



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

ANNEXES

AVERTISSEMENT

Cette présentation est uniquement destinée à des fins d'information et ne constitue pas une offre ou une sollicitation pour la vente ou l'achat de titres, d'une partie de l'entreprise ou des actifs décrits ici, ou de tout autre intérêt, aux États-Unis ou dans tout autre pays.

La présente communication contient des déclarations ou informations prospectives. Bien qu'EDF estime que les attentes reflétées dans ces déclarations prospectives sont basées sur des hypothèses raisonnables au moment où elles sont faites, ces hypothèses sont intrinsèquement incertaines et impliquent un certain nombre de risques et d'incertitudes qui sont hors du contrôle d'EDF. Par conséquent, EDF ne peut donner aucune garantie que ces hypothèses se réaliseront. Les événements futurs et les résultats réels, financiers ou autres, peuvent différer sensiblement des hypothèses évoquées dans les déclarations prospectives en raison des risques et des incertitudes, y compris, et sans limitation, les changements possibles dans le calendrier et la réalisation des transactions qui y sont décrites.

Les risques et incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par EDF auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » du document d'enregistrement universel (URD) d'EDF enregistré auprès de l'AMF le 15 mars 2021 (sous le numéro D.21-0121), consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse www.amf-france.org ou celui d'EDF à l'adresse www.edf.fr ainsi que le rapport financier semestriel au 30 juin 2021, consultable en ligne sur le site internet d'EDF.

EDF ni aucun de ses affiliés ne s'engage ni n'a l'obligation de mettre à jour les informations de nature prospective contenues dans ce document pour refléter les faits et circonstances postérieurs à la date de cette présentation.

SOMMAIRE

P.4
STRATÉGIE ET
INVESTISSEMENTS

P.14
ESG

P.22
RENOUVELABLES

P.35
RÉGULÉ

P.48
FRANCE –
PRODUCTION ET
COMMERCIALISATION

P.67
COMPTES
CONSOLIDÉS

P.102
FINANCEMENT ET
TRÉSORERIE

P.115
DONNEES
OPÉRATIONNELLES
ET DE MARCHÉS

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

STRATÉGIE ET INVESTISSEMENTS



EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW) (1/2)

AVANCEMENT DE LA CONSTRUCTION

Autorisations par l'ASN (8 octobre 2020) et par le Haut Fonctionnaire de Défense et de Sécurité (HFDS) de la réception du combustible sur site.

Livraison des assemblages combustibles achevée fin juin 2021 conformément au planning du projet.



MISE À NIVEAU DES SOUDURES DU CIRCUIT SECONDAIRE

Soudures de traversées

Dans un courrier du 19 juin 2019, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a demandé à EDF de reprendre, avant mise en service, les huit soudures de traversées VVP ⁽¹⁾ de l'enceinte de confinement du réacteur EPR de Flamanville en écart par rapport au référentiel « d'exclusion de rupture ».

EDF a décidé de reprendre également les quatre soudures de traversées ARE ⁽²⁾.

Le scénario de reprise des soudures de traversées (ARE et VVP) retenu par EDF est l'utilisation de robots téléopérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation. Le procédé de réparation des traversées VVP a été qualifié par l'ASN en mars 2021, avec plusieurs semaines de retard par rapport aux délais prévus et les travaux de réparation ont commencé. La 1ère soudure de remise à niveau a été déclarée conforme le 8 juin 2021 avant traitement thermique de détensionnement.

La qualification du procédé de réparation des soudures de traversée ARE est en cours. Le procédé proposé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les soudures de traversée VVP.

Autres soudures hors traversées

L'instruction technique de remise à niveau des autres soudures hors traversées situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit. L'ASN a donné son accord en juillet 2020 pour la reprise d'un 1^{er} lot de 5 soudures, en novembre 2020 pour la reprise d'un 2^{ème} lot de 2 soudures, en avril 2021 pour la reprise d'un 3^{ème} lot de 6 soudures et mi-juillet pour un 4^{ème} lot de 2 soudures. Sur ces 4 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord en avril pour la réalisation des contrôles réglementaires associés. Ces contrôles sont en cours.

A ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires sont concernées par ces réparations.

La remise à niveau des soudures de traversées du Circuit Secondaire Principal est une activité sur le chemin critique du projet. Le projet n'a plus de marge, que ce soit en termes de calendrier ou en termes de coûts.

(1) Circuit des tuyauteries d'évacuation de la chaleur

(2) Circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur

EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW) (2/2)

CONTRÔLE SUR LE CIRCUIT PRIMAIRE PRINCIPAL

L'ASN a demandé à EDF de procéder à des recontrôles par sondage et à des contrôles complémentaires sur les soudures du Circuit Primaire Principal (CPP). EDF a établi un échantillon de soudures représentatives de l'ensemble des soudures du Circuit Primaire Principal pour cette réinspection. Les travaux ont débuté le 24 février 2021 et devraient se poursuivre jusqu'au second semestre 2021.

Par ailleurs, EDF a déclaré, le 2 mars 2021, un événement 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. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN expliquant qu'EDF retient la solution « Colliers De Maintien » (CDM) et sollicite un positionnement de l'ASN sur cette solution dans les prochains mois. Cette solution est la seule compatible avec le planning de référence du projet. Les coûts associés sont en cours d'évaluation.

PLANNING ET COÛTS ⁽¹⁾

Le 9 octobre 2019 ⁽¹⁾ le Groupe a communiqué un nouveau calendrier et une nouvelle estimation du coût de construction à terminaison ⁽²⁾ de l'EPR de Flamanville. Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre de la reprise des soudures de traversées par robots téléopérés a conduit à prévoir une date cible de chargement du combustible à fin 2022 et à réestimer le coût de construction à terminaison à 12,4 milliards d'euros ⁽²⁾. Les coûts supplémentaires par rapport à l'estimation précédente, soit 1,5 milliard d'euros ²⁰¹⁵, sont comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation ^{(3) (4)} (APCE) et non en investissements.

A fin 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de date du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019, mais a montré que le projet n'avait de plus de marges planning et coûts. Les revues projet réalisées à date en 2021 ont confirmé que le projet n'a plus de marges.

Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et sujets techniques dont celui des instructions menées par l'ASN.

D'autres risques peuvent également apparaître. Les risques de délais et coûts supplémentaires sont donc très élevés

(1) Cf. communiqué de presse EDF du 9 octobre 2019

(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires (voir note 10.2 des comptes consolidés)

(3) Norme IAS 16 paragraphe 22 portant sur les coûts anormaux exposés dans le cadre d'immobilisations construites par l'entreprise. Ces coûts affectent le résultat net part du Groupe, sans impact sur le résultat net courant

(4) Au cours du premier semestre 2021, ces surcoûts en APCE se sont élevés à 278 millions d'euros et s'ajoutent aux 397 millions d'euros comptabilisés à fin 2020.

HINKLEY POINT C

GESTION DE LA CRISE SANITAIRE

- De nombreuses mesures ont été prises pour assurer une sécurité maximale des effectifs sur le site et de la communauté locale, y compris un programme de dépistage massif (environ 40 000 tests réalisés au premier semestre 2021).
- HPC a été distingué par l'agence de santé Public Health England comme le meilleur de sa catégorie dans ses mesures pour contrer la pandémie.
- Le nombre de personnes travaillant sur site est passé d'environ 5 000 à 6 700 au premier semestre 2021 et devrait continuer d'augmenter régulièrement.

AVANCEMENT SUR SITE

- T1 - Premier rotor basse pression entièrement articulé → dans les délais
- T2 - Achèvement du creusement du tunnel d'évacuation → dans les délais



L'étape de fabrication des segments de béton formant la paroi des tunnels de prise et de rejet d'eau est maintenant terminée. Depuis le début de la production en 2019, plus de 45 000 segments ont été fabriqués.

DONNÉES CLÉS

- Dans le contexte de la pandémie du Covid, une revue détaillée du calendrier et des coûts a été engagée afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour. Cette revue a présenté les conclusions suivantes ⁽¹⁾ :
 - La cible de début de production d'électricité par l'Unité 1 a été établie à juin 2026 au lieu de fin 2025, objectif précédent annoncé initialement en 2016
 - Les coûts à terminaison du projet ont été estimés à cette date entre £₂₀₁₅22 et 23 milliards⁽²⁾⁽³⁾.
 - Le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 a été maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité reste élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de £₂₀₁₅0,7 milliard.
- Malgré une gestion efficace de la crise du Covid, le projet continue de souffrir localement de la crise et au travers de sa chaîne d'approvisionnement
- Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts entre les deux actionnaires en cas de dépassements de budget ou de retard. Compte tenu du niveau prévu des coûts, ce mécanisme est applicable et sera déclenché le moment venu. Ces accords font partie d'un accord bilatéral d'actionnaires signé entre EDF et CGN en septembre 2016 et sont soumis à une clause de confidentialité.
- Le besoin de financement du projet dépasse l'engagement contractuel des actionnaires, ce qui pourrait conduire, en cas de désalignement des actionnaires, à des difficultés de financement du projet et amener le Groupe à assumer une part des besoins de financement supérieure à sa quote-part

(1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 27 janvier 2021

(2) Rappel des coûts précédemment annoncés dans le Communiqué de presse du 25 septembre 2019: 21,5 – 22,5 milliards £₂₀₁₅
Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1£= 1,23€
Coûts déterminés en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume Uni (OPI) pour tous les nouveaux travaux

(3) L'IRR d'EDF résultant (7,1 – 7,2%) est calculé sur la base d'un taux de change à £1 = 1,13€, 2,5% de CPI au UK et des prix de l'électricité à long terme extrapolés du Contrat de Différence au prix d'exercice contractuel sur toute la durée de vie de l'actif (0,1% d'inflation = 0,1% d'IRR et £₂₀₁₂10/MWh = 0,1 d'IRR)

SIZEWELL C

ÉLÉMENTS CLÉS

- Projet d'une nouvelle centrale nucléaire, sur la côte de Suffolk, à Sizewell
- Deux réacteurs pressurisés européens (EPR) britanniques pour une capacité de production totale de 3,2 GW
- Fourniture d'électricité pour 6 millions de foyers et une production d'électricité sur 60 ans
- Le projet serait basé sur la technologie EPR, en reproduisant autant que possible la centrale Hinkley Point C



GOVERNANCE

- Pendant la phase de développement précédant la FID ⁽¹⁾, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. EDF a prévu de préfinancer le développement à hauteur de sa quote-part d'un budget initial de 458 M£
- La date indicative de la FID est désormais envisagée pour fin 2022 ou 2023. Le financement additionnel jusqu'à la FID est en discussion avec le gouvernement britannique
- EDF a pour objectif, à la date de la FID, de devenir un actionnaire très minoritaire avec des droits limités correspondants et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation)
- L'objectif d'EDF est que des investisseurs tiers entrent dans le projet au plus tard à la date de la FID. Il est donc essentiel, pour le projet, d'obtenir le mécanisme de partage des risques approprié et la structure de financement correspondante. À ce stade, il n'est pas certain que le Groupe parvienne à cet objectif
- La capacité d'EDF à prendre une FID sur Sizewell C pourrait dépendre de la maîtrise opérationnelle du projet Hinkley Point C, de la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté, de l'existence suffisante d'investisseurs et de financeurs intéressés par le projet. Aucune de ces trois conditions n'est assurée à ce jour
- La non obtention du cadre de financement et de la régulation appropriés pourrait conduire le Groupe à prendre une décision dans des conditions non optimales ou à ne pas prendre la décision d'investissement

AVANCEMENT

- L'examen du Development Consent Order (DCO) a débuté en avril 2021. La décision du Secrétaire d'État britannique est attendue pour mi-2022. Le DCO mentionne un coût de construction illustratif et non engageant, intégrant un objectif très ambitieux de réduction de coût, afin de prendre en compte l'objectif que Sizewell C soit autant que possible une réplique de Hinkley Point C, même s'il doit intégrer des spécificités, tenant par exemple aux caractéristiques du site
- Le gouvernement britannique a pour ambition de mener au moins un projet de centrale nucléaire de forte puissance pour préparer la neutralité carbone en 2050, avec l'objectif d'une décision finale d'investissement d'ici la fin de la législature actuelle (2024). Le gouvernement britannique étudie le projet Sizewell C et les options qui se présentent pour concrétiser cette ambition
- Un cadre législatif définissant le modèle financier réglementaire pour le nouveau nucléaire au Royaume-Uni est nécessaire, notamment pour étayer le financement du projet Sizewell C

(1) FID = Final Investment Decision

JAITAPUR

Au travers du projet Jaitapur, le groupe EDF est impliqué dans la coopération nucléaire civile franco-indienne depuis 2010 dans le cadre d'accords bilatéraux signés entre la France et l'Inde. Il appuie directement les objectifs de transition énergétique du gouvernement indien affirmés lors de la Conférence de Paris de 2015 qui visent à accélérer la croissance des énergies renouvelables et du nucléaire dans le pays. Jaitapur, dans l'État du Maharashtra sera le plus grand site de production nucléaire au monde

Agissant comme chef de file de la filière nucléaire française, EDF est entré en négociation exclusive avec NPCIL depuis 2016

- EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien Nuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet
- Dans ce cadre, EDF et ses partenaires fourniraient l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries
- EDF ne sera pas investisseur dans ce projet



- Il est prévu que NPCIL, en tant que propriétaire et futur exploitant de la centrale nucléaire de Jaitapur, soit responsable de l'obtention de l'ensemble des autorisations et certifications requises en Inde, de la construction de l'ensemble des six réacteurs et des infrastructures du site. Durant la phase de construction, NPCIL bénéficierait d'une assistance d'EDF et de ses partenaires industriels
- Conformément au calendrier fixé dans l'IWFA⁽¹⁾, EDF et ses partenaires ont remis à NPCIL une offre complète conditionnée non-engageante le 14 décembre 2018. EDF a remis une offre engageante en avril 2021
- EDF vise maintenant la négociation et la signature d'un *General Framework Agreement*.

(1) IFWA: International Way Forward Agreement

BARRAGE HYDROÉLECTRIQUE DE NACHTIGAL AU CAMEROUN (1)

PRINCIPAUX ASPECTS DU PROJET

- Conception, construction et exploitation pendant 35 ans d'un barrage hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW sur le fleuve Sanaga au niveau des chutes de Nachtigal
- Construction d'une ligne de transport d'électricité de 50 km
- Projet porté par la société NHPC (Nachtigal Hydro Power Company), constituée depuis décembre 2018 par EDF (40 %)⁽²⁾, IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %)
- Production annuelle attendue de 3 TWh, qui couvrira 30 % des besoins énergétiques du pays
- Importantes retombées économiques : jusqu'à 3 000 emplois directs au plus fort du chantier, dont 65 % en recrutement local dans un rayon de 65 km autour du chantier. Le projet créera des dizaines d'emplois permanents

STRUCTURE DE FINANCEMENT

- Coût global prévu du projet : 1,2 milliard €
- Financé pour près d'un quart sur les fonds propres des actionnaires et, pour le reste, par des prêteurs
- Groupe de prêteurs comprenant onze institutions de développement internationales et quatre banques commerciales locales ⁽³⁾
- Le plus important projet hydroélectrique du continent africain à être développé en financement de projet, ou financement sans recours

CALENDRIER

- Accords engageants et définitifs signés le 8 novembre 2018, closing financier le 24 décembre 2018
- Démarrage de la construction en mars 2019 : le taux d'avancement du génie civil au 30/06/2021 est de 40,9 %
- Impact du Covid : ralentissement de la construction entre avril et juin 2020. Estimation à date d'un retard de 4,5 mois de la mise en service.
- Mise en service opérationnelle prévue pour début 2024

Centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW



(1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 8 novembre 2018.

(2) Consolidation par mise en équivalence.

(3) Incluant la BAD, IFC, CDC, les institutions bilatérales européennes emmenées par Proparco (AFD, DEG et FMO), la BEI, OFID, EAIF et AFC. Banques locales : Attijari/SCB, BICEC, SG Cameroun et Standard Chartered

PARC NUCLÉAIRE EXISTANT ET PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

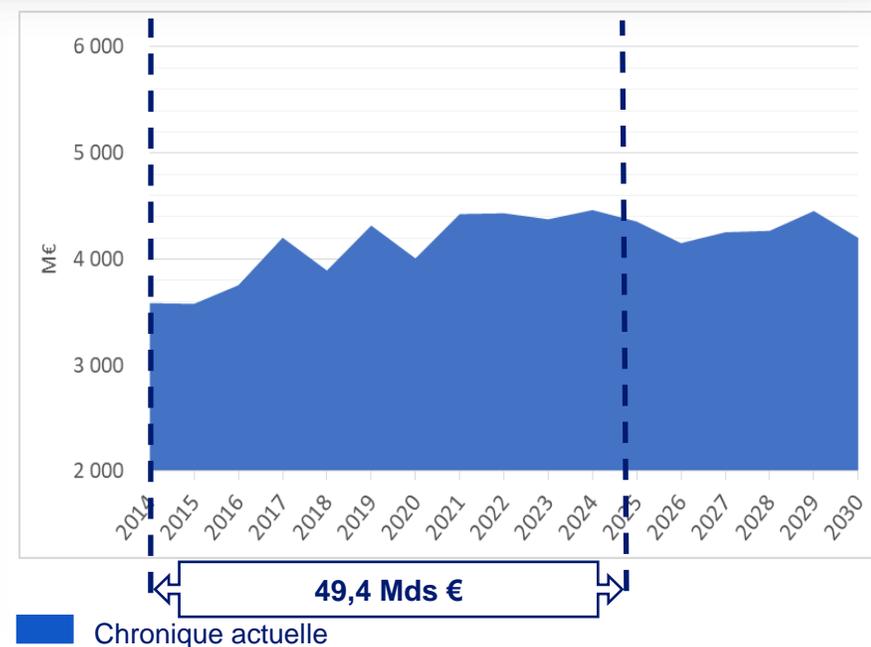
STRATÉGIE INDUSTRIELLE

Stratégie industrielle de poursuite du fonctionnement des centrales après 40 ans :

- Capacité technique des installations à fonctionner après 40 ans confortée par les benchmarks internationaux pour des technologies analogues
- Allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement comptable des centrales du palier REP 900 MW (sauf Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016 : 3 réacteurs ont réalisé avec succès leur 4e visite décennale et ont ainsi franchi le jalon des 40 ans (Tricastin 1, Bugey 2 et Bugey 4)
- Allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement comptable des centrales du palier REP 1300 MW à partir du 1er janvier 2021, notamment suite à l'avis générique publié le 23 février 2021 par l'ASN sur les 4e visites décennales du palier 900 MW.
- Stratégie confirmée par les orientations données par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie

PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

- Programme intégrant la quasi totalité des investissements dans le parc nucléaire existant sur la période 2014-2025, et au delà
- En 2015, le montant des investissements sur la période 2014-2025 a été estimé à 55 Mds€₂₀₁₃ ⁽¹⁾ puis optimisé et révisé à 45 Mds€₂₀₁₃ (48,2 Mds€ courants) en 2018
- En octobre 2020 ⁽²⁾, ce montant a été ajusté à 49,4 Mds€ courants sur cette même période 2014-2025. Cette nouvelle estimation intègre essentiellement les premiers enseignements sur les travaux à mener, induits par le processus d'instruction du 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs 900MW, dont une étape importante a été franchie avec l'avis générique rendu par l'ASN le 23 février 2021. Cette estimation sera remise à jour régulièrement pour intégrer notamment les évolutions de périmètre des travaux et de coût des fournitures
- Les investissements resteront significatifs sur ce programme au-delà de 2025, notamment en vue de l'extension de la durée de vie du palier 1 300 MW à 50 ans et, si elle était décidée, de l'allongement de la durée d'exploitation au-delà de 50 ans.



(1) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluaient, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global tel que présenté par la Cour des comptes proche de 100 Mds€₂₀₁₃ pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 Mds€₂₀₁₃, et celles d'exploitation estimées à 25,16 Mds€₂₀₁₃. Au sein des 74,73 Mds€₂₀₁₃ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 Mds€₂₀₁₁ sont dédiés à la période 2014-2025, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des comptes

(2) Voir communiqué de presse du 29 octobre 2020

ALLONGEMENT À 50 ANS DE LA DURÉE D'AMORTISSEMENT DU PALIER 1300 MW

Le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 1 300 MW en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies au premier semestre 2021

CHANGEMENT D'ESTIMATION COMPTABLE

Le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations 1300 MW à fonctionner au moins 50 ans. Ceci est également conforté par le benchmark international

L'accord de l'ASN publié en février 2021 sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, et la réussite industrielle des premières occurrences de quatrième visites décennales des tranches du palier 900 MW ⁽¹⁾ renforcent la confiance d'EDF dans la pertinence et la maîtrise de son programme pour le palier 1 300 MW. Au terme de sa VD4, le palier REP 1 300 MW aura ainsi atteint un niveau de sûreté se rapprochant de celui fixé pour l'EPR

De plus, la prolongation du palier 1 300 MW au-delà de 40 ans, présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long-terme dégradés et dans différents scénarios de sensibilité

Enfin, l'allongement du palier 1300 MW est compatible avec les dispositions de la loi Energie Climat de novembre 2019 et la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (décret d'adoption d'avril 2020)

Le Groupe considère donc que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MW est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté après chaque visite décennale, comme prévu par la loi

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1er janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MW

IMPACTS DANS LES COMPTES AU S1 2021

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, conduit essentiellement à de moindres charges d'amortissement des actifs et de désactualisation des provisions dans les états financiers du Groupe

en milliards d'euros	S1 2021	Estimation 2021
Dotations aux amortissements et charges de désactualisation	0,3	0,6
RAI des sociétés intégrées	0,3	0,6
Résultat net part du Groupe	0,2	0,4

Au 1^{er} janvier 2021, les provisions nucléaires liées à la production nucléaire diminuent de 1 Mds€, dont 0,8 Md€ soumis à la couverture par des actifs dédiés. Cette diminution des provisions est en grande partie fiscalisée et génère une dette d'impôt exigible de 0,2 Mds€.

EDF, ACTEUR DU SECTEUR DE L'HYDROGÈNE

L'hydrogène est un vecteur clé de la transition énergétique : il pourrait répondre à 20% de la demande énergétique mondiale en 2050 ⁽¹⁾

Complémentarité avec le mix bas carbone d'EDF

- Positionnement du groupe EDF sur ce marché dans le cadre de l'objectif de neutralité carbone

Contexte favorable

- Politiques publiques incitatives dans plusieurs Etats européens (7 Mds€ en France)



**PARTENARIAT INDUSTRIEL ET
COMMERCIAL EDF / McPHY**
(DÉTENTION À DATE DE 14,4% DU CAPITAL)

Acteur de référence dans le domaine de l'hydrogène

Gamme complète de solutions:

- Electrolyseurs
- Stations de recharge d'hydrogène
- Stockage



**FILIALE DÉDIÉE DU GROUPE,
PRÉSENTE SUR TOUTE LA CHAÎNE DE
VALEUR**

Réalisations 2021

- En partenariat avec Orsted, la raffinerie Heide et Holcim Lafarge, projet industriel d'Hynamics de 300 MW sélectionné par les autorités allemandes dans le cadre du programme *IPCEI* ⁽²⁾
- Mise en service d'un premier projet de station de production et de distribution d'hydrogène afin d'alimenter les bus d'un réseau de transport urbain en France.
- Hynamics partenaire clé d'un projet d'électrolyseur de 30 MW en Allemagne : production d'H₂ à partir d'énergie éolienne offshore pour une raffinerie

Présence dans le monde



L'HYDROGÈNE EN ITALIE

En Italie, cinq projets d'Hydrogène vert en partenariat, dont des décarbonations de raffineries ou aciéries et de la distribution et alimentation en hydrogène des transports publics (trains et bus)

(1) McKingley report – *Hydrogen Council 2019*

(2) IPCEI: Important Project of Common European Interest

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

ESG

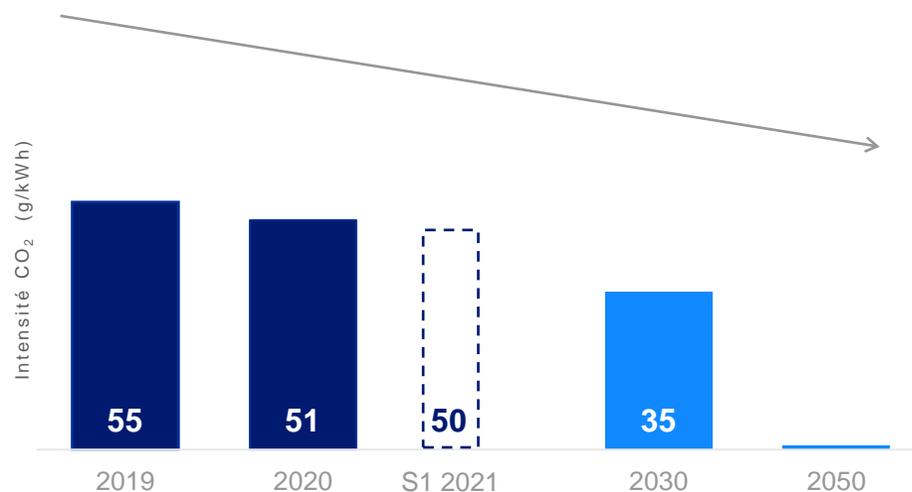


NEUTRALITÉ CARBONE EN 2050, TOUTES GÉOGRAPHIES TOUS SCOPES (1)



TRAJECTOIRE D'INTENSITÉ CARBONE

 275⁽²⁾ (moyenne européenne en 2019)



AVEC DES JALONS COURT ET MOYEN TERME DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO₂

TRAJECTOIRE SCOPE 1:

2023

↓ 40%⁽³⁾

2030

↓ 50%⁽³⁾

TRAJECTOIRE SCOPE 3:

