dollars à maturité 3 ans (soit 12,4 milliards d'euros) et des nouveaux tirages auprès de la Banque Européenne d'Investissement pour 0,8 milliard d'euros à échéance 2032.

Les **emprunts obligataires** ont été remboursés à hauteur de 2,3 milliards d'euros sur la période (2 milliards d'euros en janvier 2022 et 0,3 milliard d'euros en juin 2022).

Les variations des **autres dettes financières** sur le premier semestre 2022 s'expliquent principalement par la diminution nette de titres de créances négociables (TCN) pour un montant de (2 381) millions d'euros, ainsi que par la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 1 047 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	30/06/2022
Émissions d'emprunts	-	13 452	1 927	-	(9)	15 370
Remboursements d'emprunts	(2 332)	(99)	(3 301)	(348)	97	(5 983)

17.2.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 30 juin 2022, les principaux emprunts (hors *green bonds* et hors OCÉANES) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75%
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63%
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00%
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09%
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13%
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50%
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63%
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00%
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88%
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63%
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13%
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88%
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88%
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95%
Obligataire	EDF	01/2010	01/2040	850	USD	5,60%
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50%
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50%
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88%
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75%
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95%
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00%
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00%
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13%
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99%
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50%
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	700	USD	6,00%
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00%

⁽¹⁾ Date de réception des fonds.

Au 30 juin 2022, les principaux *green bonds* sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCÉANES Vertes) dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCÉANES Vertes	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations était d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations.

En 2021, suite à la distribution d'un dividende aux actionnaires d'EDF, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action Électricité de France par OCÉANE à compter du 7 juin 2021. Puis, lors du versement de l'acompte sur dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action Électricité de France par

OCÉANE à compte du 2 décembre 2021.

En 2022, après l'augmentation de capital du 7 avril 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,087 action Électricité de France par OCÉANE. Puis, lors du versement du dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,124 action Électricité de France par OCÉANE à compter du 13 juin 2022. Enfin, lors de l'augmentation de capital suite à l'offre préférentielle réservée aux salariés (voir note 7), le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,129 action Électricité de France par OCÉANE à compter du 25 juillet 2022.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

S'agissant des financements bancaires pour 12,4 milliards d'euros souscrits au cours du premier semestre 2022, l'ensemble des lignes de crédit a été tiré sur le premier semestre. Les lignes de crédit Euros ont été tirées en mars et en avril, elles sont à échéance mars 2025 et portent intérêt basé sur l'Euribor 3 mois. Les lignes de crédit USD ont été tirées en avril et en mai 2022 et sont à échéance mars ou avril 2025. Elles portent intérêt basé sur le SOFR CMP LOOKBACK (-5BD) (SOFR composé à terme échu avec une période d'observation décalée de cinq jours ouvrables).

17.2.2.3 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 473	655	9 113	655	809	13 705
Entre un et cinq ans	10 912	14 510	105	2 032	118	27 677
À plus de cinq ans	31 693	2 050	501	1 553	246	36 043
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 30/06/2022	45 078	17 215	9 719	4 240	1 173	77 425

17.3 LIGNES DE CRÉDIT NON UTILISÉES

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 975 millions d'euros au 30 juin 2022 (13 039 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces montants incluent 10 042 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG intégralement non tirées au 30 juin 2022 (9 348 millions d'euros au 31 décembre 2021).

(en millions d'euros)	30/06/2022			31/12/2021
	Total	Échéances		Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	11 975	174	11 780	21
				13 039

17.4 JUSTE VALEUR DES EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	30/06/2022		31/12/2021	
	Juste valeur	Valeur au bilan	Juste valeur	Valeur au bilan
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	75 119	77 425	78 114	69 406

17.5 VARIATION DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2022			S1 2021			2021		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
<i>(en millions d'euros)</i>									
Couverture de taux	148	(4)	(1)	36	-	-	(98)	-	-
Couverture de change	2 779	773	(70)	1 441	248	(29)	2 684	720	(38)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(74)	-	-	(666)	-	-	(1 078)	(405)	-
Couverture de matières premières	(1 396)	(2 827)	(133)	(65)	367	(5)	(7 356)	(2 198)	(2)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE⁽³⁾	1 457	(2 058)	(204)	746	615	(34)	(5 848)	(1 883)	(40)

⁽¹⁾+/() : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

⁽²⁾+/() : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

⁽³⁾Hors entreprises associées et coentreprises.