2023

↓ 8%⁽²⁾

2030

↓ 28%⁽²⁾

UNE TRAJECTOIRE VALIDÉE PAR SBTI



« WELL BELOW 2° »

(1) Se traduisant par des : émissions directes quasi nulles (Scope 1), réductions des émissions indirectes aussi importante que possible (Scope3), compensations des émissions résiduelles par des projets à émissions négatives (3 scopes)

(2) vs. 2019

(3) vs.2017

ENGAGEMENTS RSE DÉCLINÉS SELON LES 4 ENJEUX DE LA RAISON D'ÊTRE (1)

NEUTRALITÉ CARBONE & CLIMAT

- EDF: une trajectoire carbone ambitieuse
- Des solutions de compensation carbone
- Adaptation au changement climatique
- Développement de l'électricité et des services énergétiques



(2)

NEUTRALITÉ
CARBONE
& CLIMAT



(2)

BIEN-ÊTRE &
SOLIDARITÉS

BIEN-ÊTRE & SOLIDARITÉS

- Santé et sécurité de tous
- Égalité, diversité et inclusion
- Ethique, conformité et droits humains
- Précarité énergétique et innovation sociale

PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE

- Biodiversité
- Gestion responsable du foncier
- Gestion intégrée et durable de l'eau
- Déchets & économie circulaire



(2)



PRÉSERVATION
DES RESSOURCES
DE LA PLANÈTE



(2)



DÉVELOPPEMENT
RESPONSABLE

DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE

- Dialogue et concertation
- Développement responsable des territoires
- Développement des filières industrielles
- Numérique responsable

RSE

(1) Raison d'être d'EDF, validée à l'Assemblée Générale des actionnaires le 7 mai 2020

(2) ODD prioritaires tels que définis dans le rapport public du WBCSD : « Une feuille de route SDD pour les services publics d'électricité »



GREEN BONDS : LES ENGAGEMENTS D'EDF

EDF EST UN ÉMETTEUR DE RÉFÉRENCE SUR LE MARCHÉ DES GREEN BONDS

- **1ère entreprise** à émettre un Green Bond **en 2013**
- **Membre actif** de la gouvernance des **Green Bond Principles**
- **Co-fondateur** du **Corporate Forum on Sustainable Finance**
- **2 mises à jour du Green Bond Framework** afin de contribuer aux meilleures pratiques de marché

GREEN BOND FRAMEWORK 2013

- **Novembre 2013: 1^{ère} émission** d'un Green Bond par EDF
 - **1,4 Mds€**, maturité de 7,5 ans
- **Octobre 2015: 2^e émission**
 - **1,25 Md\$**, maturité de 10 ans

Construction de **nouveaux projets éoliens et PV**

GREEN BOND FRAMEWORK 2016

- **Octobre 2016: 3^e émission**
 - **1,75 Mds€**, maturité de 10 ans
- **Janvier 2017: 4^e émission**, en 2 tranches
 - **19,6 Md¥**, maturité de 12 ans
 - **6,4 Md¥**, maturité de 15 ans

Construction de **nouveaux projets éoliens et PV**

Modernisation et amélioration d'**actifs hydroélectriques existants** en France

GREEN BOND FRAMEWORK 2020

- **Applicable à partir de janvier 2020**
- **Mise à jour du Framework en ligne avec la stratégie CAP 2030**
- **Septembre 2020: 5^e émission**
 - **2,4 Mds€**, maturité de 4 ans

Nouveaux projets de production d'**énergie renouvelable**

Modernisation et amélioration d'**actifs hydroélectriques existants** (France et International)

Projets d'**efficacité énergétique**

Projets de préservation de la **biodiversité**

LE GREEN BOND FRAMEWORK D'EDF SUIT LES MEILLEURES PRATIQUES DE MARCHÉ ET LES GREEN BOND PRINCIPLES



1 - UTILISATION DES FONDS

- **Développement de nouvelles capacités de production renouvelables**
- **Rénovation et modernisation d'actifs hydroélectriques existants** avec pour objectif d'améliorer leur efficacité, leur flexibilité et leur capacité à contribuer à répondre aux besoins des systèmes électriques qui évoluent au fur et à mesure que la part des moyens de production intermittents augmente dans le mix énergétique et d'adapter les actifs hydroélectriques existants aux changements climatiques
- **Solutions d'efficacité énergétique** afin de permettre à l'ensemble des clients d'EDF de mieux utiliser l'énergie, principalement grâce à sa filiale Dalkia
- **Biodiversité**, pour permettre à EDF de continuer à poursuivre son ambition d'avoir un impact positif sur la biodiversité, en allant d'une simple prévention à des améliorations mesurables

4 – REPORTING

- **Au pas semestriel**: allocation des fonds
- **Annuellement**: allocation des fonds + liste des projets financés par le Green Bond et impacts agrégés (au niveau de chaque émission verte)

(1) Fonds libellés « Investissements socialement responsable », tel que certifié par le label ISR du ministre français des finances

2 - PROCESSUS DE SÉLECTION DES PROJETS

- Une **organisation interne dédiée** à l'évaluation et à la garantie que **seuls les Projets Eligibles** tels que définis dans la partie Utilisation des Fonds puissent **bénéficier d'un financement Green Bond**
- **Respect de critères environnementaux et sociaux spécifiques**
- Les investissements peuvent inclure:
 - **des immobilisations corporelles ou incorporelles**
 - **des investissements** (incluant des acquisitions principalement liées à de nouveaux développements / technologies)
 - **certaines OPEX** tels que R&D et investissements dans la maintenance d'actifs verts

3 – GESTION DES FONDS

- Les fonds sont **gérés et suivis séparément** jusqu'à leur affectation aux projets éligibles
- Ils sont investis dans des **fonds ISR⁽¹⁾** jusqu'à leur affectation

5 – REVUE EXTERNE

- **Opinion externe ex-ante**: niveau d'assurance « **raisonnable** » délivré par **Vigeo Eiris** sur le Green Bond Framework d'EDF (leur niveau le plus élevé)
- **Attestation ex-post**: rapport annuel émis par un **auditeur externe**, sur l'allocation des fonds et la conformité des émissions Green Bonds avec le Green Bond Framework et les Green Bond Principles, et de la conformité des modalités de détermination des émissions de CO₂

GREEN BONDS : ALLOCATION DES FONDS



Fonds alloués au 30/06/2021

Date d'émission ⁽¹⁾	Maturité (en années)	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Nouvelles capacités renouvelables ⁽²⁾	Investissements dans les ouvrages hydrauliques ⁽²⁾	Projets d'efficacité énergétique	Projets de biodiversité	Total (% des fonds levés)
Nov. 2013	7,5	1 400	EUR	1 400	Non-applicable	Non-applicable	Non-applicable	1 400 (100 %)
Oct. 2015	10	1 250	USD	1 250	Non-applicable	Non-applicable	Non-applicable	1 250 (100 %)
Oct. 2016	10	1 750	EUR	1 248	502	Non-applicable	Non-applicable	1 750 (100 %)
Jan. 2017	12	19 600	JPY	8 149	11 451	Non-applicable	Non-applicable	19 600 (100 %)
Jan. 2017	15	6 400	JPY	5 872	528	Non-applicable	Non-applicable	6 400 (100 %)
Sept. 2020	4	2 400	EUR	2 315	110	-	28	2 453 (96 %)

Green Bond EUR émis en septembre 2020 : 96% des fonds alloués à fin juin 2021 sur le total du net proceed de 2 559 M€

- Les fonds dédiés aux projets d'EDF Renouvelables sont essentiellement sur des projets aux Etats-Unis, en Angleterre et en France
- EDF Hydro, Luminus et EDF ENR ont utilisé les fonds pour des projets situés en France et en Belgique

NB: look-back de 1 477M€, dont 1 461M€ pour les capacités renouvelables et 16M€ pour des projets de biodiversité

Entité	Total
EDF ENR	6
Luminus	7
EDF Hydro	138
EDF Renouvelables	2 302
Total	2 453

LE SOCIAL BOND FRAMEWORK D'EDF SUIT LES MEILLEURES PRATIQUES DU MARCHÉ ET LES SOCIAL BOND PRINCIPLES



1 – UTILISATION DES FONDS

- Les Projets Éligibles comprennent **les dépenses d'investissement engagées auprès de PME** ⁽¹⁾ qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production et/ou de distribution du Groupe EDF en Europe (définie comme l'Union européenne et le Royaume-Uni).
- **L'objectif social** de ces projets est de **soutenir les PME** qui constituent un élément clé du tissu industriel d'EDF et qui **créent des opportunités d'emploi sur les territoires où EDF est présent**.
- **Population cible** : salariés et sous-traitants des PME
- Il n'y aura pas de double comptage : EDF ne financera pas des projets qui ont déjà été financés par l'une de ses obligations vertes.

4 – REPORTING

- Pour chaque émission de Social Bond, EDF **publiera un rapport annuel sur l'allocation et l'impact des fonds**, jusqu'à leur allocation complète ou la date d'échéance de l'obligation concernée, selon l'hypothèse qui se réalise en premier.
- Un auditeur indépendant sera désigné pour émettre un **rapport d'assurance annuel** sur l'allocation des fonds, le respect des Social Bond Principles et la conformité des méthodes utilisées par EDF pour mesurer l'impact social avec la méthodologie décrite dans le Framework.

(1) Les PME sont identifiées selon les catégories de l'INSEE (Institut national de la Statistique et des Études économiques) stipulant qu'une PME (Petite et Moyenne Entreprise) emploie moins de 250 personnes et produit un chiffre d'affaires annuel n'excédant pas 50 millions d'euros. Les fournisseurs de la taille d'une PME sont identifiés par un prestataire mandaté par EDF pour analyser la liste de ses fournisseurs. Celui-ci vérifie également que ces PME ne sont pas contrôlées à plus de 25 % par une Grande Entreprise ou par une MMC. Seules les PME basées en France sont éligibles. Leur numéro d'identification d'entreprise français (SIREN) permet de vérifier leur implantation française.

2 – PROCESSUS DE SÉLECTION & D'ÉVALUATION DES PROJETS

- Les Projets Éligibles sont soumis à un processus d'évaluation et de sélection particulier :
- Sous la coordination de la Direction Financière du Groupe EDF, **chaque Département financier au sein d'une Division EDF concernée est chargé d'identifier les propositions de Projets Éligibles** qui répondent aux critères d'utilisation des fonds.
 - Chaque division d'EDF s'engage à **respecter les politiques et procédures du Groupe EDF**, y compris celles relatives aux achats éthiques et à la conclusion de contrats avec des PME.
 - Chaque département financier concerné **documentera le processus d'évaluation des projets** dans son périmètre.

3 – GESTION DES FONDS

- Les fonds sont gérés selon **un processus dédié qui garantit leur traçabilité jusqu'à leur affectation** aux Projets Éligibles.
- Jusqu'à leur affectation, les fonds sont investis dans des actifs financiers à court terme, certifiés par le Label ISR (Investissement Socialement Responsable) du Ministère des Finances.

5 – REVUE EXTERNE

- **Opinion externe ex-ante** : niveau d'assurance « **raisonnable** » délivré par **S&P Global Rating** sur le Social Bond Framework d'EDF
- **Attestation ex-post** : rapport annuel émis par un **auditeur externe**, sur l'allocation des fonds et la conformité des émissions Social Bonds avec le Social Bond Framework et les Social Bond Principles, et la conformité des impacts sociaux des projets financés au niveau du portefeuille

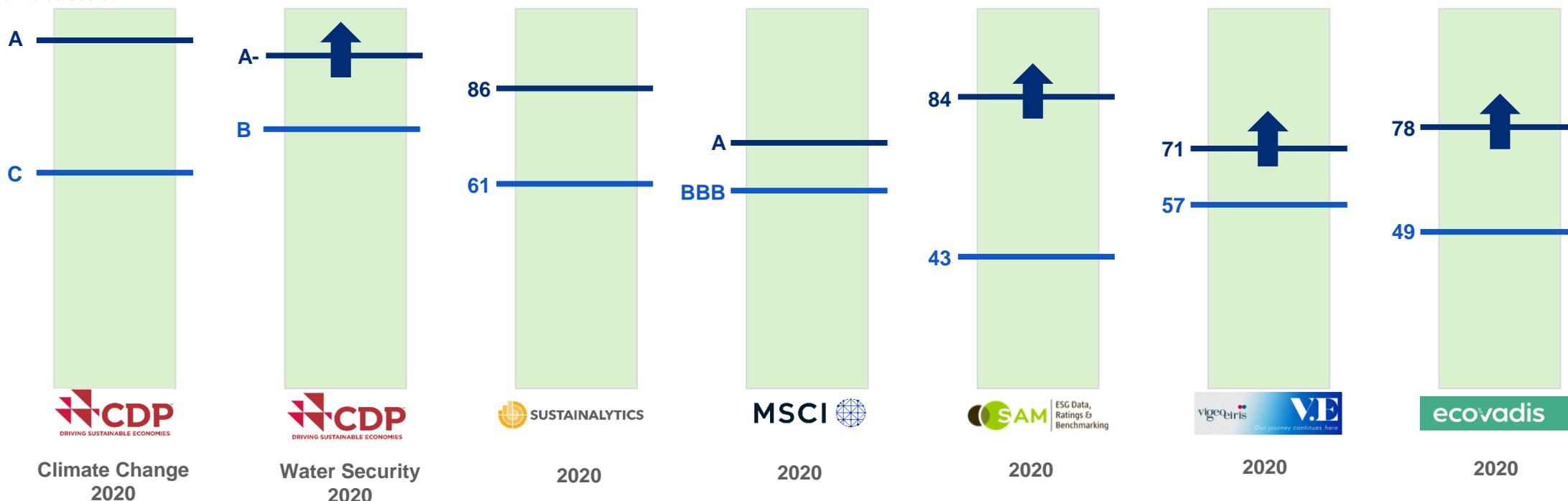
NOTATIONS EXTRA-FINANCIÈRES



Progression constante de la notation : CDP Water Security (passage du niveau Management au niveau Leadership), S&P CSA (ex SAM) (+4 points, membre des Sustainability leaders et obtention de la médaille de bronze), V.E (ex VigéoEiris) (+5 points en 2020) et 3e du secteur au lieu de 6e, Ecovadis (+5 points en 2020 et obtention de la médaille de platine)

Maintien dans les principaux indices extra-financiers (liste non exhaustive): CDP Climate Change A list, DJSI, World, STOXX ESG Leaders, FTSE4Good, MSCI: CLIMATE CHANGE, ESG, SCREENED, ESG UNIVERSAL, WORLD CLIMATE CHANGE, CLIMATE CNG EU, PARIS ALIGNED ... Euronext V.E (ex VigéoEiris): WORLD120, EUROZONE 120, EUROPE 120, FRANCE 20

- EDF en hausse par rapport à 2019
- EDF maintien de la notation par rapport à 2019
- Moyenne du secteur



Principales coalitions internationales d'EDF



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

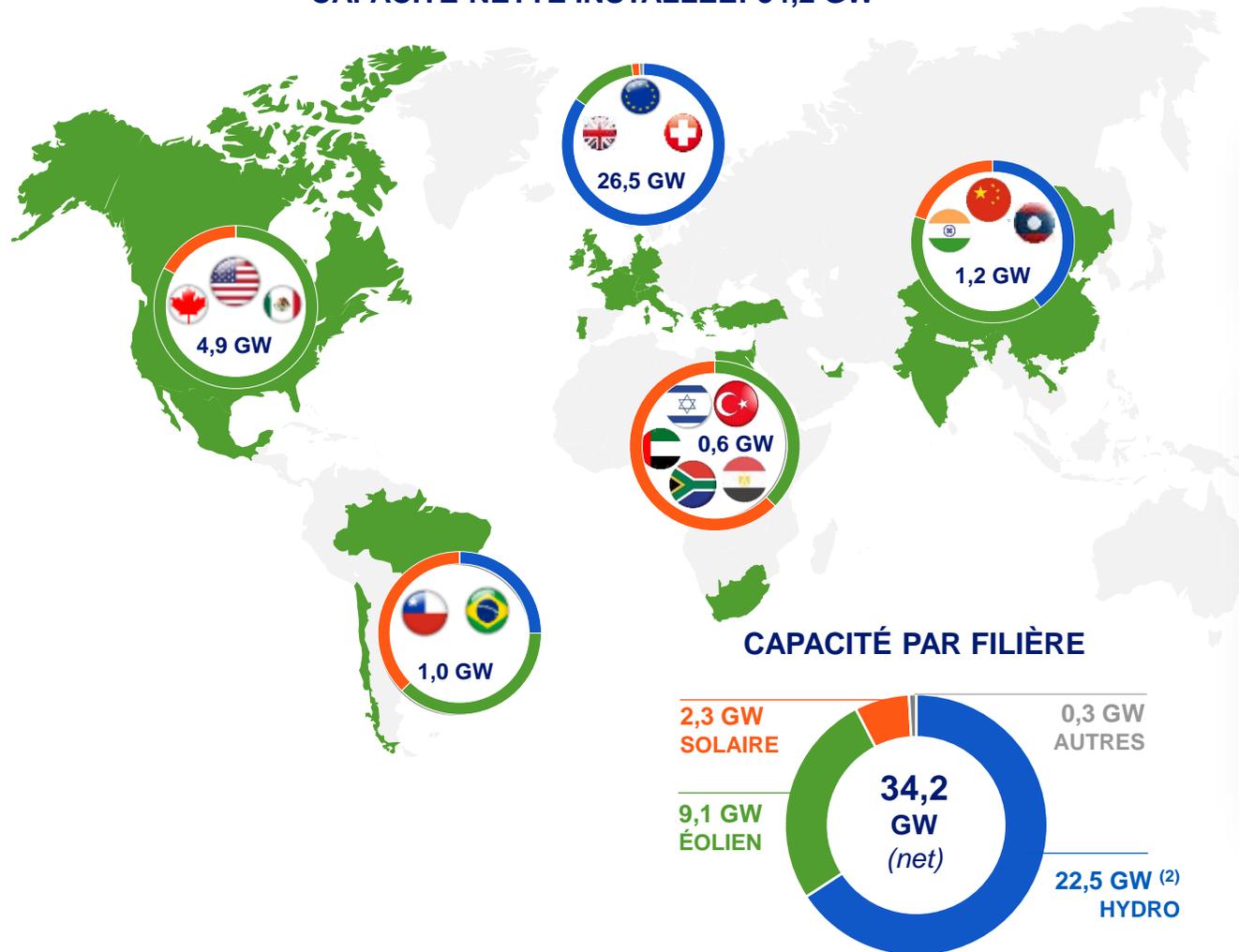


ÉNERGIES RENOUVELABLES



EDF, LEADER EUROPÉEN DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE: 34,2 GW ⁽¹⁾



UN MIX
DIVERSIFIÉ AVEC
34,2 GW EN
EXPLOITATION

- 22,5 GW d'hydraulique
- 11,4 GW d'éolien et de solaire
- 0,3 GW autres (biomasse, géothermie, ...)

HYDRAULIQUE

- 1^{er} producteur européen à partir d'énergie hydraulique
- Plus de 400 sites de production dans le monde

UN LEADER
MONDIAL EN
ÉOLIEN ET
SOLAIRE

- 1,0 GW bruts mis en service au S1 2021
- 8,6 GW bruts actuellement en construction (1,7 GW en éolien terrestre, 2,1 GW en éolien en mer, 4,8 GW en solaire)

(1) Capacité installée indiquée en net, correspondant aux données consolidées selon la participation d'EDF dans les sociétés du Groupe, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises

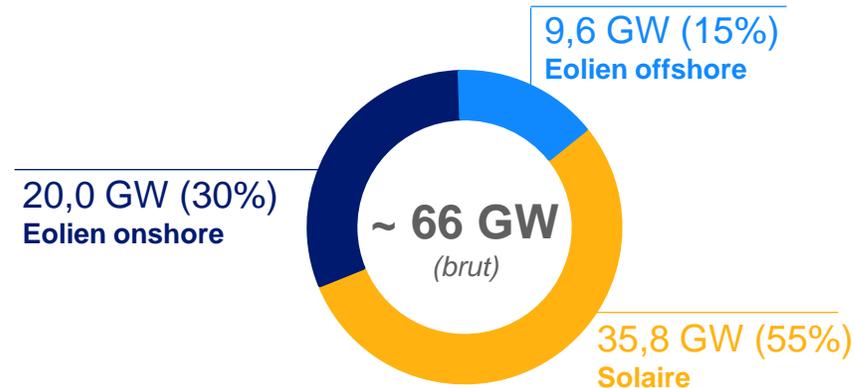
(2) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW

UN PORTEFEUILLE DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES DE PRÈS DE 66 GW ⁽¹⁾

UN PORTEFEUILLE DE PROJETS DIVERSIFIÉ GÉOGRAPHIQUEMENT ...



... ET ÉQUILIBRÉ ENTRE ÉOLIEN ET SOLAIRE

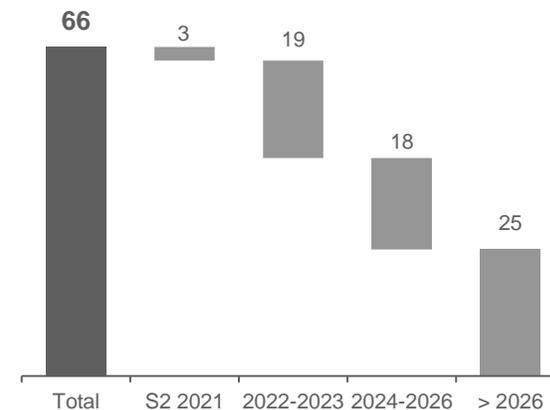


Portefeuille de projets ⁽²⁾
(en GW)



- Sécurisé ***
- En développement **
- En prospection *

Répartition du portefeuille de projets par date de mise en construction (en GW) ⁽³⁾



(1) Pipeline hors capacités en construction. Données brutes correspondant à 100% de la capacité des projets concernés

(2) À compter de 2020, l'intégralité des projets en prospection est intégrée dans le portefeuille

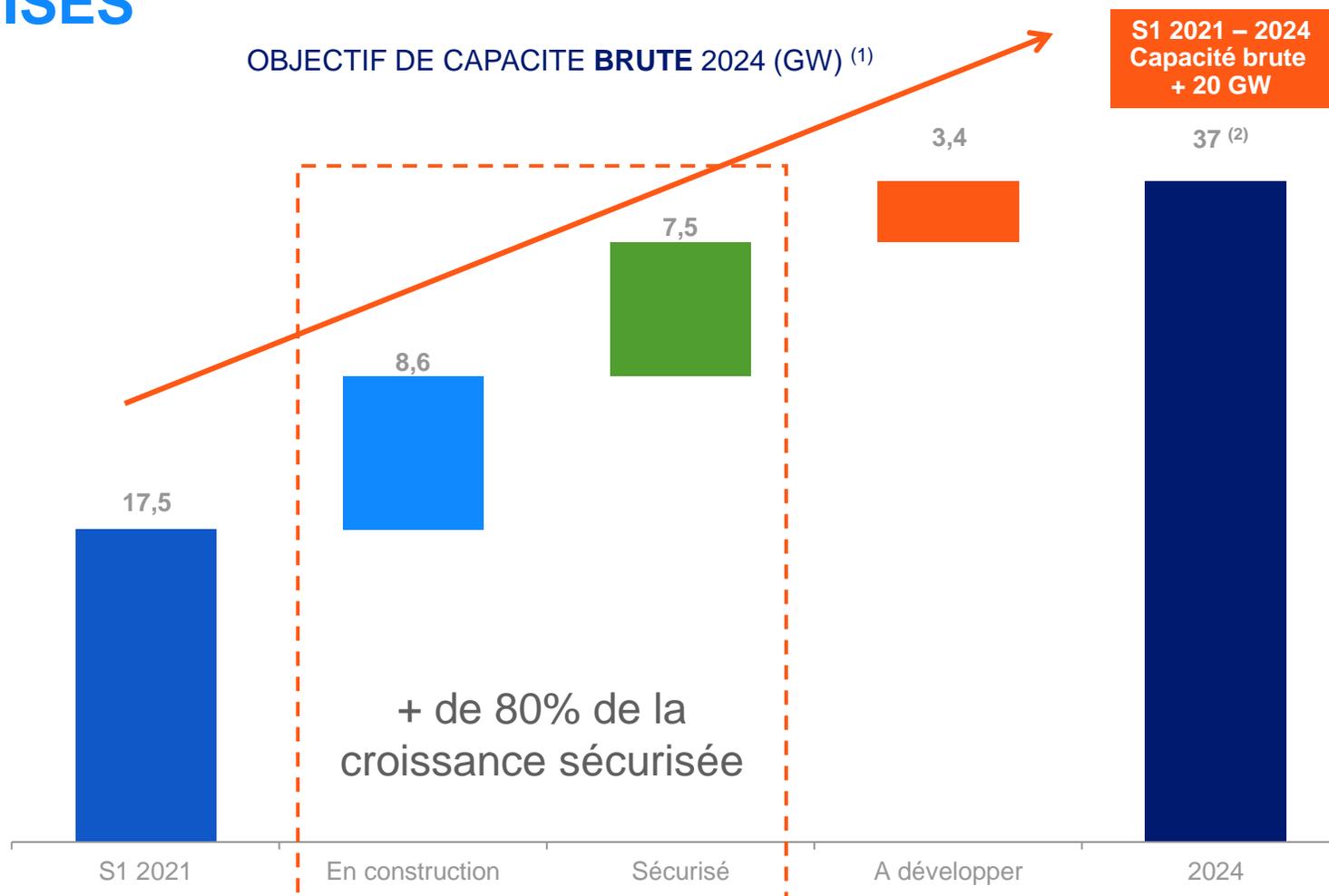
(3) Potentiel de mise en construction d'un pipeline non probabilisé

* Démarrage de l'identification des terrains et des études préliminaires

** Sécurisation foncière suffisante et début des études techniques

*** Sécurisation d'un tarif d'achat d'électricité (suite à appel d'offres, enchère, négociation de gré à gré)

UNE FORTE CROISSANCE ATTENDUE GRÂCE À PLUS DE 16 GW DE PROJETS DÉJÀ SÉCURISÉS



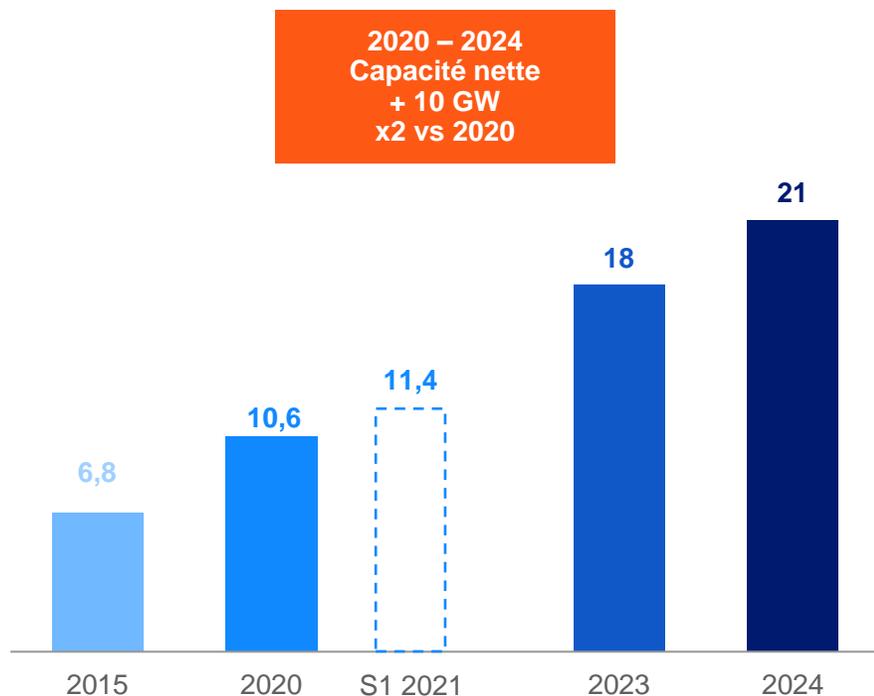
NB: La présente communication contient des données prospectives basées sur des objectifs. Bien que la direction estime que ces données sont raisonnables, les investisseurs sont alertés sur le fait que ces données sont soumises à de nombreux risques et incertitudes qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés

(1) Solaire et éolien. Données brutes correspondant à 100% de la capacité des projets concernés

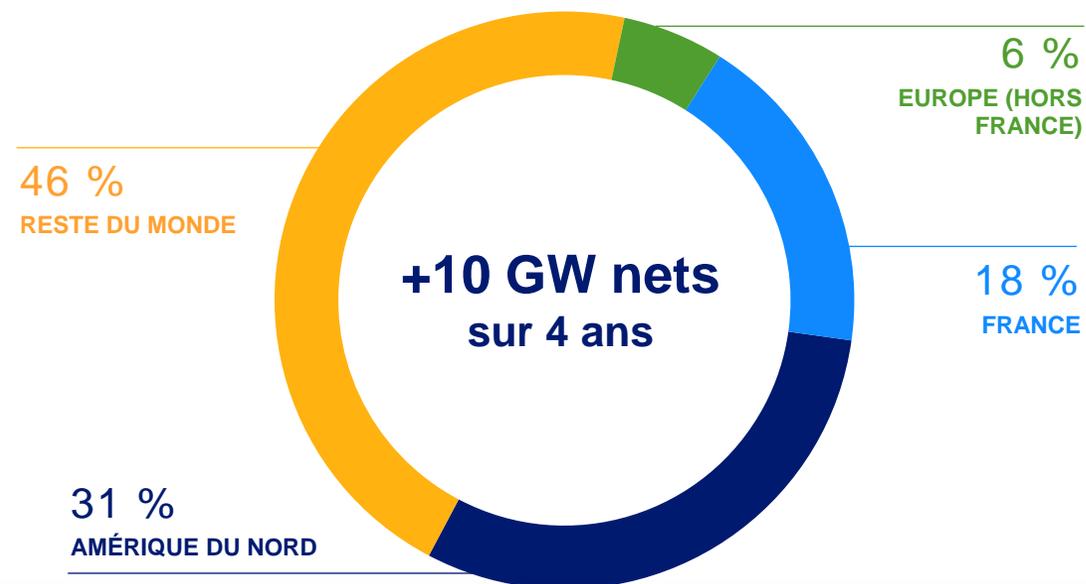
(2) Pour mémoire, l'objectif 2023 fixé en 2019 était de 32,4 GW, rehaussé en 2020 à 33,5 GW

UNE ACCÉLÉRATION ÉQUILIBRÉE ENTRE LES ZONES GÉOGRAPHIQUES ET LES TECHNOLOGIES

OBJECTIF CAPACITE INSTALLEE NETTE 2024 (GW) ⁽¹⁾



CAPACITE ADDITIONNELLE NETTE 2020-2024 PAR GEOGRAPHIE (GW) ^{(1) (2)}



CAPACITE ADDITIONNELLE NETTE 2020-2024 PAR TECHNOLOGIE ⁽²⁾



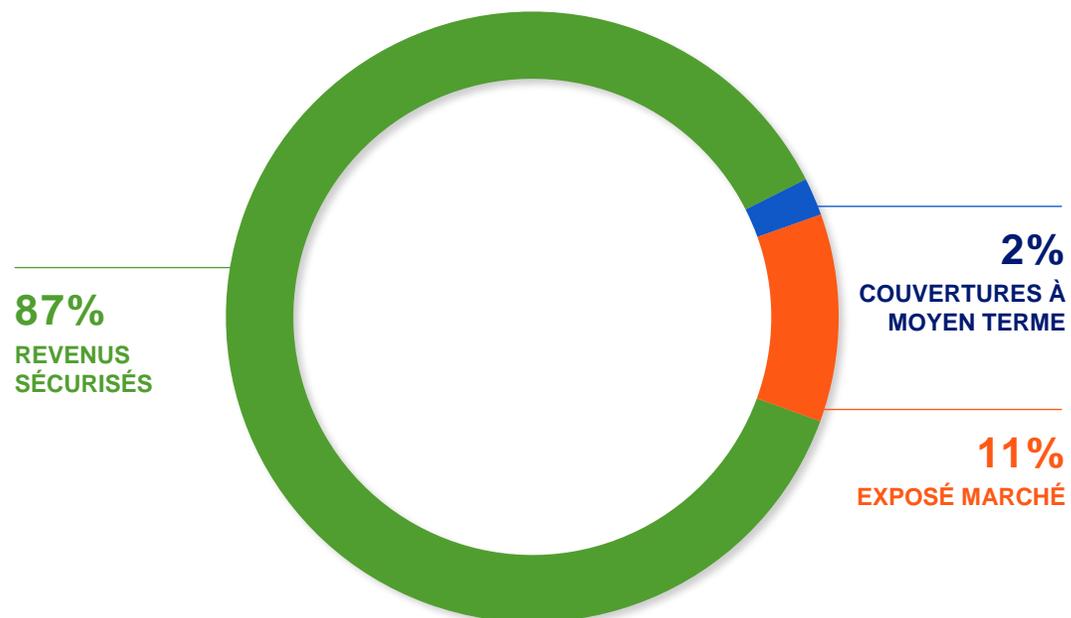
NB: La présente communication contient des données prospectives basées sur des objectifs. Bien que la direction estime que ces données sont raisonnables, les investisseurs sont alertés sur le fait que ces données sont soumises à de nombreux risques et incertitudes qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés

(1) Solaire et éolien. Capacité installée indiquée en net, correspondant aux données consolidées selon la participation d'EDF dans les sociétés du Groupe, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises

(2) Situation à fin 2020

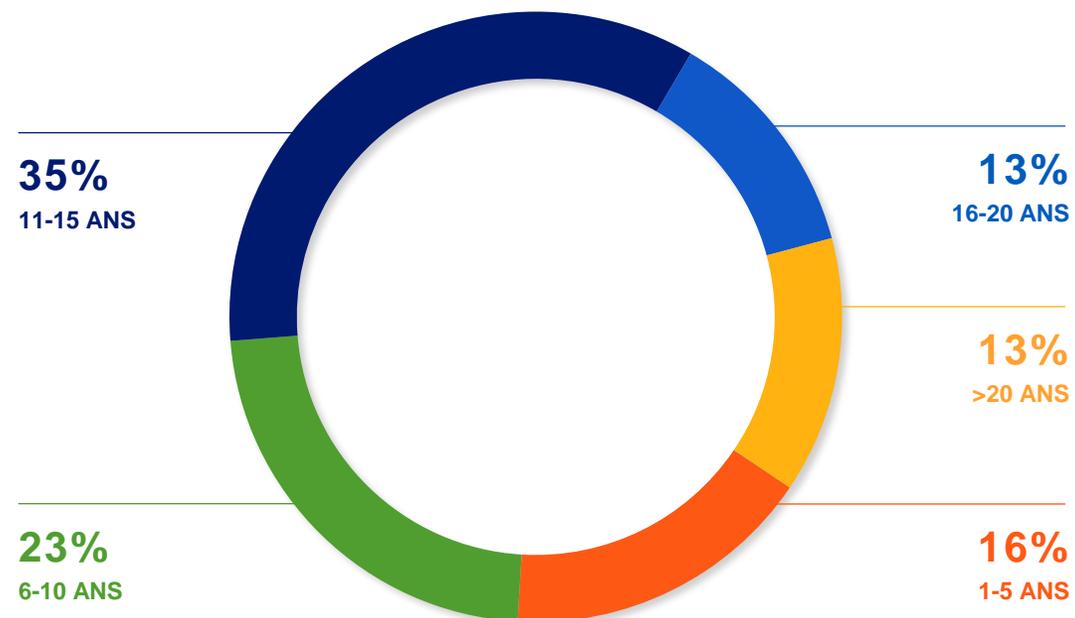
DES REVENUS SÉCURISÉS PAR DES CONTRATS LONG TERME

CONTRACTUALISATION DES REVENUS CONSOLIDÉS 2021 DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE (1)



89% DES REVENUS 2021 SONT SÉCURISÉS

DURÉE RÉSIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS LONG TERME (2)



LA DURÉE RÉSIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS EST DE ~13 ANS

NB: données à fin 2020

(1) Basé sur l'estimation des revenus 2021 des actifs consolidés en intégration globale

(2) Pondération selon l'estimation des revenus 2021 des actifs consolidés en intégration globale

DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN MER EN FRANCE : 5 PROJETS POUR UNE CAPACITÉ TOTALE DE + DE 2 GW, DONT PRÈS DE 1,5 GW EN CONSTRUCTION

Construction en cours du **parc éolien en mer de Saint Nazaire** (débutée en 2019, mise en service prévue en 2022, investissements totaux de ~ 2 Mds€, partenariat avec Enbridge)

DES AVANCÉES MAJEURES EN 2020 et 2021

- **Parc éolien en mer de Fécamp**
 - Lancement de la construction en juin 2020
 - Mise en service prévue en 2023
 - Investissements totaux de ~2 Mds€, partenariat avec Enbridge et wpd
- **Parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer)**
 - Lancement de la construction en février 2021
 - Mise en service prévue en 2024
 - Investissements totaux de ~ 2 Mds€, partenariat avec Enbridge et WPD

Poursuite des développements

- Développement en cours du **parc éolien en mer de Dunkerque** (investissement totaux de ~1 Md€, partenariat avec Enbridge et Innogy)

Développement en cours de **Provence Grand Large, un projet pilote d'éolien flottant** : contrat attribué à EDF Renouvelables pour l'installation de trois turbines de 8 MW sur des fondations flottantes au large de Fos-sur-Mer



DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN MER HORS FRANCE: PRÈS DE 4 GW EN DÉVELOPPEMENT, 450 MW EN CONSTRUCTION EN ÉCOSSE



Projet Codling en Irlande

- **Prise de participation à 50%**
- Projet en développement au sud de Dublin, situé sur 2 sites
- Enchères d'Irish CfD ("RESS") prévues pour 2022
- **Capacité totale: ~1 GW**



Projet Neart na Gaoithe en Ecosse

- **Lancement de la construction en 2019**
- **Capacité totale : 450 MW** (54 turbines)
- Mise en service prévue en 2023
- Partenariat avec l'utility irlandais **ESB à 50%**
- Investissement total : **~2 Mds£**
- Contract for Difference (CfD) sur 15 ans (£114,39/MWh en £₂₀₁₂)



Projet Atlantic Shores aux États Unis

- Développement en cours au large de la côte du New Jersey
- Co-entreprise à 50/50 avec Shell
- Sécurisation d'une zone de 742 km² à 12-16 km du rivage en eau peu profonde (~20m)
- **Contrat de 1 510 MW attribué le 30 juin 2021 par le New Jersey Board of Public Utilities**



Projets Dongtai IV et V en Chine

- **Joint-venture avec China Energy Renewables (ex Shenhua Renewables)**, filiale du groupe China Energy Investment Corporation
- Capacité totale : **502 MW** (Dongtai IV: 302 MW, Dongtai V : 200 MW)
- **Mise en service de Dongtai IV en décembre 2019**, Dongtai V en construction (mise en service prévue d'ici fin 2021)

UN MODÈLE D'AFFAIRES DURABLE, S'APPUYANT SUR DES AVANTAGES COMPÉTITIFS CLÉS

DÉVELOPPEMENT

~1 300
employés
(1)

- **Des avantages compétitifs clés pour le développement d'un solide portefeuille de projet**
 - Une présence internationale large et diversifiée avec des équipes de développement expérimentées en Europe et en Amérique du Nord, et des hubs de développement dédiés en Asie du Pacifique, Amérique Latine, Moyen Orient et Afrique du Nord
 - Une expertise de sécurisation de sites, d'ingénierie des projets, de montage de financements structurés et de réponse à des appels d'offre
 - Des partenariats locaux clés pour partager les investissements, le risque pays et maximiser les avantages compétitifs
 - Un portefeuille de projets important, en renouvellement et présentant un bon taux de transformation (taux actuel d'entrée en construction d'environ 20%)
- Des **synergies** au sein du Groupe EDF pour des **solutions sur mesure pour les clients** (PPA pour les clients commerciaux et industriels, offres *off-grid* ou décentralisées)

INGÉNIERIE & CONSTRUCTION

- **Expertise forte en ingénierie**
- **Importante expertise en construction de projets à taille industrielle et excellence opérationnelle en respectant les budgets et les délais**
- **Innovation technique** continue pour saisir des opportunités sur de nouveaux marchés (PV flottant, éolien en mer flottant ...)

O&M ET GESTION D'ACTIFS

- **Des compétences intégrées en O&M** permettant **l'excellence opérationnelle, une production optimisée, une expertise technologique**

FINANCE

- Création de valeur maximisée via **une approche d'acquisition et de rotation d'actifs sélective**

CRÉATION DE
VALEUR:

+150-200 Bps

D'ÉCART (2) ENTRE LE
TRI ET LE CMPC

NB: Situation à fin 2020

(1) Équipes internes du Développement, Ingénierie et Construction d'EDF Renouvelables. Hors contractuels et partenaires

(2) Performance moyenne historique estimée dans le cadre d'une analyse de rentabilité des projets d'EDF Renouvelables (scope: 81% des capacités installées, 6,6 GW nets, 118 projets, 14 pays). Le calcul du TRI intègre différentes hypothèses, notamment sur l'évolution des prix de marché, hors volumes et périodes couvertes par les PPA

INNOVATION TECHNOLOGIQUE: UN AVANTAGE COMPÉTITIF CLÉ

SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

- **Augmenter la puissance des installations grâce à des modules photovoltaïques bi-face** (technologie sélectionnée pour le projet Al Dhafra de 2GW)
- **Débloquer de nouveaux potentiels en solaire PV dans des zones contraintes grâce à du solaire photovoltaïque flottant...**
 - ✓ Mise en construction de la première centrale photovoltaïque flottante de 20 MW en France (Lazer, Hautes-Alpes)
 - ✓ Appel d'offres remporté en Israël (50 MW)
 - ✓ Signature d'un accord de développement pour un **projet solaire flottant hybride** de 240 MW sur le réservoir de Nam Theun 2 au Laos
- **... et de l'Agri-PV**
 - ✓ 1^{er} projet pilote co-développé avec EDF R&D et l'INRA, en opération sur le centre R&D d'EDF « les Renardières »
 - ✓ Signature d'une charte avec la FNSEA pour développer et mieux encadrer les projets photovoltaïques au sol sur terres agricoles en France

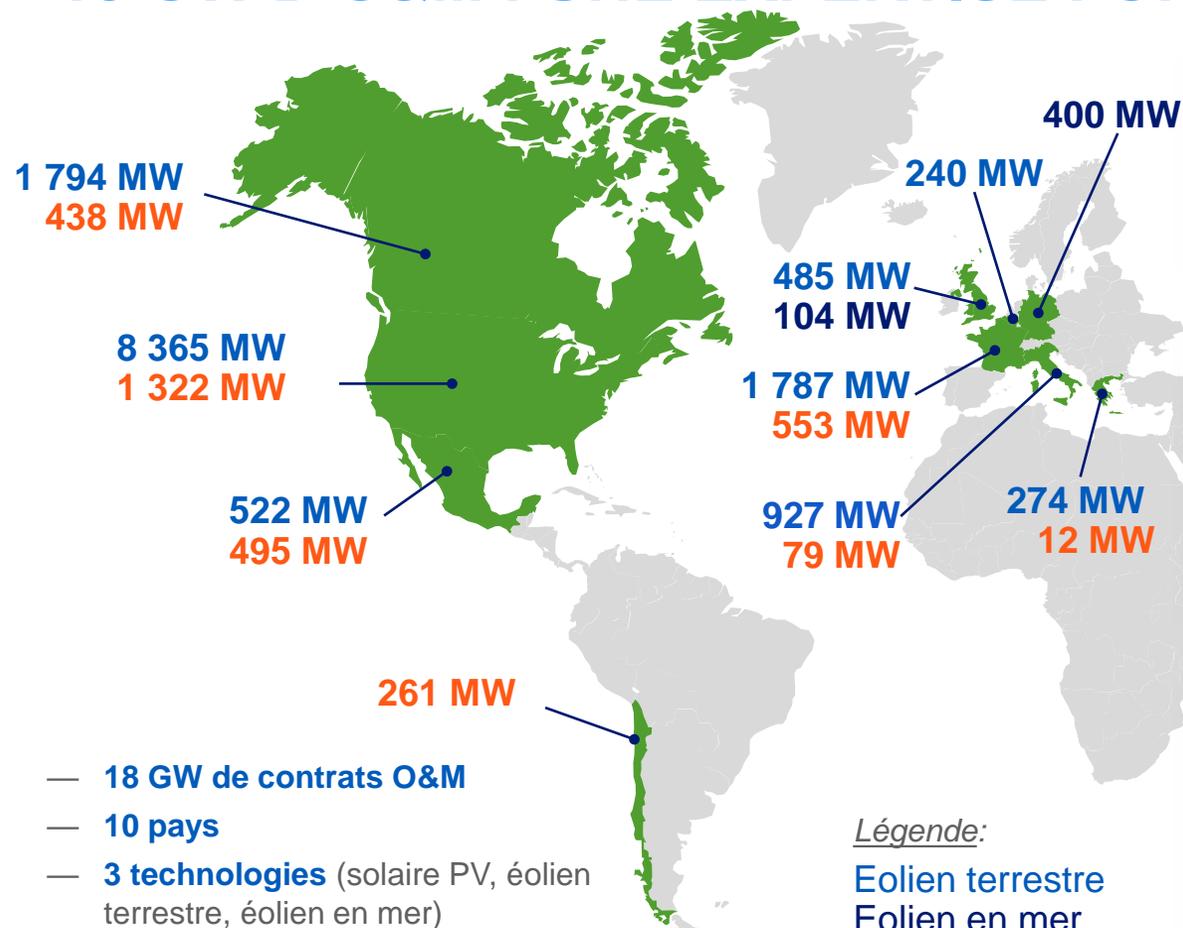
ÉOLIEN EN MER

- **Exploiter de nouveaux potentiels en éolien en mer avec l'éolien flottant:** Provence Grand Large (France, un projet flottant de 3 x 8,4 MW situé au large de Fos-Sur-Mer)

STOCKAGE

- **Développement de la flexibilité sur le réseau grâce à des batteries Li-ion couplées à des actifs de production :** Toucan 2 en Guyane française (solaire photovoltaïque), et Chuckwalla aux Etats-Unis (solaire photovoltaïque)
- **Développement de projets de stockage** (acquisition de Pivot Power au UK en 2019, avec la mise en service de 2 projets au T1 2021) **et des systèmes de charge pour les véhicules électriques** (acquisition de PowerFlex aux Etats-Unis en 2019, installation de 2 500 stations de chargement de véhicules électrique en 2020)

~18 GW D'O&M : UNE EXPERTISE FORTE, FACTEUR DE DIFFÉRENCIATION



- 18 GW de contrats O&M
- 10 pays
- 3 technologies (solaire PV, éolien terrestre, éolien en mer)
- Pilotage à distance et optimisation en temps réel via un centre de contrôle des opérations de technologie de pointe et des équipes techniques sur le terrain

Légende:
Eolien terrestre
Eolien en mer
Solaire

PERFORMANCE DES ACTIFS OPTIMISÉE

- Digitalisation et supervision en temps réel, innovation continue et maintenance prédictive
- Création en cours d'une base de données pour optimiser la performance des actifs

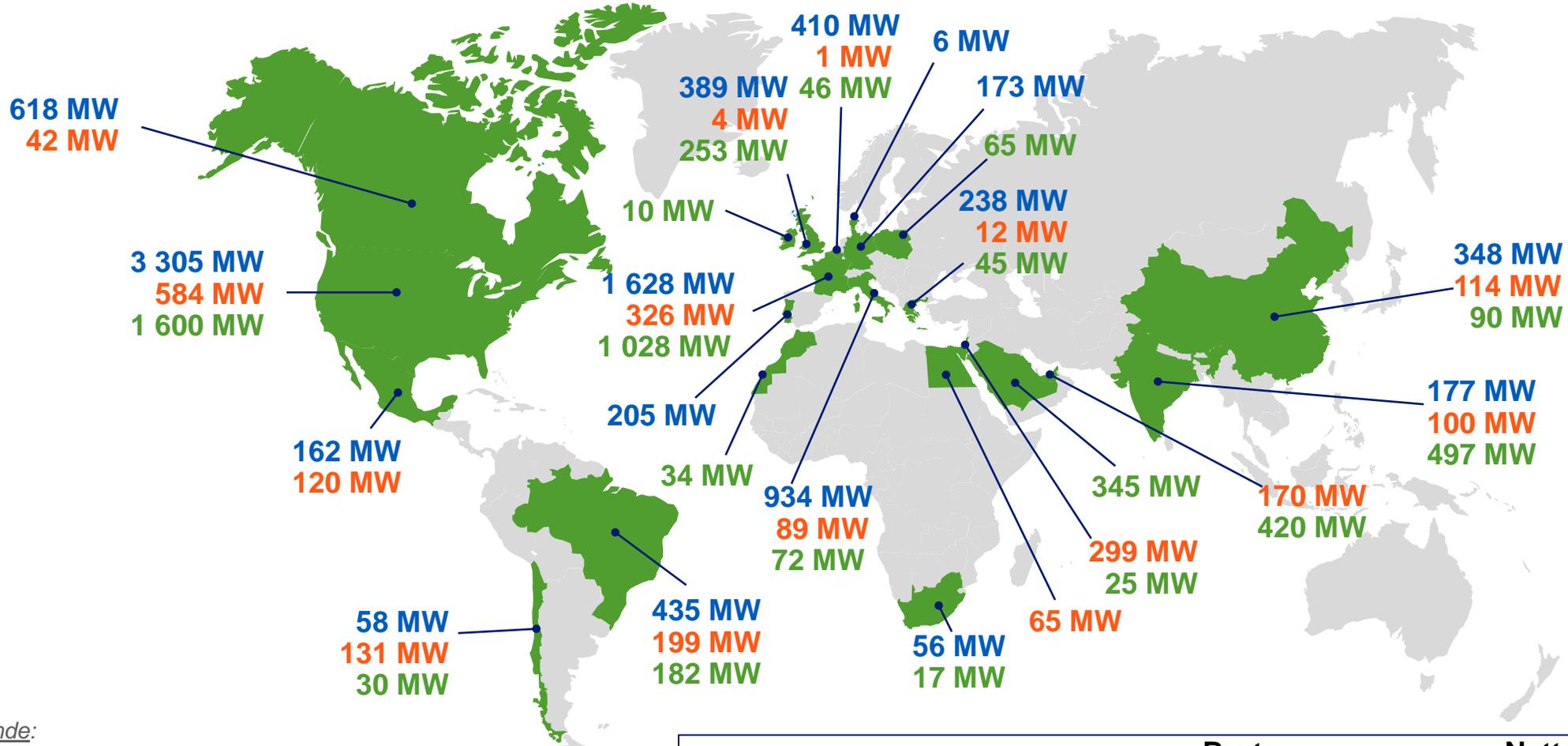
EXPERTISE TECHNIQUE RENFORCÉE

- Un retour continu sur les enjeux techniques via le suivi O&M **renforçant la connaissance et la compréhension des technologies industrielles**
- Une **crédibilité forte** vis-à-vis des fabricants de turbines et les investisseurs tiers

UNE COMPÉTITIVITÉ RENFORCÉE PENDANT LES PHASES DE DÉVELOPPEMENT

- Un meilleur positionnement prix pour les réponses aux appels d'offres
- Une **optimisation des contrats** grâce à la mise en compétition des fournisseurs de turbines pour les contrats d'O&M initiaux ou de renouvellement
- Une **optimisation du projet dès les phases initiales** (développement, construction...)