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de +3 515 millions d'euros sur le premier semestre 2022 (+131 millions d'euros sur le premier semestre 2021 et (3 965) millions d'euros en 2021).

Elle s'explique en 2022 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (74) millions d'euros ((666) millions d'euros sur le premier semestre 2021 et (673) millions d'euros en 2021) et des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de +3 589 millions d'euros (+797 millions d'euros sur le premier semestre 2021 et (3 292) millions d'euros en 2021) – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (excédent brut d'exploitation) au premier semestre 2022 pour (2 827) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (1 787) millions d'euros, principalement sur les secteurs France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- de gaz pour (1 102) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour +62 millions d'euros.

NOTE 18 INDICATEURS FINANCIERS

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

18.1 RÉSULTAT NET COURANT

Le résultat net courant correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Pour rappel, le résultat net part du Groupe au 30 juin 2022 intègre une provision après impôt 2 039 millions d'euros correspondant au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire d'ARENH mis en place par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application. Cette provision sera reprise sur le second semestre 2022 au fur et à mesure de la réalisation des achats et ventes d'électricité.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

Au 30 juin 2022

(en millions d'euros)	Notes	S1 2022			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
Résultat net					(5 293)
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres⁽¹⁾	8.2	3 289	(850)	(10)	2 429
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	993	(247)	-	746
Pertes de valeur		390	(98)	(25)	267
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles ⁽²⁾	10.4	253	(66)	(25)	162
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽³⁾	11.2	137	(32)	-	105
Autres éléments		577	(37)	(1)	539
- dont autres produits et charges d'exploitation ⁽⁴⁾	7	388	(109)	(1)	278
- dont taxe sur les surprofits (Italie)	9	-	71	-	71
RÉSULTAT NET COURANT					(1 312)

⁽¹⁾Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés.

⁽²⁾ En 2022, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation de parcs éoliens aux États-Unis et au Mexique pour un montant total de (100) millions d'euros et la dépréciation d'un terrain au Royaume-Uni pour (121) millions d'euros.

⁽³⁾ En 2022, les pertes de valeur liées aux titres de participations mis en équivalence concernent principalement des parcs éoliens aux États-Unis pour (134) millions d'euros.

⁽⁴⁾ En 2022, les APCE comprennent notamment les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (308) millions d'euros, la charge liée à l'ORS pour un montant de (64) millions d'euros et le résultat de cession sur Dalkia Russie pour (15) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à (1 312) millions d'euros à fin juin 2022, en baisse de (5 052) millions d'euros par rapport au premier semestre 2021.

Au 30 juin 2021

(en millions d'euros)	Notes	S1 2021			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
Résultat net					4 172
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres ⁽¹⁾	8.2	(1 917)	524	3	(1 390)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	541	(148)	-	393
Pertes de valeur		603	(125)	(66)	412
- dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles ⁽²⁾	10.4	502	(125)	(66)	311
- dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	11.2	101	-	-	101
Autres éléments		160	20	(27)	153
- dont autres produits et charges d'exploitation ⁽³⁾	7	92	(1)	(27)	64
- dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France	10.2	72	(20)	-	52
- Autres		(4)	41 ⁽⁴⁾	-	37
RÉSULTAT NET COURANT					3 740

⁽¹⁾Incluant la couverture de juste valeur des actifs dédiés et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

⁽²⁾Au 30 juin 2021, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation des actifs de la centrale de Dungeness pour un montant de (441) millions d'euros.

⁽³⁾Au 30 juin 2021, les APCE comprennent notamment le produit de l'indemnité transactionnelle prévu dans l'accord signé entre Areva et EDF pour un montant de 505 millions d'euros, les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness pour un montant de (161) millions d'euros, les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (278) millions d'euros.

⁽⁴⁾Le montant intègre le produit d'impôt reconnu au titre de la réévaluation fiscale des actifs en Italie, compensé par l'effet défavorable de la hausse du taux d'imposition au Royaume-Uni à partir de 2023 (voir note 9).