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE ET EN CONSTRUCTION AU 30 JUIN 2021



Légende:

Eolien installé (MW)

Solaire installé (MW)

Eolien et solaire en construction (MW)

	Brute	Nette
Capacité installée	17 509 MW	11 399 MW
Capacité en construction	8 601 MW	4 759 MW
Total	26 110 MW	16 158 MW

CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, ÉOLIEN ET SOLAIRE AU 30 JUIN 2021

(en MW)	Brute ⁽¹⁾		Nette ⁽²⁾	
	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021
Éolien	12 889	13 171	8 379	9 144
Solaire	4 254	4 338	2 199	2 255
Capacité installée totale	17 142	17 509	10 578	11 399
Éolien en construction	4 126	3 814	2 814	2 289
Solaire en construction	3 865	4 786	1 928	2 470
Capacité totale en construction	7 990	8 601	4 743	4 759

NB : Les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF est actionnaire

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF

RÉGULÉ

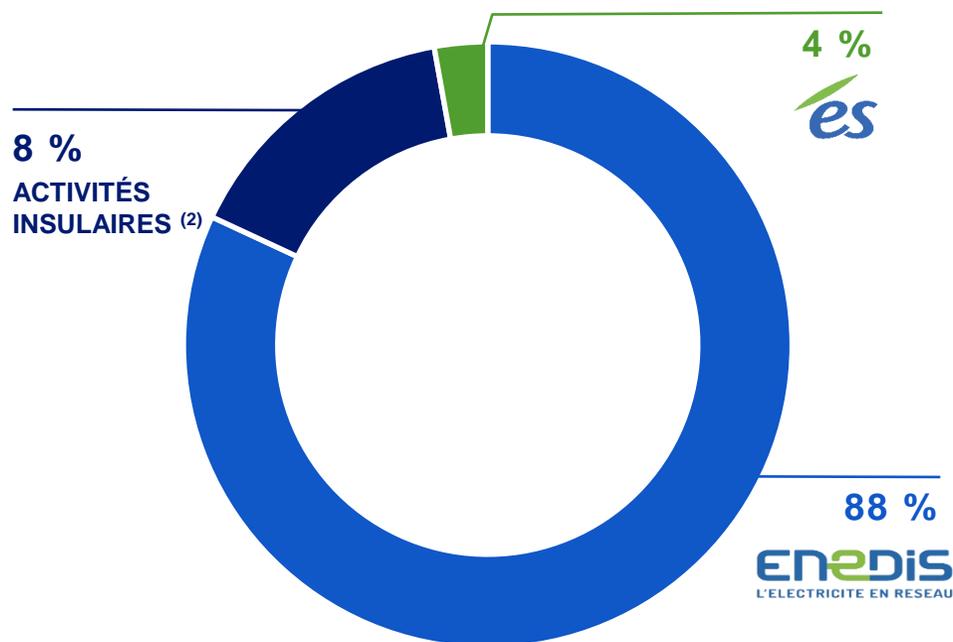


UN BUSINESS MODEL RÉGULÉ DANS UN MODÈLE DE CONCESSIONNAIRE OBLIGÉ

Les activités régulées représentent plus de 5 Mds€ d'EBITDA annuel

Des actifs clés en France

Répartition de l'EBITDA des activités régulées d'EDF (1)



(1) Répartition à fin juin 2021

(2) Les activités insulaires incluent la Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane, La Réunion, Saint Pierre et Miquelon, Saint Barthélémy, Saint Martin et les îles du Ponant

ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU

Activités
insulaires (2)

es

- **Le plus grand réseau de distribution en Europe.**
- Le principal réseau de distribution en France : **dessert 95% de la population métropolitaine continentale** (les 5% restants étant couverts par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) au nombre de ~170).
- Un **modèle d'affaires régulé** : ENEDIS a le monopole national de 421 contrats de concessions. Une grande majorité des contrats a déjà été renouvelée pour une période de 25 à 30 ans.
- Représente environ **un quart de l'EBITDA, des investissements et des salariés** du Groupe EDF

- **Modèle d'affaires intégré** incluant production, achat d'électricité, distribution (via des concessions) et fourniture au tarif réglementé de vente.
- Activités de réseau : **rémunération similaire à celle d'Enedis.**
- Activités de production : pour les actifs mis en service avant le 06/04/2020, rémunération de 11%. Pour les actifs mis en service après le 06/04/2020, entre 7 et 12%.

- **Réseau d'environ 15 000 km** (région de Strasbourg).
- **560 000 points de livraison**
- Environ 70% de l'EBITDA provient des activités régulées de distribution.

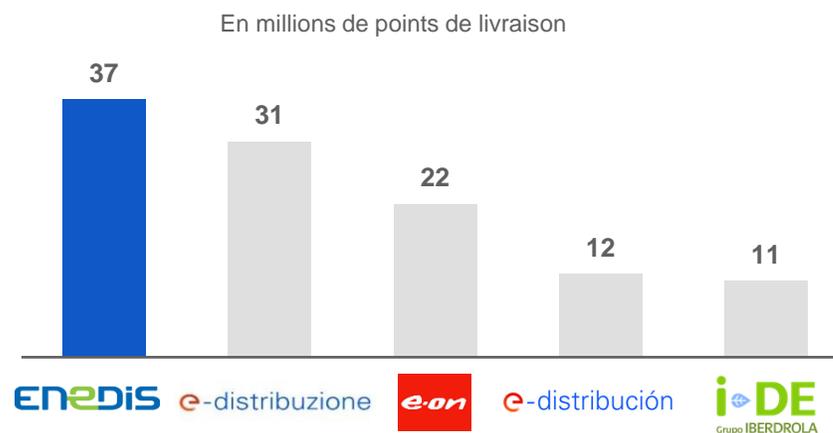
ENEDIS ⁽¹⁾ : LE LEADER EN EUROPE DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

ACTEUR MAJEUR
DES RÉSEAUX DE
DISTRIBUTION EN
EUROPE

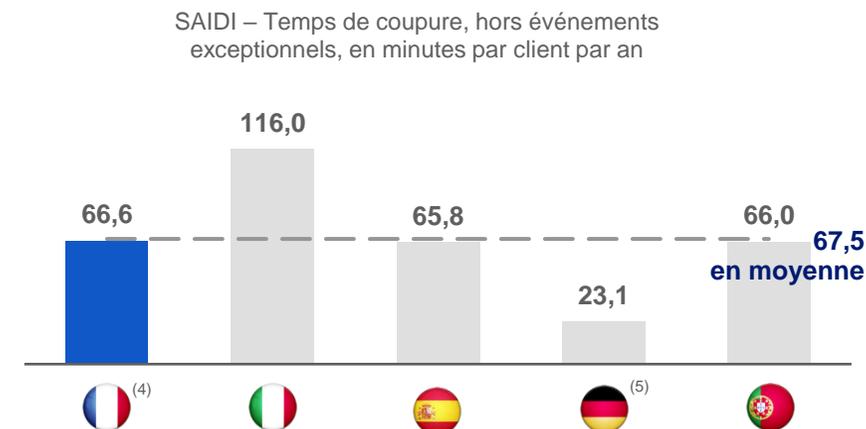


BIEN POSITIONNÉ
VS PAIRS...

... en termes de nombre de clients ⁽³⁾...



... comme de qualité de fourniture ⁽³⁾



⁽¹⁾ Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie en France

⁽²⁾ Correspond au nombre de points de livraison

⁽³⁾ Situation à fin 2020

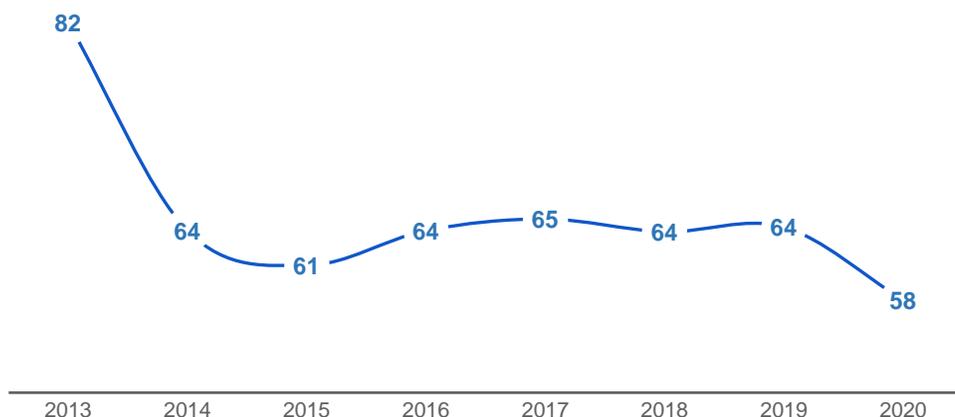
⁽⁴⁾ Indicateur y compris transport, hors entreprises locales de distribution. Le temps de coupure au périmètre ENEDIS était de 64 minutes.

⁽⁵⁾ Spécificité pour l'Allemagne, dont le réseau est beaucoup plus dense que dans les autres pays

ENEDIS ⁽¹⁾ : UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DE PREMIER PLAN

Performance opérationnelle de premier plan...

Temps de coupure ⁽²⁾



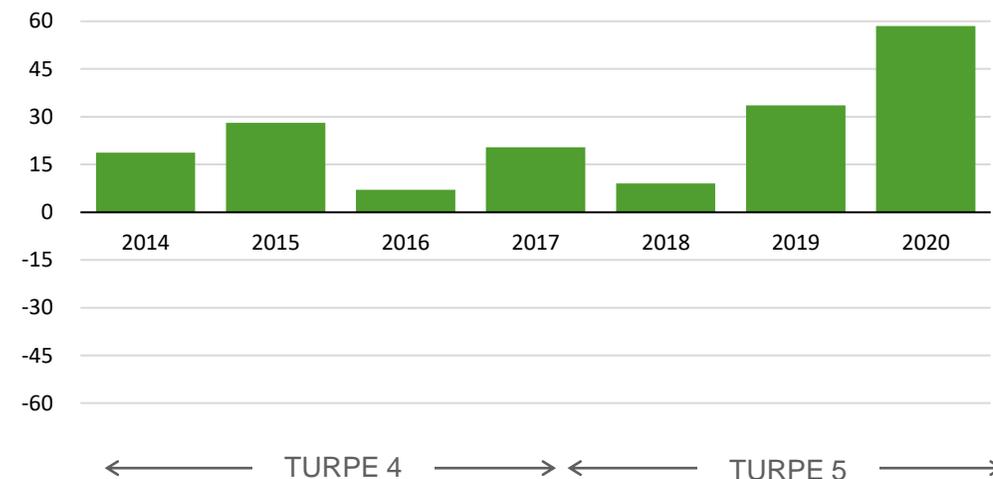
Stabilité du temps de coupure depuis
2014 aux alentours de 64 minutes

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie en France

(2) Hors événements exceptionnels et incidents sur le réseau de transport

... qui permet d'obtenir régulièrement le bonus de la régulation incitative

Le bonus de la Régulation Incitative a systématiquement été obtenu depuis 2014 (en M€)



Augmentation des MIN/MAX à partir de TURPE 5, qui passe de 80 M€ pour le TURPE 4 à 194 M€ pour le TURPE 5 : cela permet d'augmenter le potentiel de rémunération en cas de bonne performance opérationnelle.

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE AU SERVICE DES TERRITOIRES

UN PROJET INDUSTRIEL ET HUMAIN 2020-2025 QUI S'APPUIE SUR 8 ENGAGEMENTS ALIGNÉS SUR LES OBJECTIFS DE L'ONU



- Atteindre 70% d'indice d'engagement des salariés en 2024 (vs. 58% en 2019)

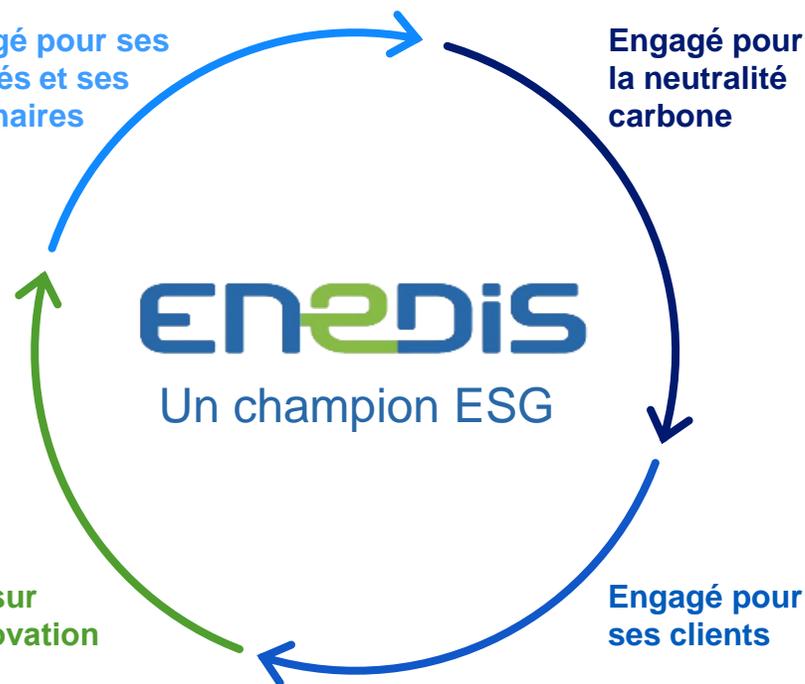


- Viser zéro accident grave ou mortel pour les équipes et les prestataires



- Créer 20 activités nouvelles (communautés énergétiques, solutions de mobilité électrique, services de données, ...) dans le cadre de projets et/ou de partenariats

Engagé pour ses
salariés et ses
partenaires



Engagé pour
la neutralité
carbone

- Permettre à 100% des clients de suivre leur consommation pour mieux la maîtriser grâce au compteur communicant et de bénéficier d'une offre innovante de leur fournisseur

- Réduire l'empreinte carbone d'Enedis de 20% en 2025 et atteindre la neutralité carbone en 2050

- Avoir l'un des meilleurs rapports qualité / prix en Europe

- Diviser par deux le délai de raccordement des clients d'ici à 2022 par rapport à 2020

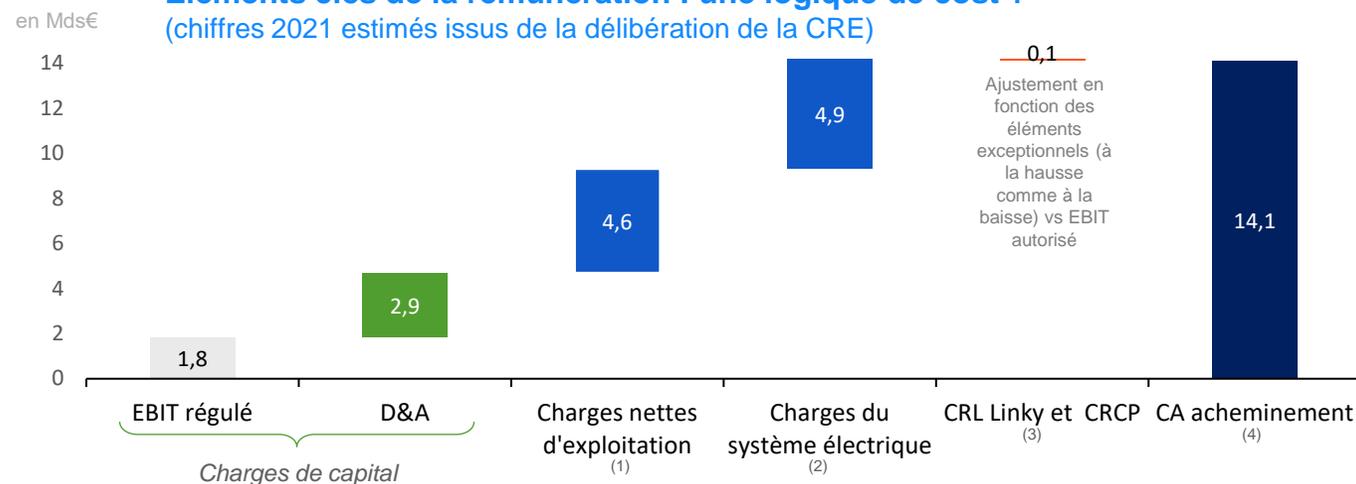
- Rétablir 90% des clients en 2 jours en cas d'incident climatique majeur sur le réseau



ENEDIS : TURPE 6, UN CADRE RÉGULATOIRE MATURE



Éléments clés de la rémunération : une logique de cost + (chiffres 2021 estimés issus de la délibération de la CRE)



Pas d'exposition aux variations de volumes distribués (nb de clients, TWh distribués dont effet climat) vs trajectoire définie par le régulateur

Régulation incitative : gains de productivité, qualité de service et continuité d'alimentation, R&D et réseaux intelligents

Principe d'indexation du tarif (TURPE 6)

Evolution de l'indice des prix à la consommation (critère: inflation)

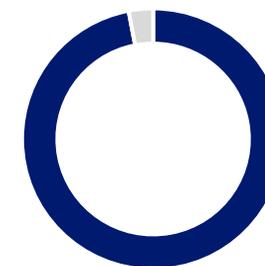
Pourcentage d'inflation pour l'année + 0,31%

Solde du CRCP (3) : différence pour les dépenses non contrôlables entre le prévisionnel et le réalisé + régulation incitative

Détermination du facteur k (5) capé à +/-2%

- (1) Net du chiffre d'affaires hors acheminement
 (2) Charges du système électrique = achat transport à RTE + achat des pertes réseau
 (3) CRCP = Compte de Régularisation des Charges et des Produits ; CRL Linky = Compte Régulé de Lissage Linky

Des revenus et des charges(6) largement sécurisés par le mécanisme du Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP):



% de revenus couverts par le CRCP

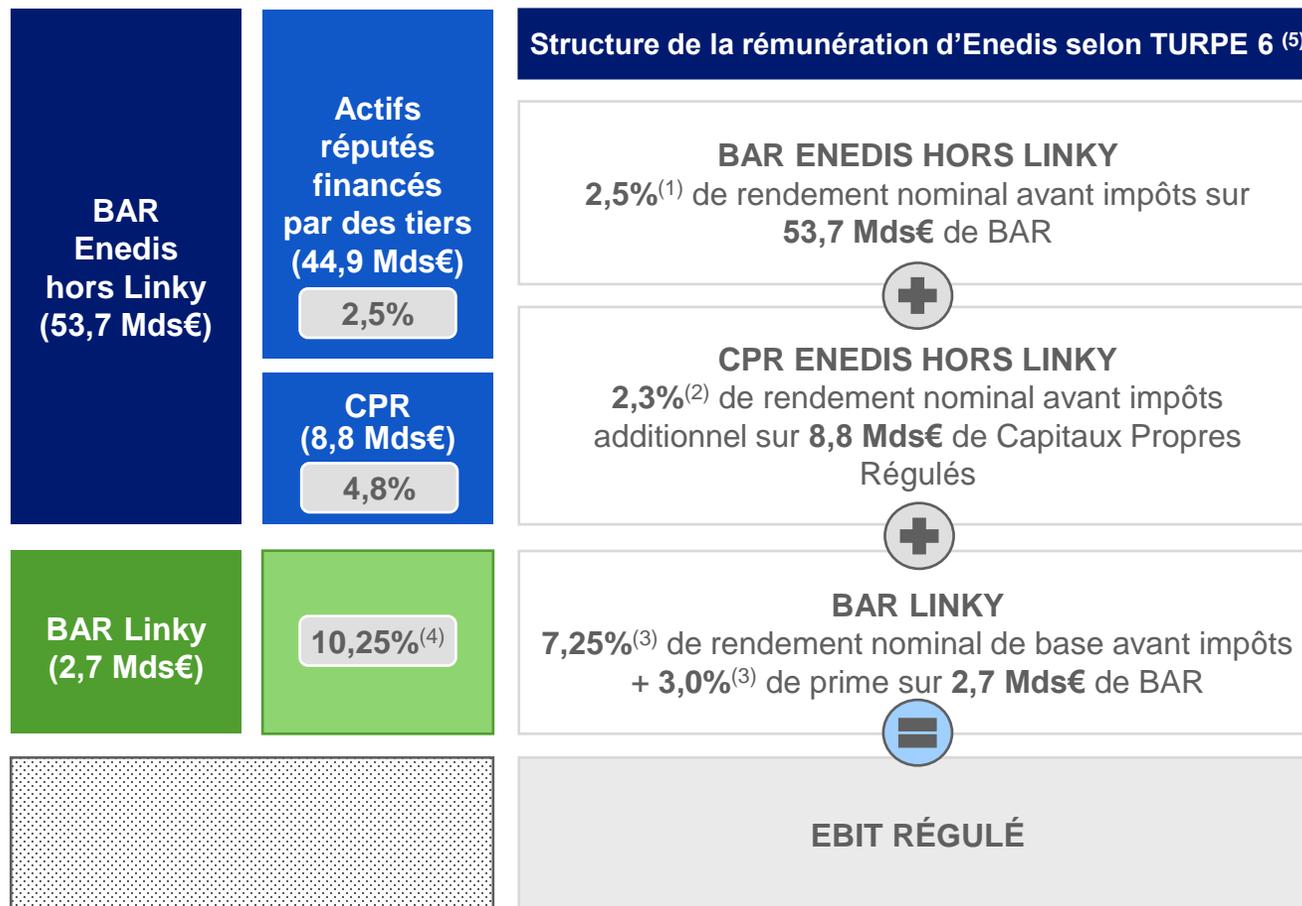


% de charges couvertes par le CRCP

- (4) Données en normes françaises. L'écart avec les normes IFRS correspond principalement à la contribution d'Enedis au Fonds de Péréquation de l'Electricité
 (5) Facteur k = évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP
 (6) Charges de capital + charges d'exploitation + charges du système électrique

STRUCTURE DE RÉMUNÉRATION TURPE 6 : UN PROFIL DE RISQUE FAVORABLE

Un mécanisme de rémunération fondé sur un rendement garanti



Chiffres au 01/01/2021

(1) Marge sur actif = Bêta de l'actif x Prime de risque de marché / (1 - Taux d'IS) = 0,36 x 5% / (1 - 26,47%) = 2,5%

(2) Taux de rémunération additionnel appliqué aux CPR = Taux sans risque / (1 - Taux d'IS) = 1,7% / (1 - 26,47%) = 2,3%

(3) Taux de rémunération des actifs Linky = Taux de base + prime de rémunération attendue = 7,25% + 3% = 10,25%

(4) En supposant la réalisation effective de la prime de rémunération attendue

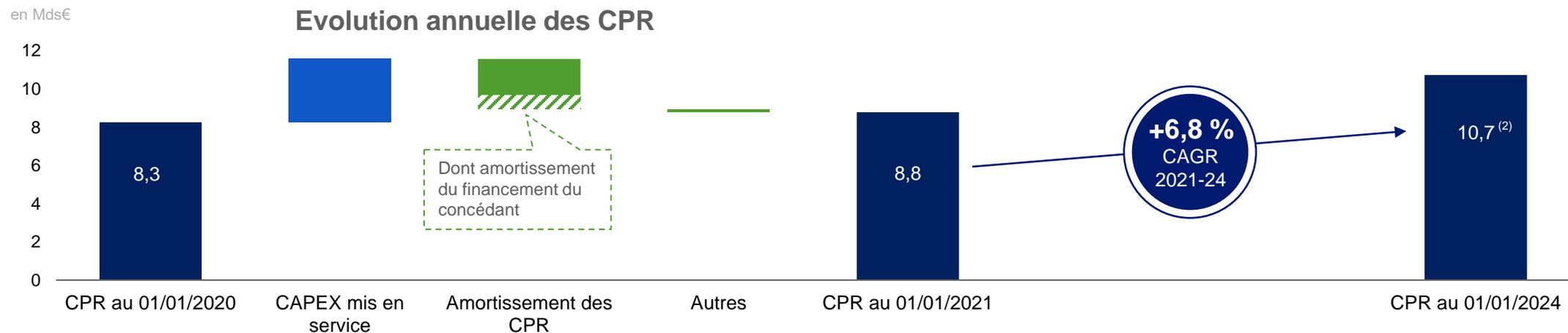
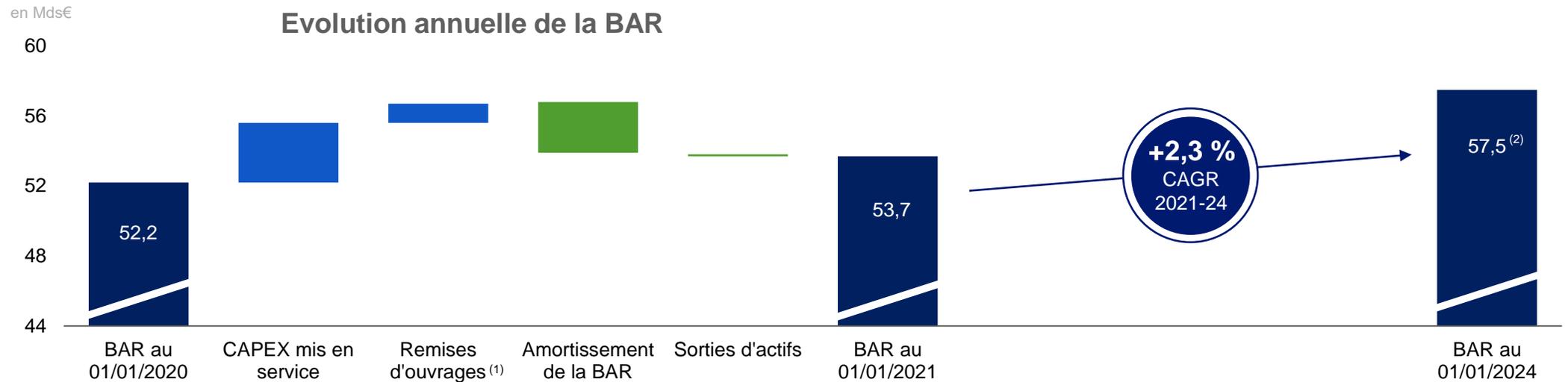
(5) Applicable à partir du 1^{er} août 2021

(6) Délibération de la CRE

Le TURPE 6 s'inscrit dans la continuité des TURPE précédents

- Rémunération des actifs opérés peu dépendante de l'évolution des taux : stabilité à 2,5% depuis TURPE 4
- Rémunération des capitaux propres régulés : baisse de 4 à 2,3% afin de tenir compte de la baisse des taux sans risque et du taux de l'impôt sur les sociétés (IS) en France.
- CRCP : un mécanisme globalement confirmé. Le CRCP d'entrée représente un montant de créances de 588 M€⁽⁶⁾ à étaler sur les 4 années du TURPE 6.
- Régulation Incitative : objectifs renforcés, en particulier sur la qualité de service.
- Principale nouveauté: indexation tarifaire annuelle intégrant 0,31% de rémunération en complément de l'inflation.

UNE CROISSANCE RÉGULIÈRE DE LA BAR ET DES CAPITAUX PROPRES RÉGULÉS



(1) Travaux réalisés par les concédants et remis à Enedis + environ 0,4Md€ pour l'intégration des colonnes montantes hors concession en 2020 (loi ELAN)

(2) Chiffres issus de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021

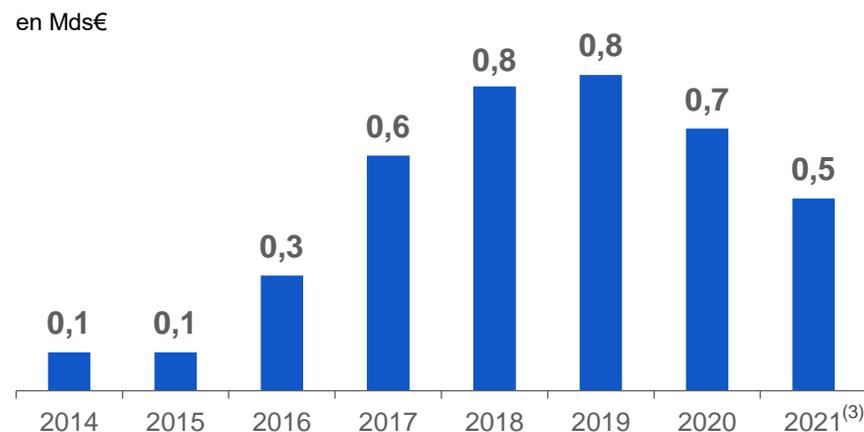
LINKY (1) : UN CADRE TARIFAIRE INCITATIF

LINKY: LE PROGRAMME DE DEPLOIEMENT DE COMPTEURS INTELLIGENTS

UNE REMUNERATION ATTRACTIVE DIFFEREE DANS LE TEMPS



Chronique d'investissements sur 2014 - 2021



Linky – Rémunération

7,25 %
Taux de rémunération nominal
des actifs avant impôts

+
3 %
Prime additionnelle (4) → quasi sécurisée

(1) Linky est un projet mené par Enedis, filiale indépendante d'EDF en vertu des dispositions du Code de l'énergie en France

(2) Les coûts à terminaison du programme ont été revus à la baisse après prise en compte des prix des derniers marchés de matériels (compteurs concentrateurs) et de prestation de pose signés

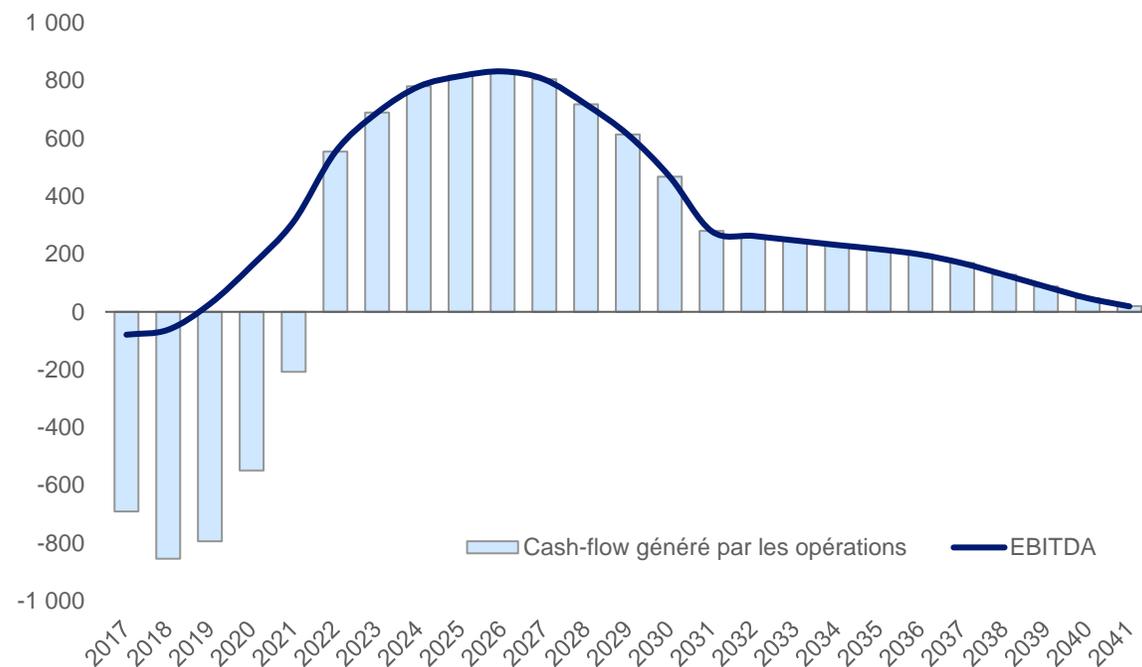
(3) Chiffres estimés

(4) Prime additionnelle de 3 % / Pénalités de - 2 %, conditionnée au respect des coûts, des délais et la performance du système durant la phase de déploiement

LINKY: UNE CONTRIBUTION SIGNIFICATIVE AU CASH-FLOW À PARTIR DE 2022

Une contribution significative au Cash-Flow à partir de 2022...

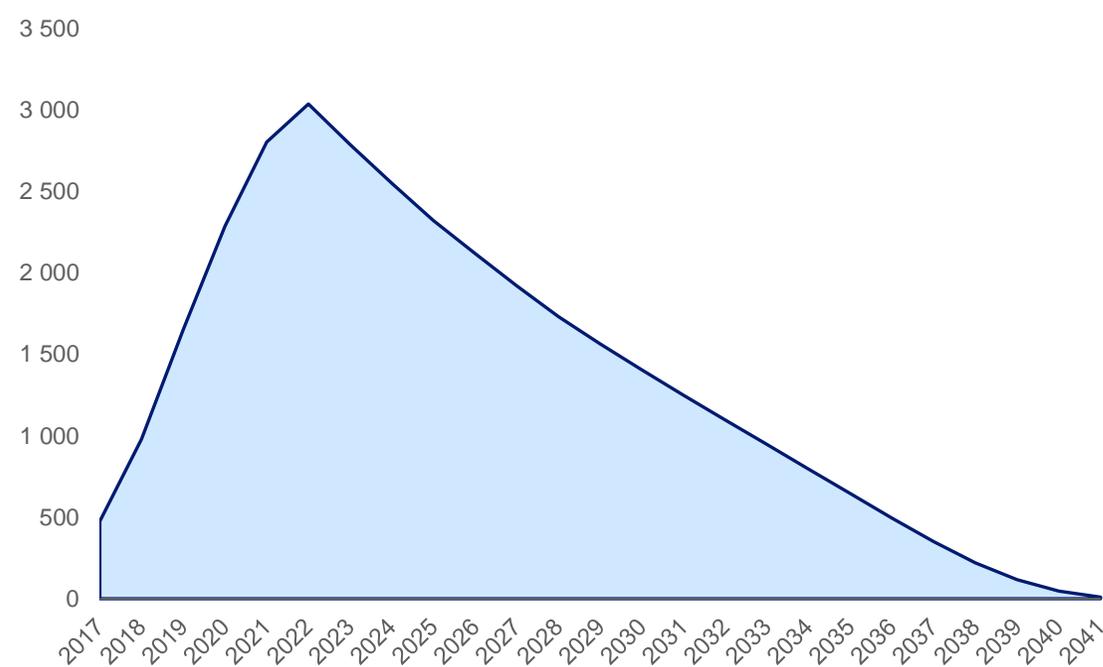
EBITDA ⁽¹⁾ et cash-flow généré par les opérations de Linky (M€)



(1) A normes comptables actuelles

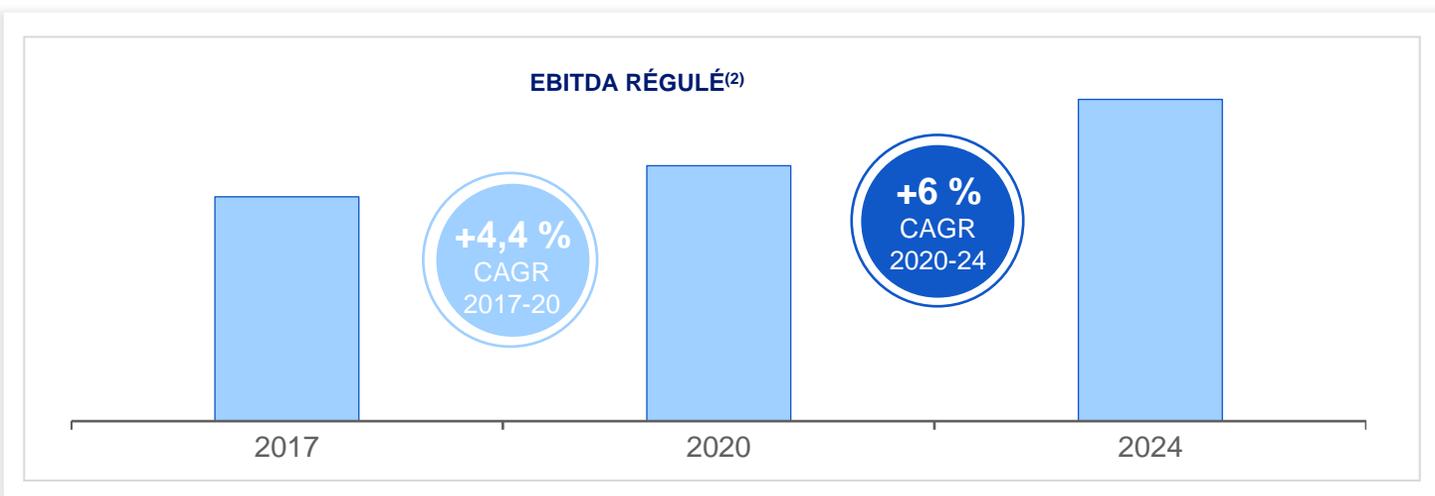
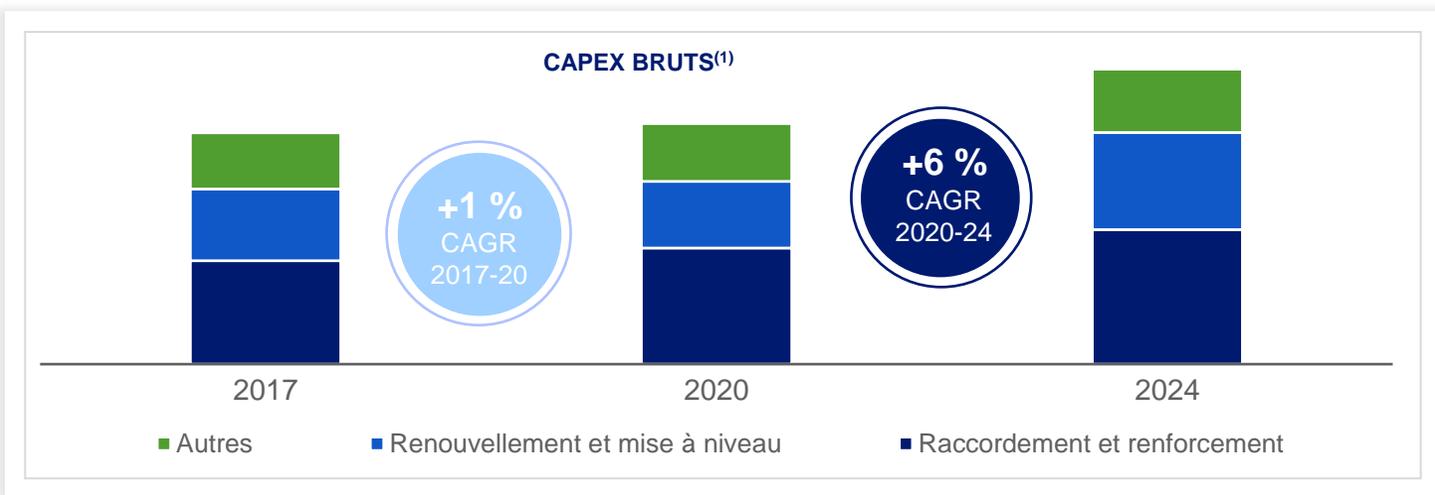
... en ligne avec l'évolution de la BAR Linky

Evolution de la BAR Linky (M€)



- Le cash-flow de Linky est impacté de façon négative jusqu'à 2021 du fait du déploiement et du Compte Régulé de Lissage (CRL)
- Contribution significative à partir de 2022 pour atteindre un pic autour de 2025-2027

ACCÉLÉRATION DES INVESTISSEMENTS SOUTENANT LA CROISSANCE DE L'EBITDA



... dans un contexte de développement des nouveaux usages et de la transition écologique



Véhicules électriques



Photovoltaïque centralisé et diffus



Éolien terrestre et en mer



Stockage



Raccordements consommateurs

(1) Hors Linky

(2) EBITDA régulé y compris CRL Linky, hors impacts climatiques, etc., dont les effets sont compensés les années suivantes grâce au mécanisme du CRCP

ENEDIS ⁽¹⁾ : CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	Jun 2020	Jun 2021	Δ %
Chiffre d'affaires	7 141	8 005	+12,1 %
EBITDA	2 019	2 702	+33,8 %
Résultat net courant	350	882	+152 %
Investissements opérationnels bruts ⁽²⁾	1 582	2 127	+34,4 %

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie ; données locales

(2) Y compris Linky

ACTIVITÉS INSULAIRES (1) : RÉGULATION SPÉCIFIQUE ET PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE SOUTENANT DES REVENUS STABLES

DES ACTIFS MAJEURS
AU CŒUR DES
TERRITOIRES (2)

c.3 500
employés

1,2 millions
de clients

38 234 kms
de réseau

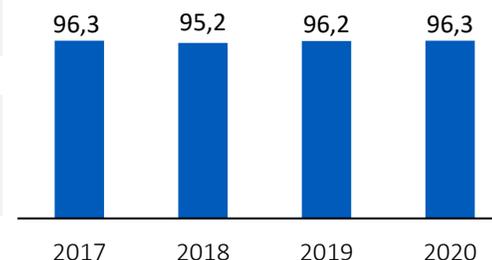
5 659 GWh
de génération

DES ACTIFS RÉGULÉS,
EXPLOITÉS DE FAÇON
PERFORMANTE,
GÉNÉRANT UN EBITDA
STABLE

Production : 11% de rémunération pour les actifs mis en service entre 2006 et avril 2020 (7,25% avant) / entre 7% et 12% ensuite (décision attendue au T2 2021)

Réseaux – Systèmes Energétiques Insulaires : (FPE (4))
– 6,4% de rémunération des capitaux propres régulés (0,7 Md€)
– 2,5% de rémunération de la BAR (2,5 Mds€)

Taux de disponibilité EDF PEI en %



EBITDA normalisé *

De l'ordre de 780 M€ / an**

* Retraité de l'effet du compte de régularisation (5)

** Dont environ un tiers lié à l'activité réseaux et hors compte de régularisation

UNE CONTRIBUTION
À LA TRANSITION
ÉNERGÉTIQUE DANS
LES ZNI (3)

Programme de compteurs communicants : installer et opérer 1,2 millions de compteurs communicants d'ici fin 2024. A fin 2020, environ 400k compteurs communicants déjà installés et opérés : programme en bonne voie.

Efficacité énergétique: actions d'économies d'énergie pérennes (isolation, chauffe-eaux solaires...) avec par exemple une diminution de 2% de la consommation en 2019.

Décarbonation: insertion des ENR, développement et exploitation d'une trentaine de smart grids, programme d'électrification en zones isolées. conversion à la biomasse liquide des centrales en exploitation de Port Est, Pointe Jarry et Bellefontaine, ainsi que de la future centrale du Larivot.

(1) Les activités insulaires incluent la Corse, Martinique, Guadeloupe, Guyane, La Réunion et Saint Pierre et Miquelon

(2) Situation à fin 2020

(3) ZNI = zones non interconnectées

(4) FPE: Fonds de Péréquation de l'Electricité, période actuelle de 4 ans qui court de début 2018 à fin 2021

(5) CRCP du FPE

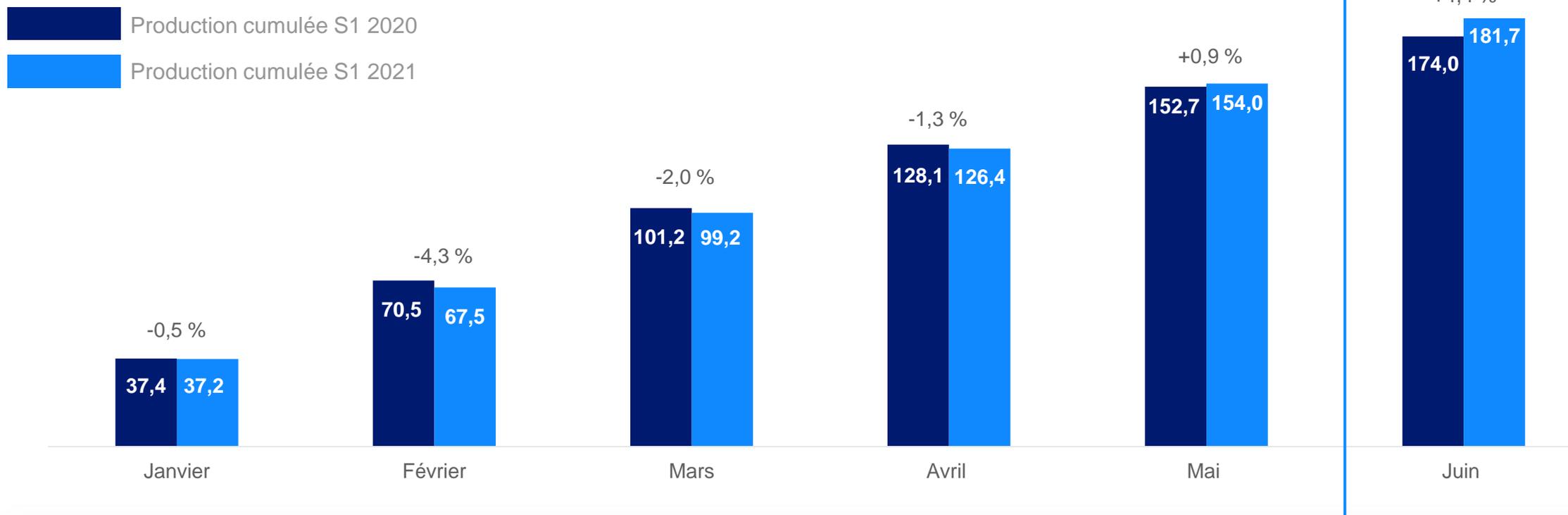
RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

FRANCE – PRODUCTION ET
COMMERCIALISATION



PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

(en TWh)



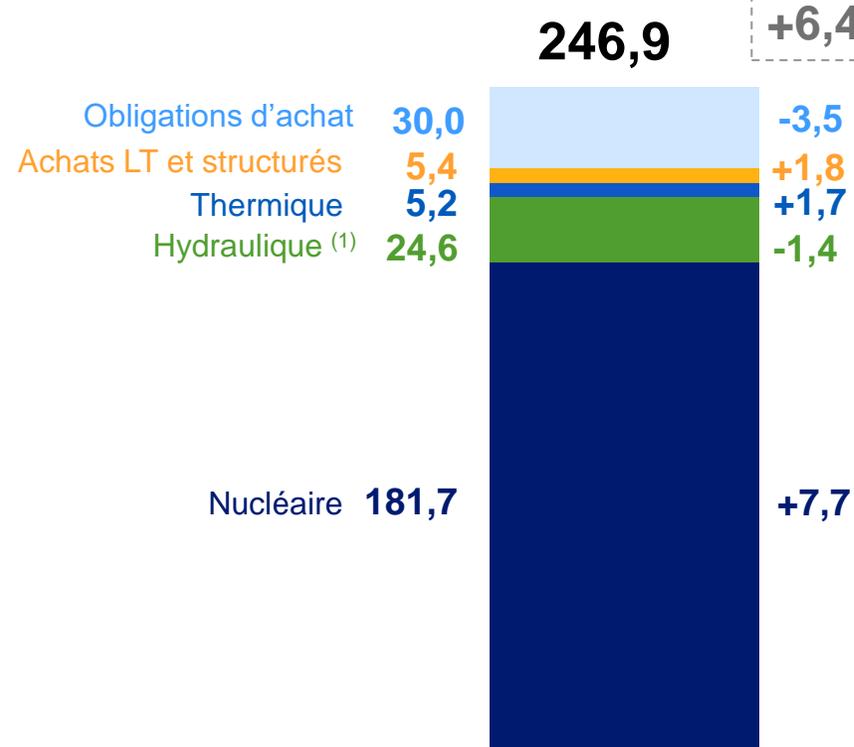
- **La production nucléaire en France s'établit à 181,7 TWh, en hausse de 7,7 TWh par rapport à 2020, malgré la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim. Cette hausse s'explique principalement par une forte baisse de la modulation dans un contexte de demande plus forte.**

BILAN ÉLECTRIQUE FRANCE

PRODUCTION / ACHATS

En TWh

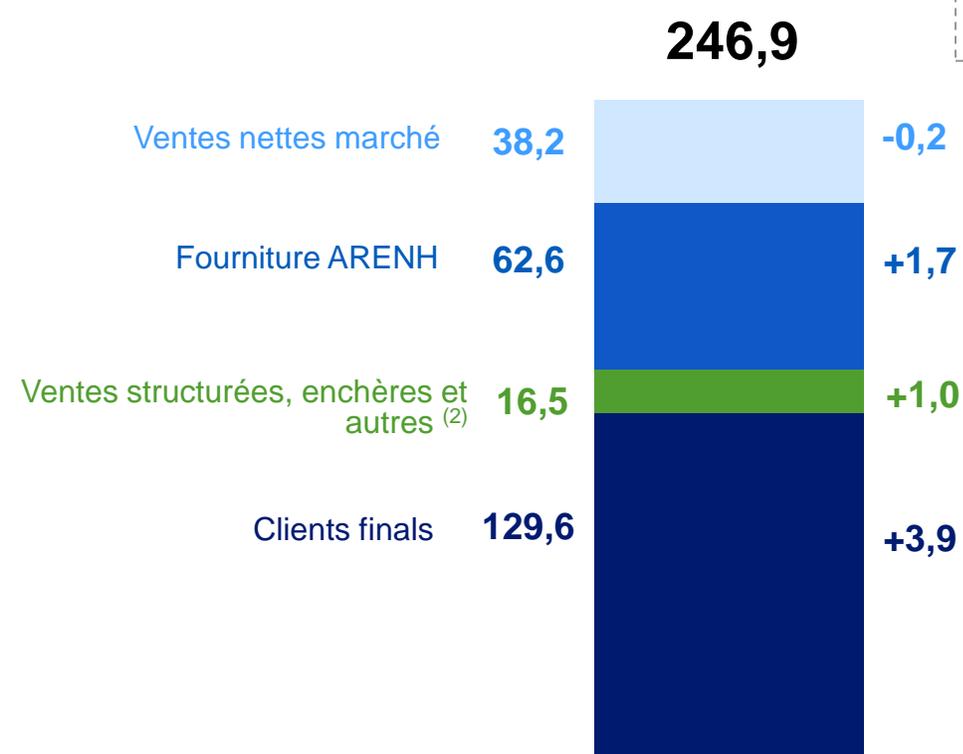
Δ S1 2021 vs. S1 2020



CONSOMMATION / VENTES

En TWh

Δ S1 2021 vs. S1 2020



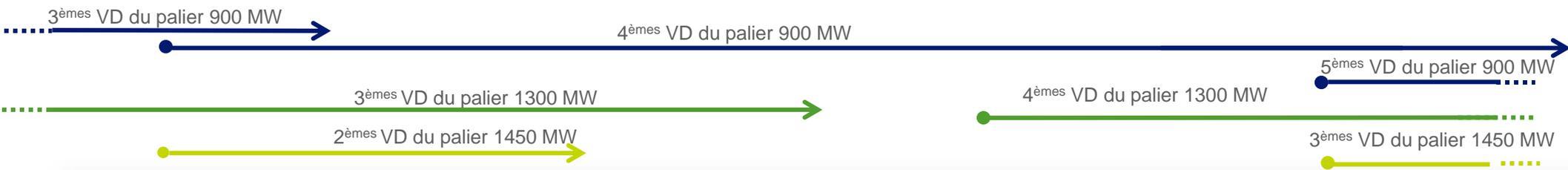
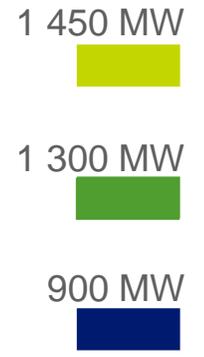
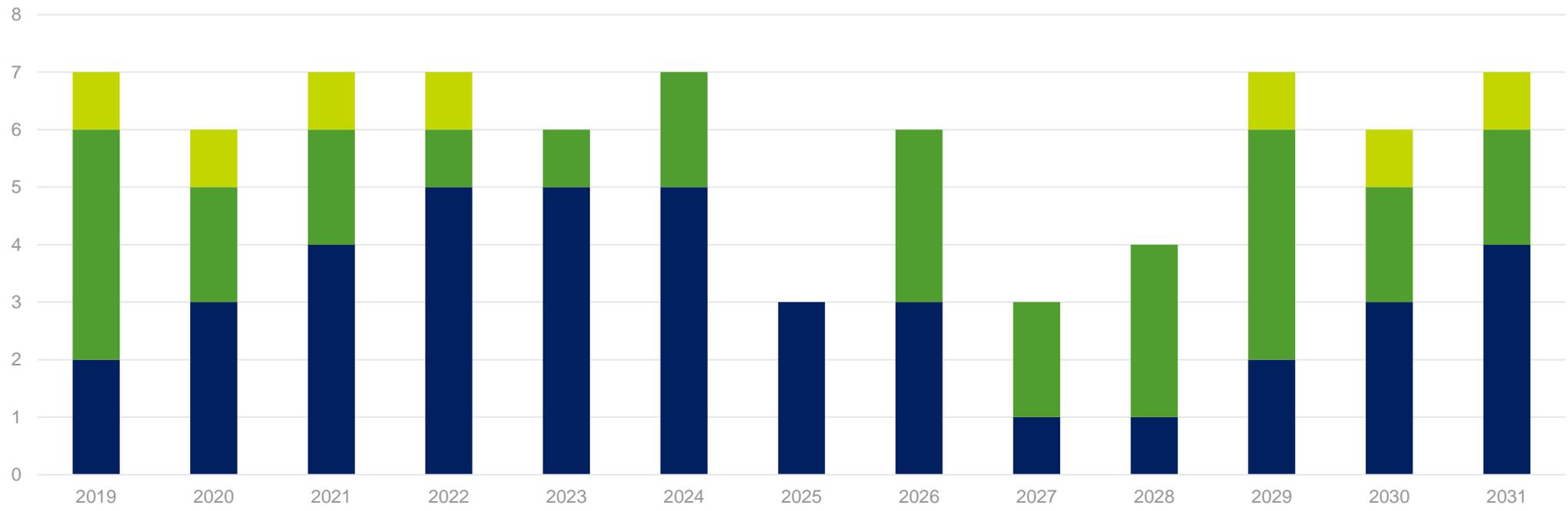
NB : EDF hors activités insulaires