18.2 ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2022	31/12/2021
Emprunts et dettes financières	17.2.2	77 425	69 406
Dérivés de couvertures des dettes	17.1.1 et 17.2.1	(3 893)	(3 762)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(7 418)	(9 919)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	17.1.2	(23 323)	(12 737)
Dérivés de couvertures des actifs		(20)	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		42 771	42 988

NOTE 19 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2022. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

19.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2022	31/12/2021
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	19.1.1	17 984	16 047
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	19.1.2	16 492	16 996
Engagements donnés liés aux opérations de financement	19.1.3	6 561	5 837
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		41 037	38 880

⁽¹⁾Hors achats d'énergie et de combustibles et hors locations en tant que preneur.

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

19.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

19.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz et services associés) s'élevaient à 37 908 millions d'euros au 31 décembre 2021.

Ils enregistrent sur le premier semestre 2022 une augmentation principalement liée à la hausse des prix de l'électricité et à l'actualisation des indices (notamment EDF Energy et EDF).

19.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2022, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	30/06/2022			Total
		Échéances			
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	9 478	3 435	2 933	3 110	8 693
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	8 284	4 919	2 661	704	7 173
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	222	53	95	74	181
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	17 984	8 407	5 689	3 888	16 047

⁽¹⁾Hors énergies et combustibles.

⁽²⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 893 millions d'euros au 30 juin 2022 (1 928 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 30 juin 2022 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, Edison, Framatome et EDF. Leur évolution s'explique essentiellement par de nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables, notamment aux États-Unis et en Grèce.

L'augmentation des engagements sur achats d'exploitation hors énergie et combustibles concerne principalement EDF, notamment dans le cadre de la maintenance et de l'entretien de son parc de production.

19.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Les engagements de location en tant que preneur non comptabilisés au bilan s'élevaient à 313 millions d'euros au 31 décembre 2021, dont 109 millions d'euros au titre d'actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction). De nouveaux contrats de location liés à ce type d'actifs ont été signés sur le premier semestre 2022, pour un montant de l'ordre de 400 millions d'euros.

19.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2022, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2022				31/12/2021
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 360	9 043	5 941	376	15 905
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	940	166	664	110	929
Autres engagements donnés liés aux investissements	192	180	12	-	162
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	16 492	9 389	6 617	486	16 996

⁽¹⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 201 millions d'euros au 30 juin 2022 (194 millions d'euros au 31 décembre 2021).

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF Energy, EDF SA, Enedis et EDF Renouvelables.

Les engagements sur acquisition d'actifs financiers enregistrent sur le premier semestre 2022 une augmentation due à un nouvel engagement d'EDF d'investir dans Databank auprès de DigitalBridge, compensée par la finalisation d'opérations d'acquisitions.

19.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2022 sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2022				31/12/2021
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 123	1 875	521	1 727	3 986
Garanties financières données	1 271	41	659	571	1 265
Autres engagements donnés liés au financement	1 167	1 048	29	90	586
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	6 561	2 964	1 209	2 388	5 837

⁽¹⁾Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 2 259 millions d'euros au 30 juin 2022 (1 597 millions d'euros au 31 décembre 2021). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participation de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

L'augmentation des engagements donnés liés aux opérations de financement est principalement liée au remboursement à EDF Trading par JERA GM des tirages effectués en 2021 sur 3 lignes de crédit, ainsi qu'à une augmentation des taux de change au Brésil, aux États-Unis et au Canada.

19.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés.

(en millions d'euros)	30/06/2022	31/12/2021
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	8 833	8 404
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement / désinvestissement	191	609
Engagements reçus liés aux opérations de financement	18	18
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS⁽²⁾	9 042	9 031

⁽¹⁾Hors engagements de livraison d'énergie et services associés. Hors engagements de location simple en tant que bailleur (661 millions d'euros au 31 décembre 2021).

⁽²⁾Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 17.3.

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

La baisse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par l'arrivée à échéance de la garantie reçue dans le cadre d'une opération de mise en pension de titres détenus par EDF.

NOTE 20 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

A la suite des annonces de Madame la Première ministre, et après échanges avec l'Autorité des marchés financiers, EDF SA a demandé la suspension de la cotation de ses titres de capital le 13 juillet 2022, la cotation a repris le 19 juillet à la suite du communiqué de l'État repris ci-dessous.