(1) Production hydraulique après déduction du pompage : 21,9 TWh au S1 2021 / 22,7 TWh au S1 2020

(2) Y compris pompage hydraulique pour 2,7 TWh au S1 2021 / 3,3 TWh au S1 2020

VISITES DÉCENNALES (VD) DU PARC NUCLÉAIRE

Nombre de visites décennales (VD)



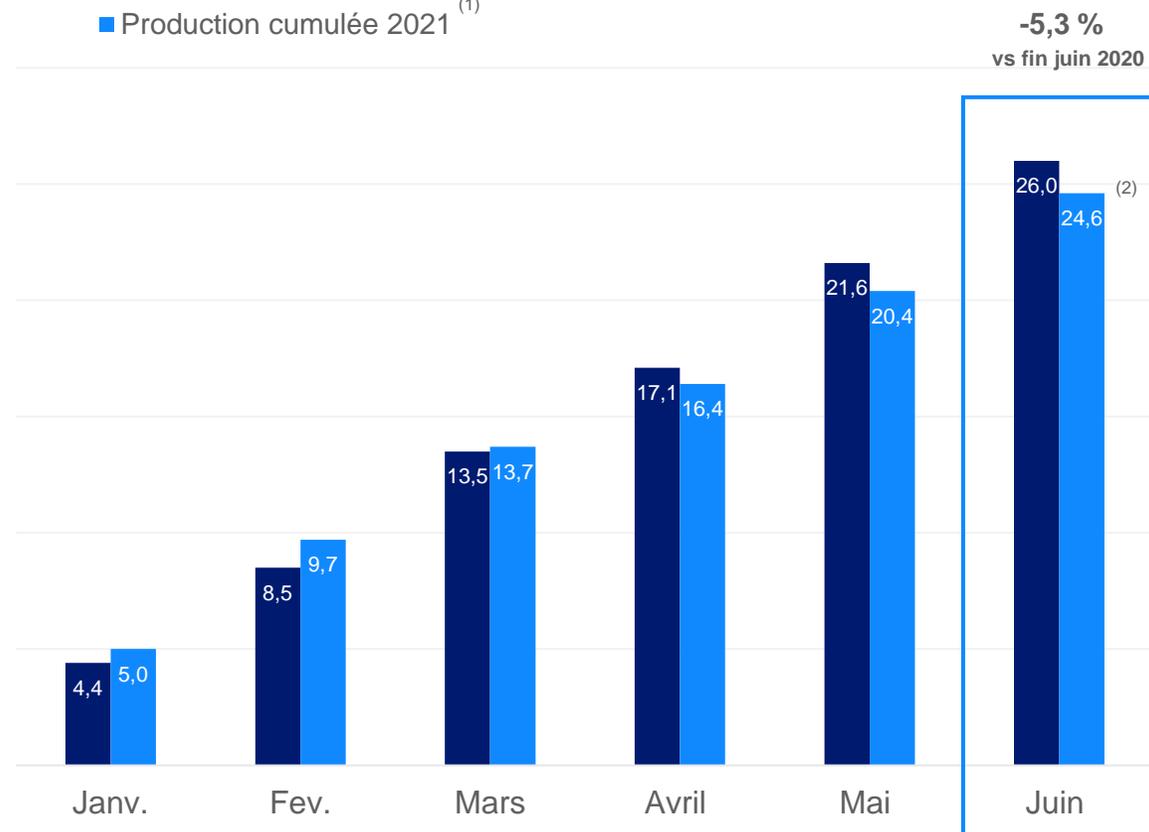
Avancée de la VD de PAL2 en 2026-2027, prévue auparavant en 2028 pour respecter la date de remise du rapport de conformité.
 En 2029, palier 900: CHB3 en VD4 et TRI1 en TTS VD5
 En 2030, palier 900: CHB4 en VD4 et BUG2 / BUG4 en VD5

PRODUCTION HYDRAULIQUE EDF

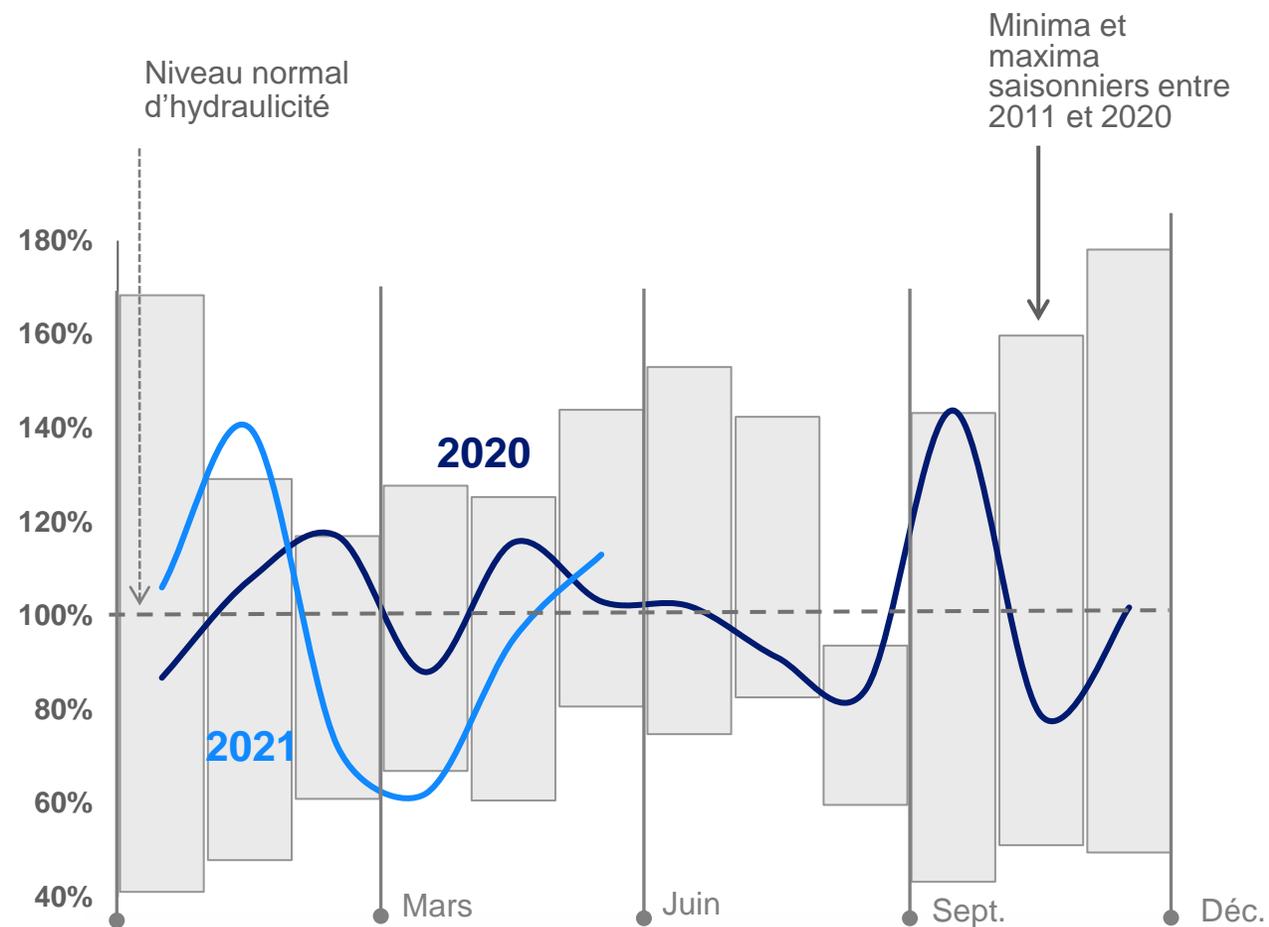
(en TWh)

■ Production cumulée 2020 ⁽¹⁾

■ Production cumulée 2021 ⁽¹⁾



- (1) Production hydraulique hors activités insulaires avant déduction de la consommation du pompage.
 (2) Production après déduction de la consommation du pompage : 22,7 TWh sur S1 2020 et 21,9 TWh sur S1 2021
 (3) Taux de remplissage des retenues en énergie

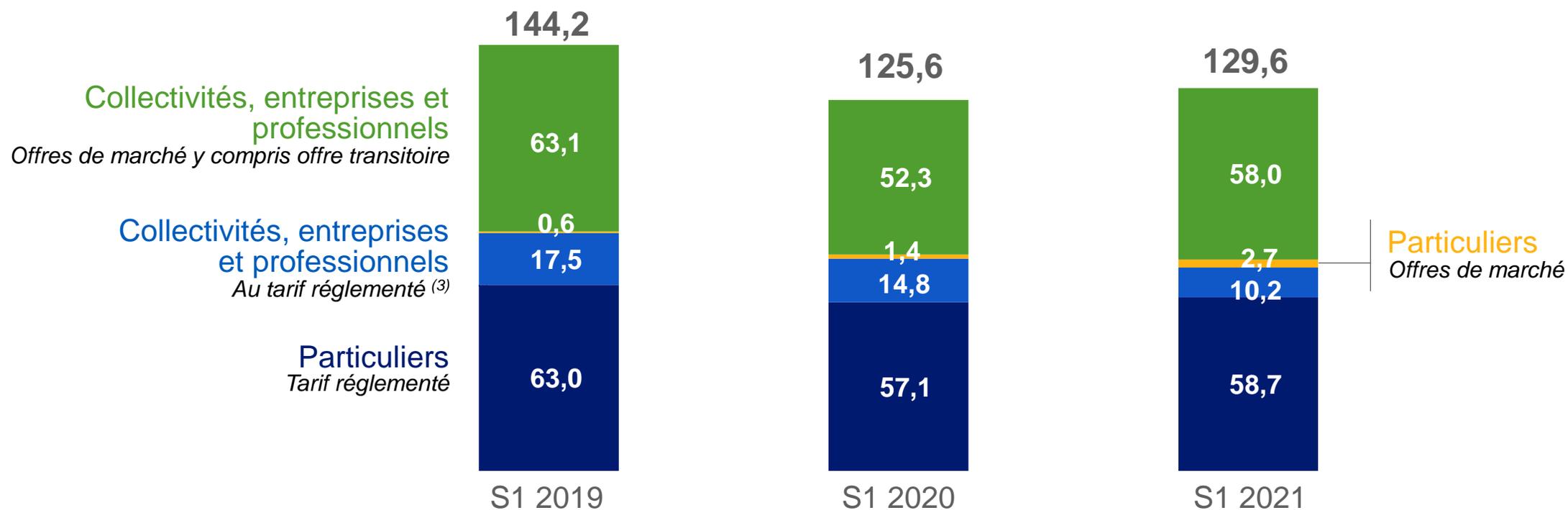


- **Hydraulicité S1 2021 en léger retrait vs S1 2020**
- **Lac France ⁽³⁾ à fin juin 2021 à 70,4% soit -2,5 points vs moyenne historique**

FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

VENTES AUX CLIENTS FINALS (1) (2)

(en TWh)



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris autoconsommations EDF

(3) Tarif bleu professionnel, ELD (Entreprises Locales et Distribution) au tarif de cession et tarif Vert, inf. 36 kVA qui perdurent au-delà de 2015

FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE – RÉPARTITION DES VENTES AUX TARIFS HISTORIQUES

VENTES AUX CLIENTS FINALS POUR S1 2021 ^{(1) (2)}

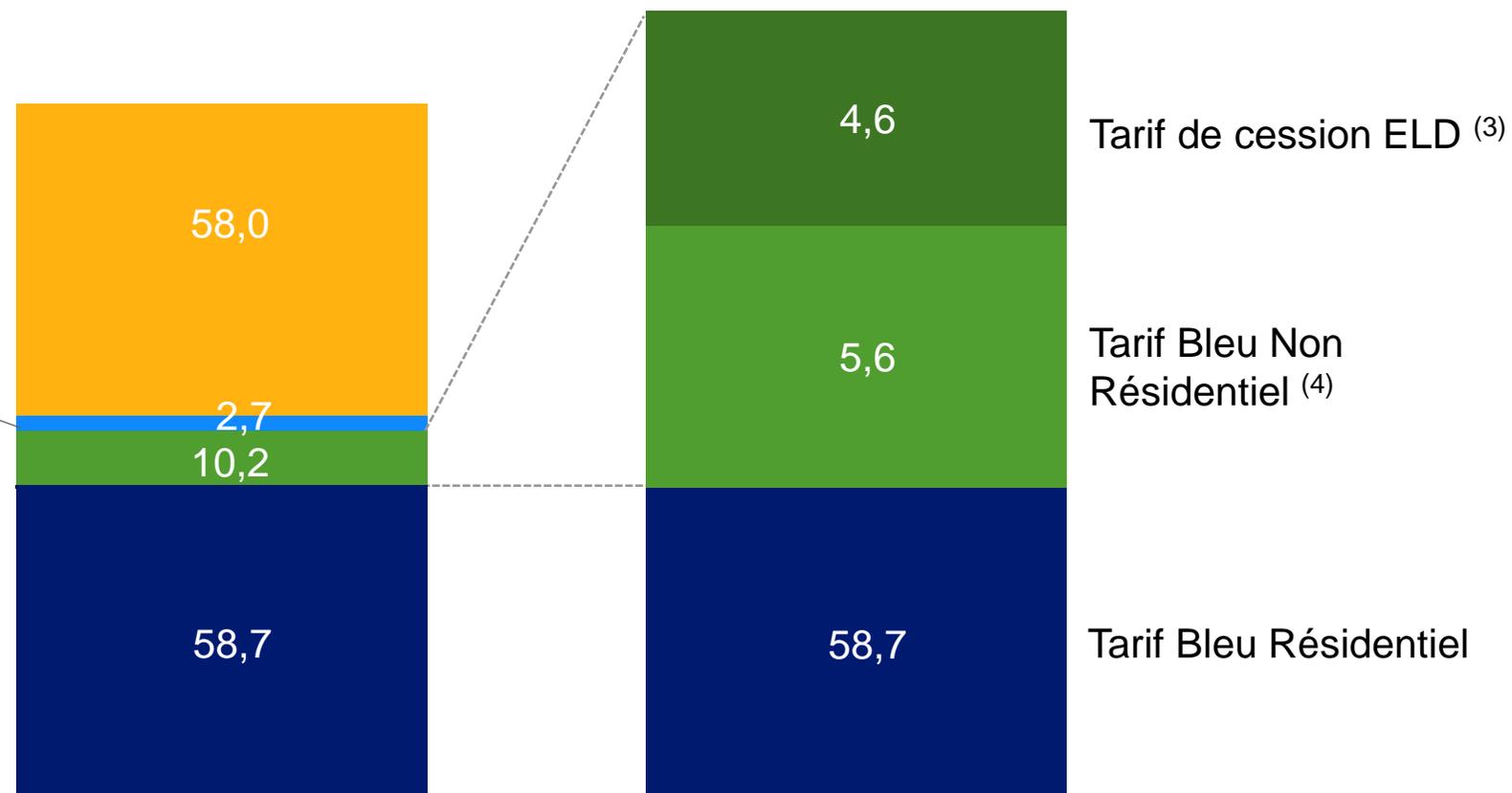
(en TWh)

Collectivités, entreprises et
professionnels
Offres de marché y compris offre
transitoire

Particuliers
Offres de marché

Collectivités, entreprises
et professionnels
Au tarif réglementé

Particuliers
Tarif réglementé



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

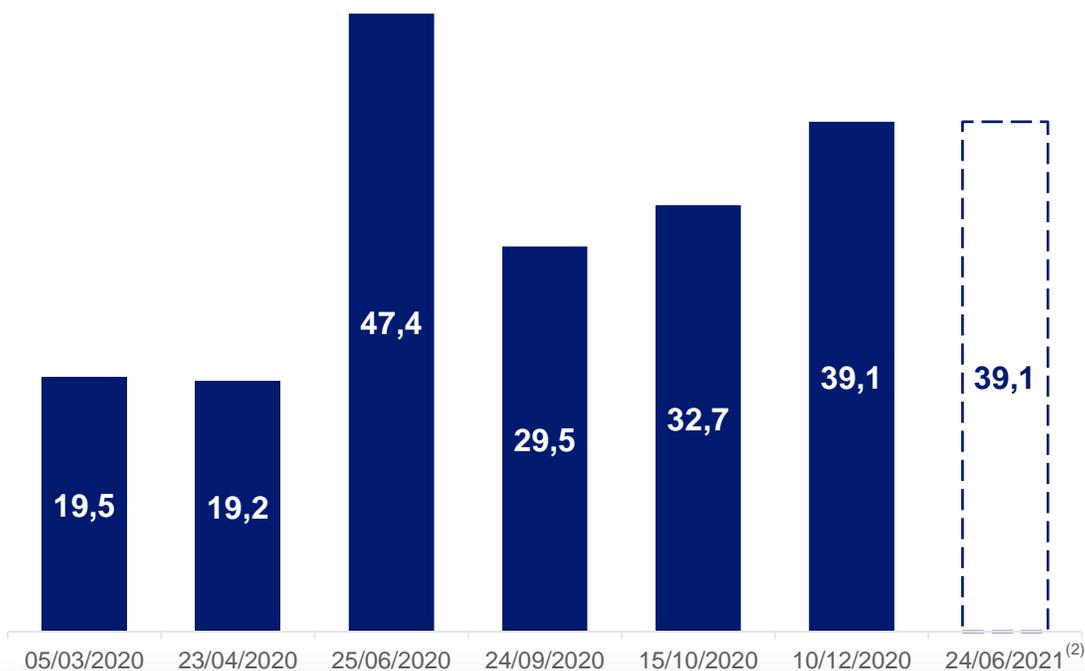
(4) Dont tarif Jaune et Vert pour 0,05 TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA

MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE

PRIX ⁽¹⁾ DES CESSIONS DE MARCHÉ DE CAPACITÉ

POUR LIVRAISON EN 2021

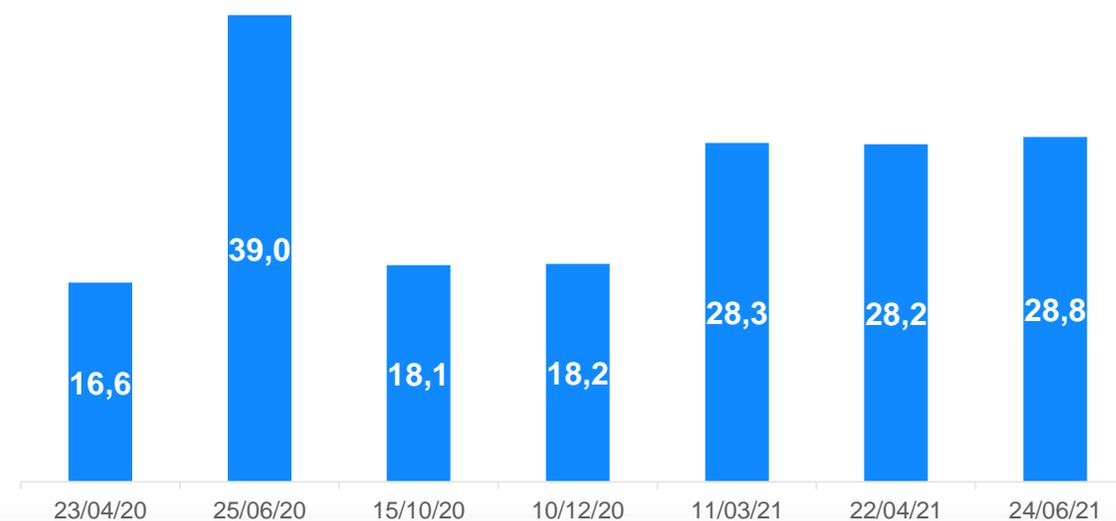
(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées: 63,5 GW à fin juin 2021
- Prix moyen ⁽³⁾: 31,2 €/kW

POUR LIVRAISON EN 2022

(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées: 68,8 GW à fin juin 2021
- 3 sessions de marché restantes en 2021 pour livraison en 2022

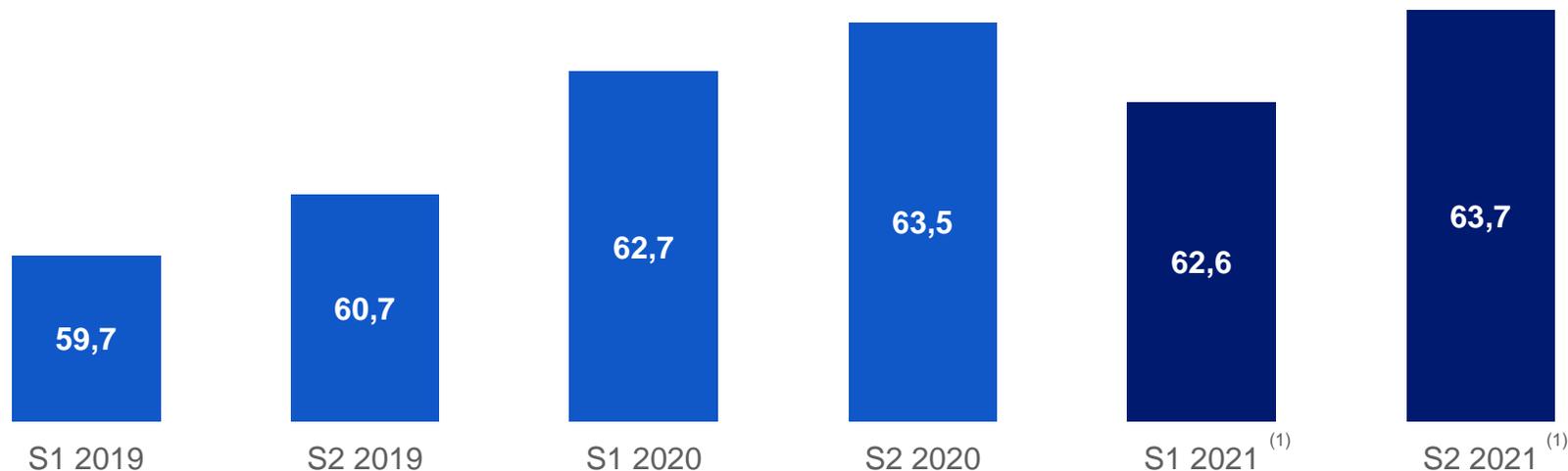
MARCHÉ DE CAPACITÉ : IMPACT POUR EDF (1)

	Enchères de capacité	Volume de capacités EDF certifiées (à fin 2020)	Impact sur l'EBITDA (Cumul des impacts sur les tarifs réglementés de vente (TRV) (2), les offres à prix de marché et les achats/ventes sur les marchés de gros)
2017	➤ Prix de référence marché (PRM): 10 €/kW (session EPEX de décembre 2016)	73 GW	580 M€
2018	➤ Prix de référence marché (PRM): 9,34 €/kW (moyenne du prix des sessions de novembre et décembre 2017)	72 GW	591 M€ (5)
2019	➤ Prix de référence marché: 17,37 €/kW (moyenne non pondérée des prix des enchères avant année livraison)	71 GW	701 M€ (3) (5)
2020	➤ Prix de référence marché: 19,5 €/kW (moyenne non pondérée des prix des enchères avant année livraison)	63 GW	952 M€ (5) (330 M€ à fin juin 2020 (4))
2021	➤ Prix de référence marché : 31,2 €/kW (moyenne non pondérée des prix des enchères avant année livraison)	63 GW	599 M€ à fin juin 2021 (4) (5)

Toutes ces capacités ne sont pas directement valorisables. En particulier, les souscriptions d'ARENH ont un impact négatif sur les recettes capacité dans la mesure où le produit ARENH à 42 €/MWh inclut la livraison des garanties de capacité par EDF : 14,4 GW de capacité ont ainsi été transférés aux fournisseurs (hors filiales) ayant souscrit de l'ARENH pour 2020 + ~14 GW de capacité intégrée dans les TRV et offres de marché par effet miroir de l'ARENH

- (1) Intègre les ventes sur le marché de Garanties de Capacité pour l'année au titre de toutes les années de livraison
(2) Le PRM de la capacité 2017 de 10 €/kW a été intégré dans le barème tarifaire de juillet 2017
(3) Chiffrage théorique : la capacité côté DCo n'a pas été intégralement répercutée dans les TRV en 2019 (gel tarifaire).
(4) Chiffrage théorique qui ne tient pas compte de certaines modalités spécifiques de facturation aux clients aval
(5) Le PRM de l'année s'applique à la facturation de la grande majorité des clients en offre de marché courant de l'année et a été intégré dans les nouveaux barèmes des TRV de février de l'année pour les clients au TRV. Cf. délibération CRE du 11/01/18 pour 2018, du 07/02/2019 pour 2019, du 16/01/2020 pour 2020 et du 14/01/2021 pour 2021

ARENH : VOLUMES CÉDÉS



- Volume maximum de livraison de 100 TWh ⁽²⁾ aux fournisseurs concurrents d'EDF et de ~25 TWh pour les pertes réseau
- Au guichet de novembre 2020, la demande d'ARENH des fournisseurs alternatifs pour 2021 s'est élevée à 146,2 TWh
- Le volume à livrer en 2021 a donc été écrêté à hauteur du plafond légal de 100 TWh, provoquant un effet d'écrêtement dans les tarifs
- Le guichet de mai 2021 n'a pas modifié le volume livré en 2021
- Volumes cédés pour 2021, comprenant également 26,3 TWh cédés au titre de la couverture des pertes réseau:
 - 62,6 TWh pour le 1er semestre
 - 63,7 TWh pour le 2ème semestre
- Des contentieux sont en cours au sujet de la mise en œuvre de la clause de force majeure dans les contrats ARENH entre EDF et certains fournisseurs alternatifs

Source : CRE

(1) Distinction entre semestres estimée par EDF, à partir de la donnée annuelle fournie par la CRE, et susceptible d'évoluer en cours d'année par application des dispositions légales, réglementaires et contractuelles (résiliations, défauts de paiement, etc...)

(2) La loi Energie Climat (promulguée le 8 novembre 2019) donne au gouvernement la possibilité d'augmenter par arrêté le volume global maximal de 100 à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020. La loi autorise également le gouvernement à réviser le prix de l'ARENH. Néanmoins, le gouvernement a annoncé fin septembre 2020 le statu quo du volume et du prix de l'ARENH pour 2021

ARENH : CONTENTIEUX FORCE MAJEURE

- La crise sanitaire liée au Covid et les mesures d'état d'urgence prises par les pouvoirs publics à compter du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de consommation d'électricité des clients non résidentiels et une baisse des prix des marchés de gros de l'électricité affectant l'ensemble des fournisseurs, dont EDF
- Certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de Commerce de Paris d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF
- Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné à EDF de ne pas s'opposer à la suspension du contrat et donc à l'interruption totale du programme de cession annuelle d'électricité
- EDF a fait appel des ordonnances. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés, considérant que le dispositif de force majeure prévu par le contrat-cadre a un effet automatique et que la réalité d'un cas de force majeure ne pouvait pas être écartée avec l'évidence requise en référé. EDF a formé un pourvoi en cassation le 24 septembre, lequel est pendant devant la Cour de cassation.
- Afin de préserver ses droits, EDF a notifié le 2 juin dernier la résiliation, à titre conservatoire, des contrats ARENH la liant à ces fournisseurs d'énergie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette résiliation a été contestée par Total Direct Energie devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1^{er} juillet 2020 et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF. EDF a fait appel de cette ordonnance. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé la décision du juge des référés
- La CRE n'ayant pas fait droit à la demande d'EDF de procéder à l'interruption des livraisons d'ARENH à TDE ⁽¹⁾ à compter du 23 novembre pour la fin de l'année 2020 en application de la décision de la Cour d'appel de Paris, EDF a saisi le Conseil d'Etat d'un recours pour excès de pouvoir le 10 décembre 2020 en vue d'obtenir l'annulation de la décision de la CRE.
- En septembre, un fournisseur alternatif (Ohm Energie) a aussi demandé en urgence au Président du Tribunal de commerce de Paris de suspendre les paiements dus au titre des volumes d'ARENH livrés pendant l'évènement de force majeure considérant que la livraison n'aurait pas dû se poursuivre durant la période de force majeure. Le 23 octobre, le juge des référés a rejeté cette demande.
- L'ensemble des décisions précitées ont été rendues dans le cadre d'une procédure d'urgence, à titre provisoire, mais ne statuent pas sur le fond de l'affaire. Seules des procédures au fond permettront d'établir définitivement le bien fondé des positions respectives des parties.
- A ce jour, certains fournisseurs alternatifs ont assigné EDF au fond devant le tribunal de commerce de Paris en vue d'obtenir l'indemnisation du préjudice prétendument généré par le refus d'EDF de suspendre les livraisons d'ARENH sur le fondement de la force majeure. Le 13 avril 2021, le tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement condamnant EDF à verser à verser à un fournisseur alternatif 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF a commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes d'ARENH. EDF a interjeté appel du jugement devant la Cour d'appel de Paris. Les autres procédures sont en cours.

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE (1/3)

Historique de l'évolution du Tarif Bleu

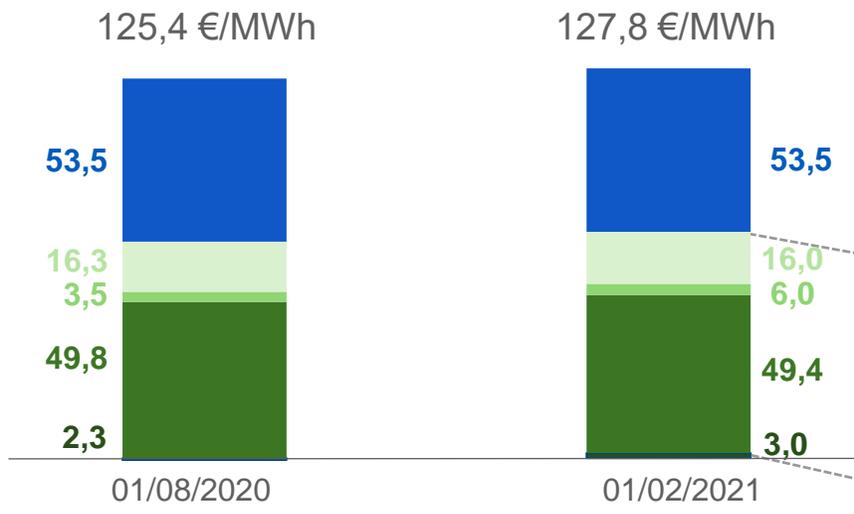
Date	Évolution Tarif Bleu Résidentiel		Évolution Tarif Bleu Non Résidentiel	
	(HT)	(TTC)	(HT)	(TTC)
01/02/2018	+ 0,7 %	+ 0,6 %	+ 1,6 %	+ 1,3 %
01/08/2018	- 0,5 %	- 0,3 %	+ 1,1 %	+ 0,9 %
01/06/2019	+ 7,7 %	+ 5,9 %	+ 7,7 %	+ 5,9 %
01/08/2019	+ 1,49 %	+ 1,26 %	+ 1,34 %	+ 1,10 %
01/02/2020	+ 3,0 %	+ 2,4 %	+ 3,1 %	+ 2,4 %
01/08/2020	+ 1,82 %	+ 1,54 %	+ 1,81 %	+ 1,58 %
01/02/2021	+ 1,93 %	+ 1,61 %	+ 3,23 %	+ 2,61 %
01/08/2021 ⁽¹⁾	+ 1,08 %	+ 0,48 %	+ 0,84 %	+ 0,38 %

(1) Proposition de la CRE dans sa délibération du 8 juillet 2021, pour une mise en application au 1^{er} août 2021 au plus tôt.

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE: ÉVOLUTION DE FÉVRIER 2021 (2/3)

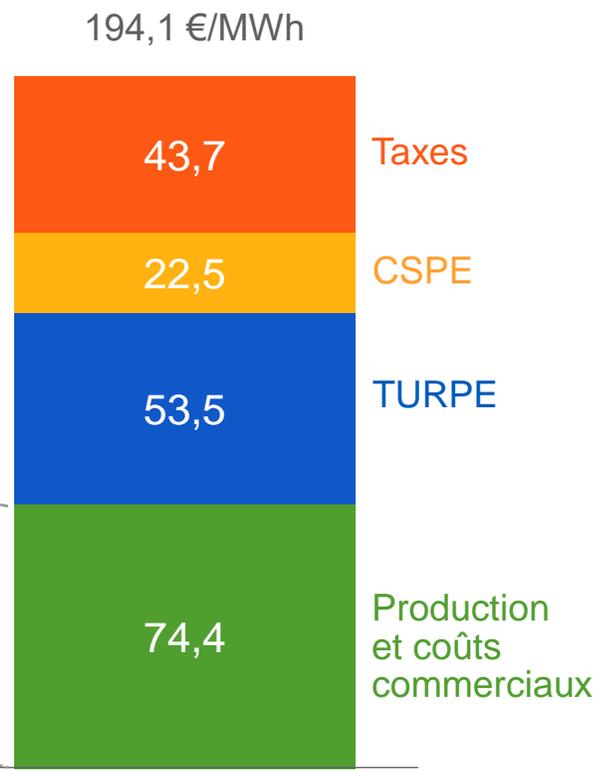
TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT (1)

+1,93 %
+ 2,42 €/MWh



- Capacité
- Énergie + frais (2)
- Rattrapage (4)
- TURPE (2)
- Coûts commerciaux (3) et marge

COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDENTIEL)



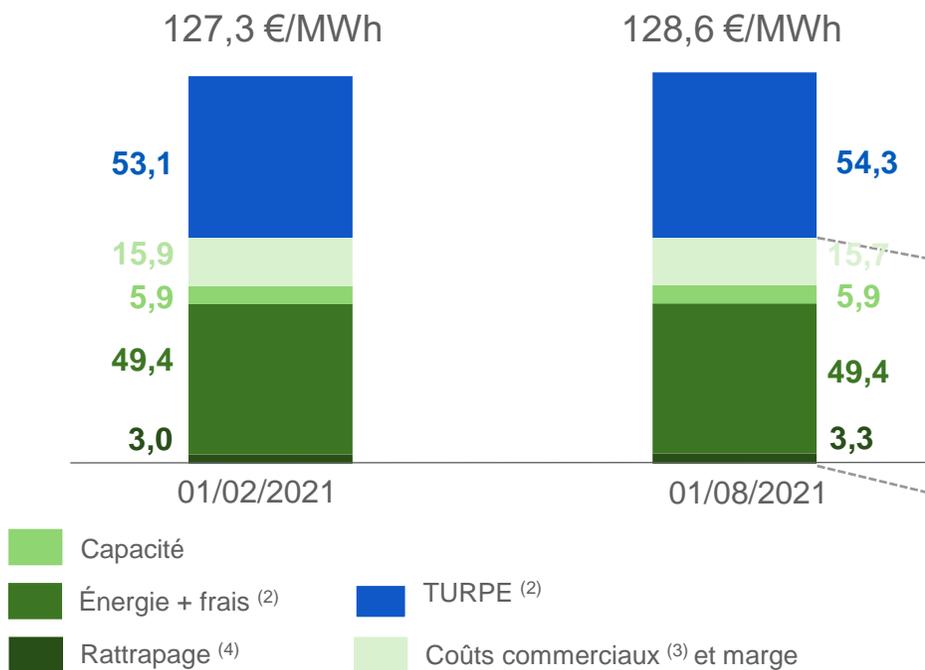
(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 14 janvier 2021, confirmée par décision publiée au JO le 31/01/2021
 (2) Pour août 2020 et février 2021, les composantes sont basées sur un calcul moyen sur le portefeuille de clients au TRV à fin 2019 (base de calcul pour la délibération CRE du 14/01/2021)

(3) Y compris le coût des obligations CEE
 (4) Rattrapage lié au gel tarifaire de début 2019 + coûts commerciaux 2020

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : PROPOSITION CRE D'AOÛT 2021 (3/3)

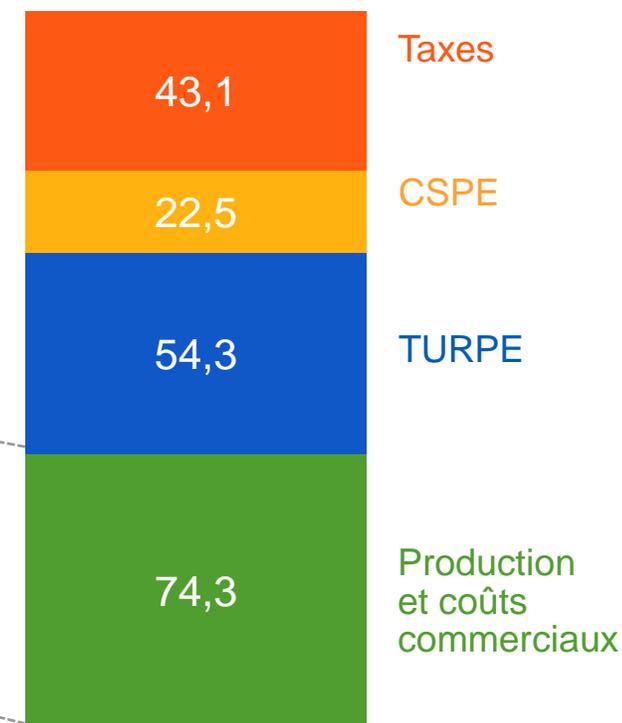
TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT (1)

+1,08 %
+ 1,37 €/MWh



COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDENTIEL)

194,3 €/MWh (5)



(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 8 juillet 2021, en attente de confirmation par décision du gouvernement publiée au Journal Officiel

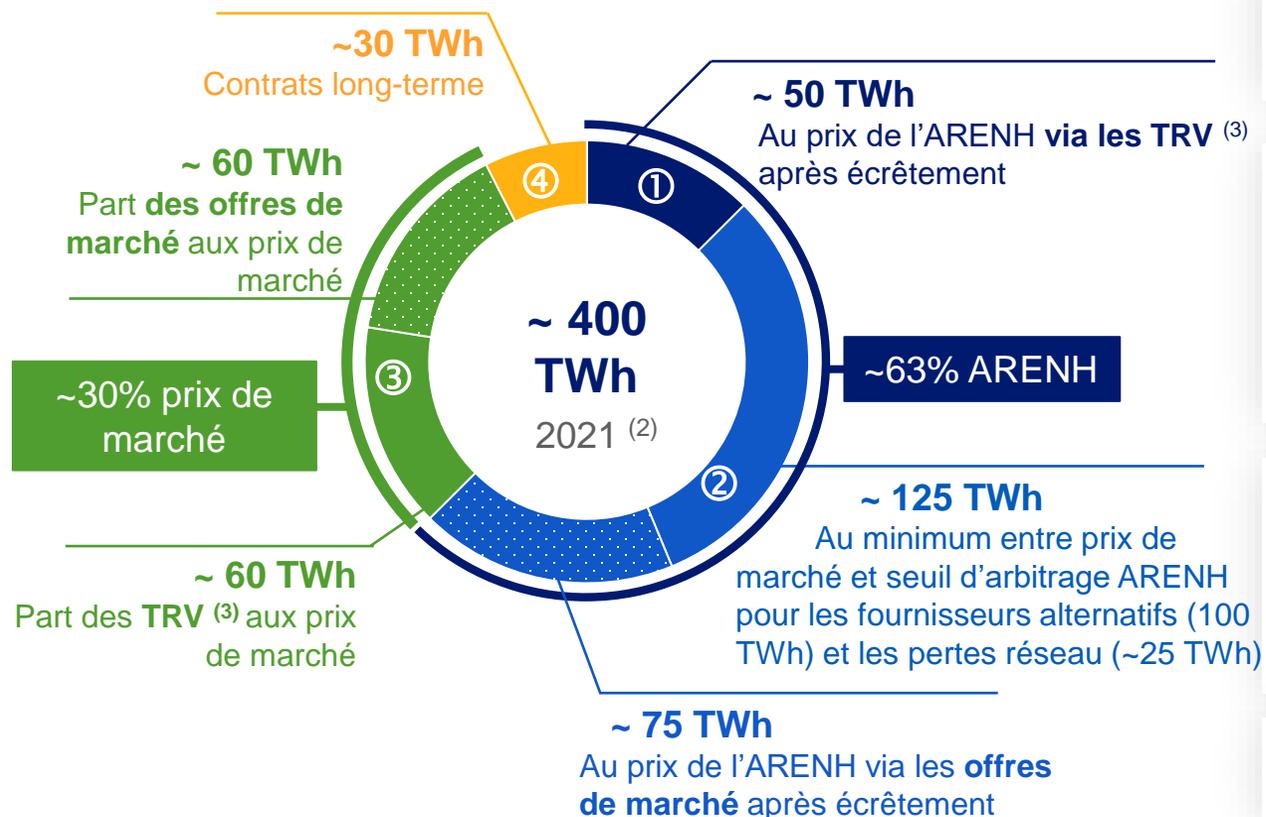
(2) Pour février et août 2021, les composantes sont basées sur un calcul moyen sur le portefeuille de clients au TRV à fin 2020 (base de calcul pour la délibération CRE du 08/07/2021)

(3) Y compris le coût des obligations CEE

(4) Solde de la sur-couverture 2018 + rattrapage lié au gel tarifaire de début 2019 + coût commerciaux 2020

(5) Compte tenu des arrondis, le total n'est pas rigoureusement égal à la somme des composantes.

RÉPARTITION DES VENTES ⁽¹⁾ D'ÉLECTRICITÉ EN FONCTION DE LEUR EXPOSITION AU PRIX DE MARCHÉ



1 Volumes vendus au prix de l'ARENH selon la formule d'empilement des coûts dans les tarifs réglementés de vente (essentiellement tarifs bleu résidentiels et non résidentiels)

2 Volumes vendus au prix de marché si ce prix est inférieur au seuil d'arbitrage ARENH (prix ARENH – prix de la capacité) et à prix ARENH dans le cas contraire ⁽⁴⁾, qui comprennent :

- Les volumes pouvant être souscrits à l'ARENH par les fournisseurs alternatifs et les gestionnaires de réseaux pour leurs achats de pertes
- Une partie des volumes ⁽⁵⁾ vendus aux clients finals d'EDF en offre de marché

3 Volumes vendus au prix de marché quel que soit ce prix, qui comprennent :

- Une partie des volumes vendus aux clients finals d'EDF : complément d'approvisionnement marché dans les TRV ⁽⁶⁾, complément des volumes vendus aux clients en offres de marché
- Les volumes vendus sur les marchés de gros

4 Contrats à prix négociés ne suivant pas une logique d'indexation au prix de marché

(1) Ventes hors volumes sous obligations d'achat et volumes sous contrats d'approvisionnement long-terme. Répartition estimée, basée sur les situations respectives 2019 et 2020, notamment en termes de parts de marché aval d'EDF. En 2019 et 2020, application aux offres aval du taux d'écrêtement lié au niveau de souscription ARENH des fournisseurs alternatifs (respectivement 133 et 147 TWh)

(2) Estimation année entière, arrondi à la dizaine de TWh près

(3) Tarifs réglementés de vente

(4) L'arbitrage entre les 2 prix est subi par EDF et sa date d'exercice est variable selon les volumes (il a lieu au plus tard au moment du guichet ARENH de fin d'année pour une livraison l'année suivante)

(5) Liés à la réplique de la structure de coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs : parts des volumes correspondant aux « droits ARENH »

(6) Liés à la réplique de la structure de coût des fournisseurs alternatifs : approvisionnement du complément de marché qui excède les « droits ARENH »

CHARGES DE SERVICE PUBLIC : STABILITÉ DU MÉCANISME DE COMPENSATION DES CHARGES ET DE LA FISCALITÉ DEPUIS 2016 (1/3)

- La loi de finances rectificative 2015 et la loi de finances 2016 ont introduit les principes d'un nouveau mécanisme pour la compensation des Charges du Service Public de l'Énergie entré en vigueur depuis le 1er janvier 2016, et intégrant les spécificités suivantes :
 - La budgétisation par l'État des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) est définie pour 2021 sur la base de la délibération de la CRE du 15 juillet 2020. La CSPE est financée totalement à compter du 1^{er} janvier 2021 par le programme « Service Public de l'Énergie » du Budget Général. La Loi de Finances Initiale 2021 budgète ainsi 9 149 M€ dont 8 104 M€ sont dédiés à EDF au titre des charges 2021.
- Remboursement achevé fin 2020 du déficit de compensation historique d'EDF prévu dans le courrier des Ministres du 26 janvier 2016, traduit dans un décret du 18 février 2016 et les arrêtés du 13 mai et du 2 décembre 2016
- La taxe « CSPE » a été stabilisée depuis 2016 à 22,5 €/MWh (pour le taux plein). Elle alimente depuis début 2017 le Budget Général et non plus comme en 2016 le Compte d'Affectation Spéciale « Transition Énergétique »

CSPE : CHARGES POUR EDF (2/3)

L'article L121-6 du Code de l'énergie dispose que les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées par l'État

En millions d'euros	S1 2019		S1 2020		S1 2021	
Obligations d'achat ⁽¹⁾	2 960	74%	3 532	79%	2 907	75 %
Autres ⁽²⁾	1 016	26%	929	21%	958	25 %
Total CSPE EDF	3 976	100%	4 461	100%	3 865	100%

Deux effets distincts expliquent l'évolution des charges de service public entre le premier semestre 2020 et le premier semestre 2021 :

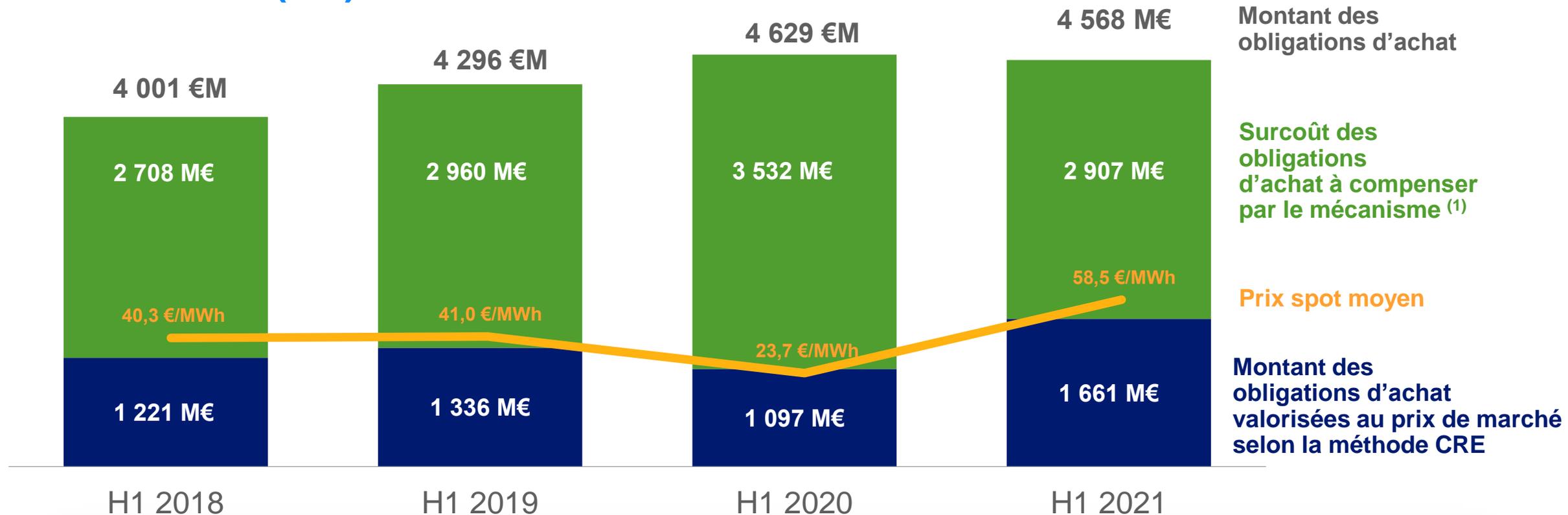
- Les charges d'obligation d'achat en métropole continentale diminuent entre le S1 2020 et le S1 2021. Cela est lié aux conditions climatiques défavorables à la production éolienne (vent) et photovoltaïque (ensoleillement). Cette baisse des volumes s'est accompagnée d'une hausse des prix de marché spot de l'électricité de 34,8 €/MWh observée entre le S1 2020 (23,7 €/MWh) et le S1 2021 (58,5 €/MWh), hausse des prix spot qui, comme l'effet volume, a diminué les charges en réduisant l'écart entre le prix d'obligation d'achat et la valorisation sur le marché.
- Les charges associées aux ZNIs ⁽³⁾ augmentent entre le S1 2020 et le S1 2021. En effet, la baisse de la consommation d'électricité générée par la crise sanitaire dans les ZNI a engendré une baisse de la production d'électricité et donc une baisse des charges CSPE in fine. Les effets de la crise sanitaire ont été plus marqués en 2020 qu'en 2021.