Lancement par l'État d'une offre publique d'achat simplifiée sur les titres de capital d'EDF dans l'objectif de retirer la société de la cote

L'État, actionnaire majoritaire d'EDF SA (EDF), a annoncé le 19 juillet 2022 son intention de racheter les titres de capital d'EDF détenus par des tiers à l'État, avec pour objectif de retirer la Société de la cote. Ce projet s'inscrit dans un contexte d'urgence climatique et alors que la situation géopolitique impose des décisions fortes pour assurer l'indépendance et la souveraineté énergétique de la France, dont celle de pouvoir planifier sur le très long terme les moyens de production, de transport et de distribution d'électricité. Dans ce nouveau contexte, où l'État serait le seul actionnaire, EDF serait en capacité de mener de manière accélérée plusieurs chantiers décisifs annoncés par le président de la République dans son discours de Belfort, notamment le programme de construction de six réacteurs de technologie EPR2 d'ici 2050. Ces chantiers engageront l'entreprise pour les décennies à venir, au long desquelles EDF continuera de jouer un rôle critique pour l'approvisionnement énergétique de la France. C'est pourquoi l'État veille à ce que le Groupe dispose d'une gouvernance appropriée et des moyens nécessaires, notamment financiers, pour accomplir sur le long terme cette mission d'intérêt national. Dans cette perspective, l'État a l'intention d'acquérir les 15,9 %¹ du capital d'EDF ainsi que 60 % des obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles ou existantes (OCÉANES) qu'il ne détient pas², par le biais d'une offre publique d'achat simplifiée (l'Offre) qui serait déposée auprès de l'Autorité des marchés financiers (AMF) sous réserve de la promulgation d'une loi de finances rectificative pour 2022 portant les crédits budgétaires nécessaires à l'Offre.

Il est envisagé que le projet d'Offre, qui sera soumis à l'examen de l'AMF, soit au prix de :

- 12,0 euros par action EDF, coupon attaché, représentant respectivement une prime de 53 %, 46 % et 34 % sur le cours de Bourse de clôture du 5 juillet 2022 (veille du jour de l'annonce par la Première ministre de l'intention de l'État de détenir 100 % du capital d'EDF) et sur la moyenne des cours de Bourse pondérés par les volumes des 60 derniers jours, et des douze mois précédant le 5 juillet 2022 ;
- 15,64 euros par OCÉANE en prenant en compte un ratio de conversion ajusté faisant l'hypothèse illustrative d'une date d'ouverture de l'Offre le 29 septembre 2022³.

L'Offre serait, le cas échéant, suivie d'un retrait obligatoire⁴ si ses conditions de mise en œuvre étaient satisfaites. Cette Offre représenterait un montant total en numéraire, pour les actions et les OCÉANES, d'environ 9,7 milliards d'euros, en supposant un taux d'apport des actions EDF et des OCÉANES EDF que l'État ne détient pas de 100 %. Il est envisagé que l'Offre soit déposée d'ici début septembre 2022 auprès de l'AMF sous réserve de la promulgation d'une loi de finances

1 Avant prise en compte de l'augmentation de capital réservée aux salariés.

2 Sur la base du capital social émis et entièrement libéré au 30 juin 2022.

3 Le ratio de conversion ajusté serait alors de 1,3030 au lieu de 1,1240.

4 Selon les dispositions prévues à l'article L433-4 du Code monétaire et financier.

rectificative pour 2022 portant les crédits budgétaires nécessaires à l'Offre. Le projet d'Offre et le projet de note d'information seront soumis à l'examen de l'AMF qui appréciera leur conformité aux dispositions législatives et réglementaires applicables. En outre, un expert indépendant, désigné par EDF, établira une attestation d'équité sur les conditions financières de l'offre envisagées.

Mardi 26 juillet, lors de l'examen du projet de budget rectificatif pour 2022, les députés ont approuvé les crédits qui permettront de financer l'offre publique d'achat de l'État sur les titres d'EDF.

Constitution d'un comité *ad hoc*

Le 19 juillet 2022, EDF a annoncé que son Conseil d'administration s'était réuni le 19 juillet 2022 et avait pris connaissance de l'intention de l'État de déposer, sous réserve de la promulgation d'une loi de finances rectificative pour 2022 (actuellement en cours d'examen devant l'Assemblée nationale) portant les crédits budgétaires nécessaires à l'Offre, un projet d'offre publique d'achat simplifiée (« l'Offre ») visant les actions de la Société et les obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes à échéance 2024 émises par la Société (les « OCÉANES ») que l'État ne détient pas, au prix de :

- 12,0 euros par action EDF, coupon attaché ; et
- 15,64 euros par OCÉANE en prenant en compte un ratio de conversion ajusté faisant l'hypothèse illustrative d'une date d'ouverture de l'Offre le 29 septembre 2022¹.

Il est envisagé par l'État que l'Offre soit déposée d'ici début septembre 2022 auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») sous réserve de la promulgation d'une loi de finances rectificative pour 2022 portant les crédits budgétaires nécessaires à l'Offre.

L'Offre sera suivie, si les conditions légales et réglementaires sont réunies, d'une procédure de retrait obligatoire de toutes les actions et OCÉANES que l'État ne détiendrait pas à l'issue de l'Offre.

Conformément à l'article 261-1-III du règlement général de l'AMF, le Conseil d'administration de la Société a constitué ce jour un comité *ad hoc*.

Ce comité *ad hoc* est chargé de proposer au Conseil d'administration la désignation d'un expert indépendant, de suivre les travaux de l'expert indépendant qui sera désigné par le Conseil d'administration, et d'émettre une recommandation au Conseil d'administration sur l'intérêt de l'Offre pour la Société, les actionnaires, les porteurs d'OCÉANES et les salariés.

Conformément aux articles 261-1-I 1° et 5° et 261-1-II du règlement général de l'AMF, le Conseil d'administration de la Société a désigné, par délibération du 27 juillet 2022 et sur proposition du comité *ad hoc*, le cabinet Finexsi, en qualité d'expert indépendant afin d'établir un rapport sur les conditions financières de l'Offre suivie, le cas échéant, d'un retrait obligatoire, dans les conditions visées par l'instruction AMF n° 2006-08 et la recommandation AMF n° 2006-15.

Le Conseil d'administration émettra un avis motivé sur le projet d'Offre après avoir pris connaissance du rapport de l'expert indépendant et de la recommandation du comité *ad hoc*.

Le rapport de l'expert indépendant et l'avis motivé du Conseil d'administration de la Société figureront dans le projet de note en réponse de la Société.

¹ Le ratio de conversion ajusté serait alors de 1,3030 au lieu de 1,1240.



KPMG SA
Tour EQHO
2 Avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France

Deloitte.

Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris La Défense
France

Electricité de France SA

Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2022

Période du 1er janvier au 30 juin 2022
Electricité de France SA
22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris

KPMG SA
Société française membre du réseau
KPMG constitué de cabinets
indépendants adhérents de KPMG
International Limited, une société de
droit anglais ("private company limited
by guarantee").

SA
Société de commissariat aux comptes
Siège social : Tour EQHO
2 Avenue Gambetta
CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
775726417 RCS NANTERRE

Deloitte SAS
Société par actions simplifiée au capital de 2 188 160 €
Société d'Expertise Comptable inscrite au Tableau de l'Ordre d'Ile-de-France
Société de Commissariat aux Comptes inscrite à la Compagnie Régionale de Versailles et du Centre
572 028 041 RCS Nanterre
TVA : FR 02 572 028 041
Une entité du réseau Deloitte



KPMG SA
Tour EQHO
2 Avenue Gambetta - CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France

Deloitte & Associés

6, place de la Pyramide
92908 Paris La Défense
France

Electricité de France SA

22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris

Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle 2022

Période du 1er janvier au 30 juin 2022

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

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

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés résumés de la société Electricité de France SA, relatifs à la période du 1^{er} janvier 2022 au 30 juin 2022, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

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

I – Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France.

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

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

Electricité de France SA
*Rapport des commissaires aux comptes
sur l'information financière semestrielle 2022*
Période du 1er janvier au 30 juin 2022

II – Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés résumés sur lesquels a porté notre examen limité.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés résumés.

Paris La Défense, le 27 juillet 2022

Les Commissaires aux Comptes

KPMG SA

Deloitte & Associés



Marie Guillemot
Associée



Michel Piette
Associé



Damien Laurent
Associé



Christophe Patrier
Associé