(1) Les obligations d'achats comprennent l'électricité produite en métropole à partir de : hydraulique inférieure à 12 MW, biomasse, éolien, photovoltaïque, cogénération, valorisation des déchets ménagers et énergies de récupération à l'exception des ZNI⁽³⁾

(2) Les surcoûts de production et les obligations d'achat dans les ZNI ⁽³⁾, le Fonds de Solidarité Logement ainsi que certaines prestations de services à destination des clients précaires

(3) ZNI : zones non interconnectées, qui recouvrent des départements et territoires d'outre-mer ainsi que la Corse et certaines îles bretonnes

CSPE : ÉVOLUTION DES CHARGES D'OBLIGATIONS D'ACHAT D'EDF EN MÉTROPOLE (3/3)



Principe : Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie ⁽²⁾ couvre l'écart entre le coût des obligations d'achat en métropole et le prix de marché

(1) Périmètre EDF SA hors SEI

(2) Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie couvre également les coûts de péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées, et les dispositifs de solidarité

LE DISPOSITIF DES CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Mis en place en 2006,
confirmé en 2015

La réponse française aux exigences de la directive 2012/27/UE sur l'efficacité énergétique.

Article 30 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 : une nouvelle obligation CEE Précarité au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en complément de l'obligation des CEE classiques à compter de 2016

Objectifs renforcés,
un coût du dispositif
en forte augmentation

Publication
Obligation 5^{ème} période

L'obligation nationale pour la 4^{ème} période 2018-2021 est fixée à 2 133 TWhc par décret du 11 décembre 2019

- Dont 533 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique et 1 600 TWhc d'obligation CEE classiques, soit un doublement par rapport à la 3^{ème} période 2015-2017 ; entre les deux périodes, le coût du dispositif CEE est multiplié par 7 et dépasse dorénavant les 5 Mds€/an
- Lancement en cours de 4^{ème} période de plusieurs opérations « coups de pouce » à prix CEE fixé, afin de permettre aux obligés de répondre à leurs obligations à un coût maîtrisé

L'obligation nationale pour la 5^{ème} période est fixée à 2 500 TWhc par décret du 03 juin 2021 (+17,2% par rapport à la 4^{ème} période)

- Dont 730 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (+37% avec l'augmentation de l'assiette Précarité) et 1 770 TWhc d'obligation CEE classique (+10,7 %)
- Rééquilibrage de l'obligation entre les énergies, historiquement défavorable à l'électricité (Elec +4% / Gaz +58% Carburants 18% par rapport à la 4^{ème} période)
- Abaissement progressif du seuil de franchise (400 GWh/an → 100 GWh/an dès 2024) pour limiter les distorsions de concurrence
- Limitation des opérations « coups de pouce » et plus globalement des bonifications (25% de l'obligation) et des programmes nationaux (11,5% de l'obligation) ainsi qu'un recentrage de la précarité sur les ménages très modestes

Parties concernées

Une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée aux fournisseurs d'énergie appelés les « obligés »

- Électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles

Afin qu'ils promeuvent activement le déclenchement d'opérations d'efficacité énergétique auprès de leurs clients

- Ménages, collectivités territoriales, bailleurs sociaux ou professionnels / entreprises tertiaires

EDF et le dispositif

EDF est le premier obligé et intervient dans plusieurs domaines (données 2020) :

- Résidentiel (265 000 opérations de rénovation, soit une croissance de +20% s'expliquant par l'augmentation des travaux d'isolation et de remplacement des équipements de chauffage grâce aux bonifications apportées par les dispositifs Coups de Pouce via l'offre « Mon chauffage durable »), bailleurs sociaux (180 000 logements aidés), industrie et tertiaire (7 000 actions)
- Financement de programmes nationaux (« Toits d'abord » avec la Fondation Abbé Pierre, ADVENIR sur les bornes de recharge de véhicules électriques, FEEBat sur la formation des artisans, Habiter mieux de l'ANAH pour lutter contre la précarité énergétique, ACTEE avec la FNCCR...)

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

COMPTES CONSOLIDÉS



COMPTE DE RÉSULTAT SIMPLIFIÉ

En millions d'euros	S1 2020	S1 2021
Chiffre d'affaires	34 710	39 621
Achats de combustible et d'énergie	(16 550)	(18 753)
Autres consommations externes	(3 469)	(3 629)
Charges de personnel	(7 020)	(7 273)
Impôts et taxes	(2 813)	(2 509)
Autres produits et charges opérationnels	3 338	3 144
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	8 196	10 601
Impact de la volatilité des commodités	(323)	(541)
Dotation aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(5 358)	(5 194)
Pertes de valeur	(738)	(502)
Autres produits et charges d'exploitation	(153)	(92)
Résultat d'exploitation (EBIT)	1 624	4 272
Résultat financier	(2 302)	861
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	(678)	5 133
Résultat net – part du Groupe	(701)	4 172
Résultat net courant ⁽¹⁾	1 267	3 740

(1) Hors éléments non récurrents et volatilité des commodités

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (1)

En millions d'euros	S1 2020	Change	Périmètre	Croissance organique	S1 2021	Δ % org. ⁽²⁾
France - Activités de production et de commercialisation	14 449	-	186	1 366	16 001	9,5
France - Activités régulées ⁽³⁾	8 139	-	-	957	9 096	11,8
Framatome	1 490	(28)	8	164	1 634	11,0
Royaume-Uni	4 595	30	5	257	4 887	5,6
Italie	2 909	-	(13)	1 015	3 911	34,9
Autre international	1 244	(49)	40	159	1 394	12,8
EDF Renouvelables	770	(23)	(3)	63	807	8,2
Dalkia	1 988	(1)	26	313	2 326	15,7
Autres métiers	1 200	(11)	(2)	700	1 887	58,3
Éliminations inter-segments	(2 074)	-	-	(248)	(2 322)	12,0
Total Groupe	34 710	(82)	247	4 746	39 621	13,7

(1) Ventilation du chiffre d'affaires aux bornes des segments, avant élimination des inter-segments

(2) Variation organique à périmètre et change comparables

(3) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

ÉVOLUTION DE L'EBITDA (1)

En millions d'euros	S1 2020	Change	Périmètre	Croissance organique	S1 2021	Δ % org.(2)
France - Activités de production et de commercialisation	3 894	-	-	944	4 838	24,2
France - Activités régulées (3)	2 460	-	-	750	3 210	30,5
Framatome	98	(6)	(2)	93	183	94,9
Royaume-Uni	438	3	-	(174)	267	(39,7)
Italie	380	-	(4)	158	534	41,6
Autre international	208	(11)	(3)	12	206	5,8
EDF Renouvelables	418	(17)	2	(109)	294	(26,1)
Dalkia	165	-	1	49	215	29,7
Autres métiers	135	(4)	-	723	854	535,6
Total Groupe	8 196	(35)	(6)	2 446	10 601	29,8

(1) En contribution au groupe

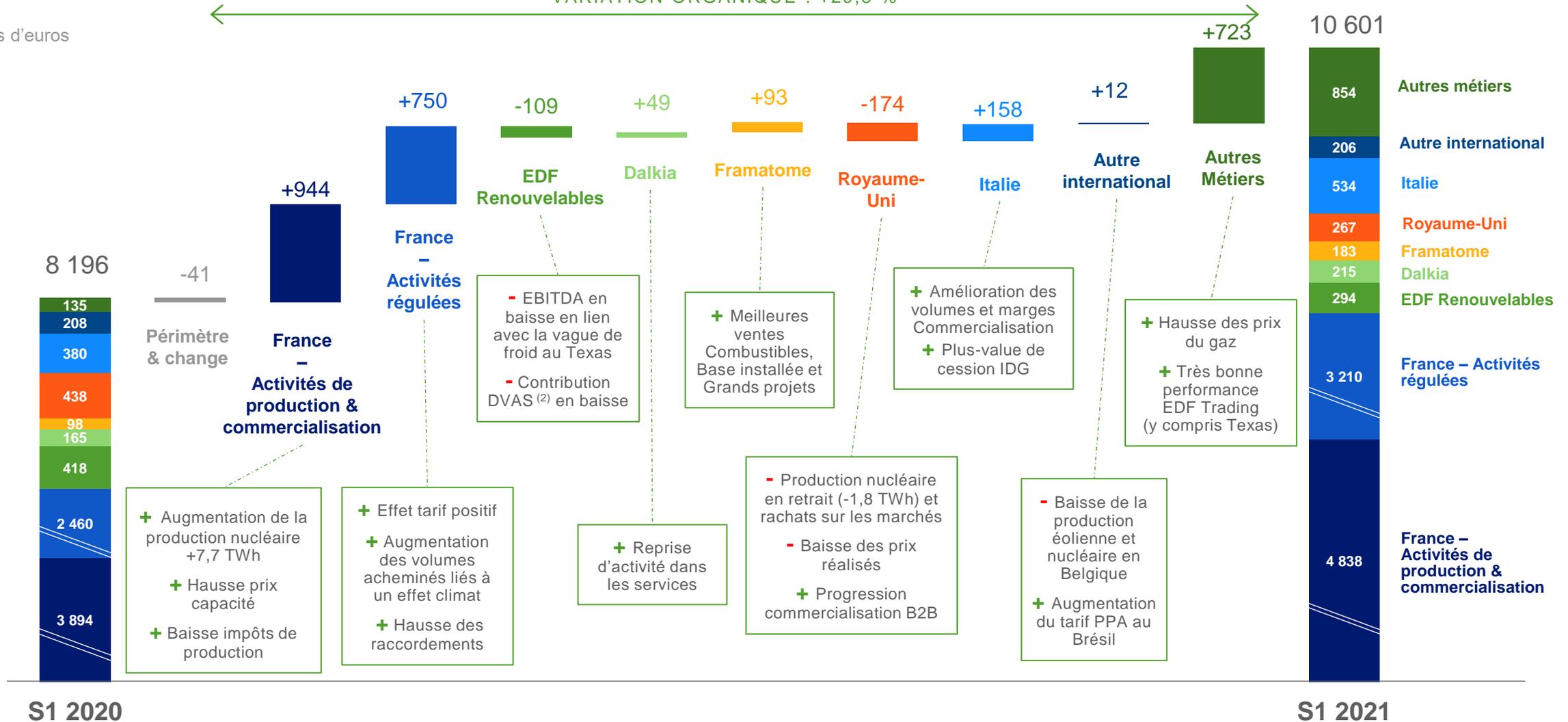
(2) Variation organique à périmètre et change comparables

(3) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

EBITDA GROUPE PAR SEGMENT

VARIATION ORGANIQUE : +29,8 %⁽¹⁾

En millions d'euros



SERVICES ÉNERGÉTIQUES

DALKIA

En millions d'euros	S1 2020	S1 2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	165	215	+30,3	+29,7

- **Forte progression de l'EBITDA de près de 30 % :**
 - Reprise d'activité pour les services et chantiers
 - Activité commerciale au Royaume-Uni
 - Climat plus froid au S1 2021 versus climat doux au S1 2020



FINALISATION DE LA CESSIION DE DALKIA WASTENERGY

(1) Variation organique à périmètre, change et normes comparables.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES GROUPE ⁽²⁾

En millions d'euros	S1 2020	S1 2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	188	255	+35,6	+34,0
Investissements nets	(181)	(122)	-32,0	-

- **EBITDA**
 - Reprise des activités de Dalkia et d'Edison suite à la crise sanitaire au S1 2020, et dynamisme des ventes de services aux particuliers en France
- **Investissements nets**
 - Variation reflétant principalement l'acquisition de Pod Point au S1 2020 sans équivalent au S1 2021



BREATHE (FILIALE BRITANNIQUE DE DALKIA), ACCOMPAGNE 4 HÔPITAUX LAURÉATS DU FONDS DE DÉCARBONATION PUBLIC POUR UN MONTANT DE TRAVAUX DE RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE DE 100 M£

(2) Les Services Énergétiques Groupe comprennent Dalkia, Citelum, CHAM et les activités services d'EDF Energy, Edison, Luminus et EDF SA. Il s'agit notamment d'activités d'éclairage urbain, de réseaux de chaleur, de production décentralisée bas carbone à partir des ressources locales, de pilotage des consommations et de mobilité électrique.

FRAMATOME

En millions d'euros

	S1 2020	S1 2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	211	293	+38,9	+42,7
EBITDA contributif groupe EDF	98	183	+86,7	+94,9

➤ **Très forte progression de l'EBITDA en hausse organique de près de 95 % :**

- **Meilleure production** des usines de « Combustibles » et de « Fabrication de composants » en partie liée à la reprise d'activité après la crise du Covid au S1 2020
- **Volumes de ventes supérieurs** sur les activités de Base installée et Grands Projets
- **Poursuite du plan d'action sur les coûts de structure**



**ACQUISITION DE
VALINOX,
SPÉCIALISTE
FRANÇAIS DES TUBES
POUR GÉNÉRATEURS
DE VAPEUR DES
RÉACTEURS
NUCLÉAIRES**



**PRISE DE
COMMANDES
S1 2021 : 2,0 Mds€⁽²⁾**

(1) Variation organique à périmètre, change et normes comparables.

(2) Aux bornes de Framatome

ROYAUME-UNI

En millions d'euros

	S1 2020	S1 2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	438	267	-39,0	-39,7

➤ Production

- Production nucléaire à 20,9 TWh en baisse de -1,8 TWh, en lien avec le calendrier des arrêts (en particulier la prolongation de l'arrêt Sizewell B)
- Forte baisse des prix réalisés du nucléaire, tenant compte de la nécessité de rachats à des prix élevés

➤ Commercialisation

- Progression de l'activité sur le segment B2B après la crise du Covid au S1 2020



POD POINT :
env. 122 000 POINTS
DE CHARGE ⁽²⁾
DÉPLOYÉS À FIN
JUIN 2021 **SOIT +28 %**
VS FIN DÉCEMBRE
2020

(1) Variation organique à périmètre, normes et change comparables.

(2) Certaines bornes de recharge B2B peuvent être composées de plusieurs points de charge

ITALIE

En millions d'euros

	S1 2020	S1 2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	380	534	+40,5	+41,6

➤ **Forte croissance de l'EBITDA de +41,6 %**

➤ **Activité commercialisation et services**

- Reprise d'activité en particulier sur le segment des clients industriels
- Climat plus froid en 2021 : hausse des volumes de ventes de gaz B2B et B2C
- Amélioration des marges sur les ventes de gaz et d'électricité B2C

➤ **Activité gaz**

- Plus value de cession d'IDG (distribution gaz)
- Réduction des marges sur certains actifs gaziers

➤ **Activité électricité**

- Thermique : meilleure disponibilité des CCGT et optimisation des services au système électrique
- Hausse de la contribution de la production renouvelable (hydraulique et éolienne)



**RELÈVEMENT DE LA
NOTE S&P D'EDISON
DE BBB-/A-3 À BBB/ A-2**

(1) Variation organique à périmètre, normes et change comparables..

AUTRE INTERNATIONAL

En millions d'euros

	S1 2020	S1 2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	208	206	-1,0	+5,8
<i>dont Belgique</i> ⁽²⁾	135	122	-9,6	-7,4
<i>dont Brésil</i>	54	77	+42,6	+59,3

➤ Belgique ⁽²⁾

- **Éolien** : production en diminution de -17,9 % en lien avec des conditions de vent moins favorables qu'au S1 2020 malgré la progression des capacités installées à 557 MW ⁽³⁾ (+1,6 % vs fin 2020)
- **Nucléaire** : production en baisse conduisant à des rachats à des prix élevés
- **Thermique** : production en hausse grâce à une meilleure disponibilité des centrales et une augmentation des services rendus au système électrique
- **Commercialisation et services** : après un ralentissement en 2020 du fait de la crise sanitaire ⁽³⁾, croissance des activités de services et bonne résistance des activités commerciales dans un contexte marqué par une forte intensité concurrentielle et par l'extension des tarifs sociaux

➤ Brésil

- Augmentation en novembre 2020 du tarif du contrat de vente d'électricité (PPA) d'EDF Norte Fluminense et ventes sur les marchés spot à prix élevés
- Effet de change défavorable (dépréciation BRL versus Euro)



FINALISATION DE
L'ACQUISITION DU
PORTEFEUILLE ⁽⁴⁾
D'ENV. 330 000
CLIENTS (ESSENT
BELGIUM - GAZ ET
ÉLECTRICITÉ)
EN BELGIQUE



SIGNATURE D'UN
CONTRAT DE
SUPPORT À LA
CONSTRUCTION ET
EXPLOITATION
MAINTENANCE DE LA
CENTRALE CCG
MARLIM AZUL AU
BRÉSIL SUR 10 ANS

(1) Variation organique à périmètre, normes et change comparables.

(2) Luminus et EDF Belgium.

(3) Capacité nette au périmètre Luminus. 600 MW en capacité brute (croissance de +2,0 % vs fin 2020).

(4) Voir communiqué de presse Luminus du 3 mai 2021

AUTRES MÉTIERS

En millions d'euros

	S1 2020	S1 2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	135	854	x6	x6
<i>Dont Activités gazières</i>	<i>(296)</i>	<i>188</i>	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>
<i>Dont EDF Trading</i>	<i>391</i>	<i>608</i>	<i>+55,5</i>	<i>+56,3</i>

➤ Activités gazières

- Impacts très favorables de l'évolution à la hausse des *spreads* Europe / États-Unis à moyen et long terme

➤ EDF Trading

- Performance très soutenue liée à une volatilité élevée des marchés de commodités en Europe et aux États-Unis

(1) Variation organique à périmètre, normes et change comparables.

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	S1 2020	S1 2021	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(868)	(754)	114
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	<i>(872)</i>	<i>(760)</i>	<i>112</i>
Charges de désactualisation ⁽¹⁾	(1 172)	(1 016)	156
Autres produits et charges financiers	(262)	2 631	2 893
<i>Dont plus-values sur cessions d'actifs dédiés</i>	<i>70</i>	<i>34</i>	<i>(36)</i>
<i>Dont variation nette de juste valeur de titres de dette et de capitaux propres des actifs dédiés</i>	<i>(830)</i>	<i>1 836</i>	<i>2 666</i>
Résultat financier	(2 302)	861	3 163
<i>Hors éléments non récurrents, avant impôts (dont variation nette de la JV des instruments financiers IFRS 9)</i>	<i>909</i>	<i>(1 854)</i>	<i>(2 763)</i>
Résultat financier courant	(1 393)	(993)	400

(1) Dont impact de la baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2020

DES CHARGES D'INTÉRÊT SUR OPÉRATIONS DE FINANCEMENT AUX FRAIS FINANCIERS NETS DÉCAISSÉS

En millions d'euros	S1 2020 ⁽¹⁾	S1 2021	Δ
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(872)	(760)	112
Intérêts courus non échus	(131)	(86)	45
Autres produits & charges financiers (y compris dividendes)	412	453	41
Frais financiers nets décaissés	(591)	(393)	198

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2020 intègrent le reclassement d'un montant de 69 millions d'euros en « Frais financiers nets décaissés » : (9) en « Actifs dédiés » et (60) en « Autres variations non monétaires »

RÉSULTAT NET – PART DU GROUPE

En millions d'euros	S1 2020 Courant	S1 2020 non courant	S1 2020	S1 2021 courant	S1 2021 non courant	S1 2021
EBITDA	8 196	-	8 196	10 601	-	10 601
Volatilité des commodités	-	(323)	(323)	-	(541)	(541)
Dotation aux amortissements et provisions pour renouvellement	(5 255)	(103)	(5 358)	(5 122)	(72)	(5 194)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	-	(891)	(891)	-	(594)	(594)
EBIT	2 941	(1 317)	1 624	5 479	(1 207)	4 272
Résultat financier	(1 393)	(909)	(2 302)	(993)	1 854	861
Impôts sur les résultats	(377)	419	42	(1 187)	(271)	(1 458)
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	172	(161)	11	378	(34)	344
Résultat net des activités en cours de cession	(33)	(128)	(161)	(3)	-	(3)
Déduction du résultat net – part des minoritaires	(43)	128	85	(66)	(90)	(156)
Résultat net - part du groupe	1 267	(1 968)	(701)	3 740	432	4 172

QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES

En millions d'euros	S1 2020	S1 2021	Δ
CTE/RTE	56	116	60
CENG	(113)	105	218
Autres ⁽¹⁾	68	123	55
TOTAL	11	344	333

(1) Principalement Jera Trading, NTPC, Compagnie Énergétique de Sinop (CES), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables et EDF SA

RÉSULTAT NET – PART DES MINORITAIRES

En millions d'euros	S1 2020	S1 2021	Δ
Framatome	(12)	2	14
Royaume-Uni	(116)	(215)	(99)
Italie	5	11	6
Autre international	(1)	4	5
EDF Renouvelables	18	8	(10)
Autres	21	34	13
TOTAL	(85)	(156)	(71)

ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros

	S1 2020 ⁽¹⁾	S1 2021
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	8 196	10 601
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	(304)	(391)
Excédent brut d'exploitation Cash (EBITDA Cash)	7 892	10 210
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(1 364)	(1 896)
Investissements nets – hors cessions 2020-2022 ⁽²⁾	(6 988)	(7 679)
Dividendes reçus des entreprises associées	112	112
Autres éléments	(168)	(181)
Cash flow généré par les opérations	(516)	566
Cessions d'actifs	-	420
Impôts sur le résultat payé	(368)	(343)
Frais financiers nets décaissés	(591)	(393)
Actifs dédiés	54	(79)
Dividendes versés	(408)	(411)
Cash flow Groupe	(1 829)	(240)
Emissions d'emprunt d'hybrides et autres variations monétaires	(125)	942
Variation monétaire de l'endettement financier net	(1 954)	702
Effet de la variation de change	467	(304)
Autres variations non monétaires – IFRS 16	(406)	(364)
Autres variations non monétaires	1 043	1 249
Variation de l'endettement financier net des activités poursuivies	(850)	1 283
Variation de l'endettement financier net des activités en cours de cession	(19)	-
Endettement financier net d'ouverture	41 133	42 290
Endettement financier net de clôture	42 002	41 007

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2020 intègrent le reclassement d'un montant de 69 millions d'euros en « Frais financiers nets décaissés » : (9) en « Actifs dédiés » et (60) en « Autres variations non monétaires »

(2) Y compris HPC et Linky

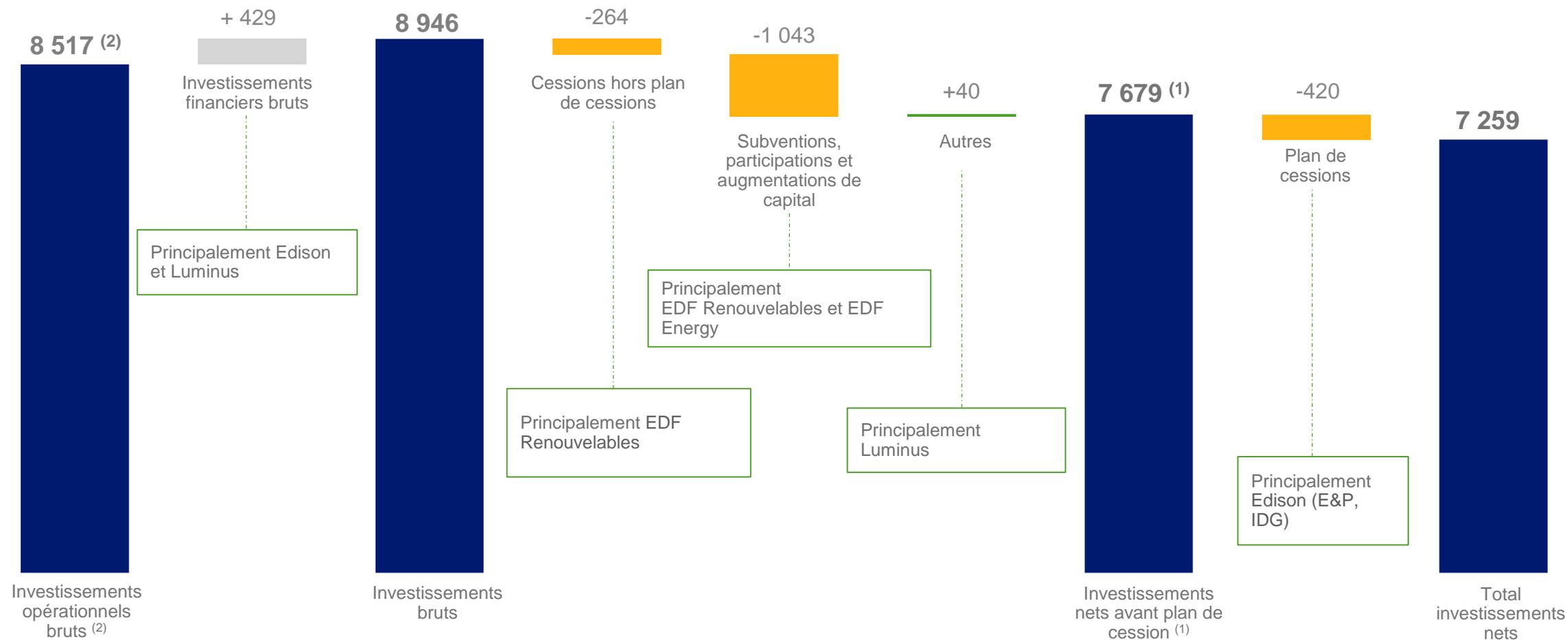
INVESTISSEMENTS NETS

En millions d'euros	S1 2020	S1 2021	Δ	Δ %
France – Activités de production et commercialisation	2 812	2 655	(156)	(6)
France – Activités régulées	2 009	2 407	398	20
Framatome	83	74	(8)	(10)
Royaume-Uni	1 239	1 433	194	16
Italie	166	486	320	193
Autre international	30	197	167	561
EDF Renouvelables	591	368	(222)	(38)
<i>Dont investissements bruts</i>	<i>844</i>	<i>1 032</i>		
<i>Dont désinvestissements et subventions</i>	<i>(252)</i>	<i>(664)</i>		
Dalkia	27	80	53	200
Autres métiers	31	(21)	(52)	(168)
Investissements nets hors plan de cession d'actifs	6 988	7 679	692	10
Plan de cessions d'actifs Groupe	-	(420)	(420)	-
INVESTISSEMENTS NETS	6 988	7 259	272	4

NB : Chiffres arrondis à l'entier le plus proche

INVESTISSEMENTS : PASSAGE DU BRUT AU NET (1)

En millions d'euros

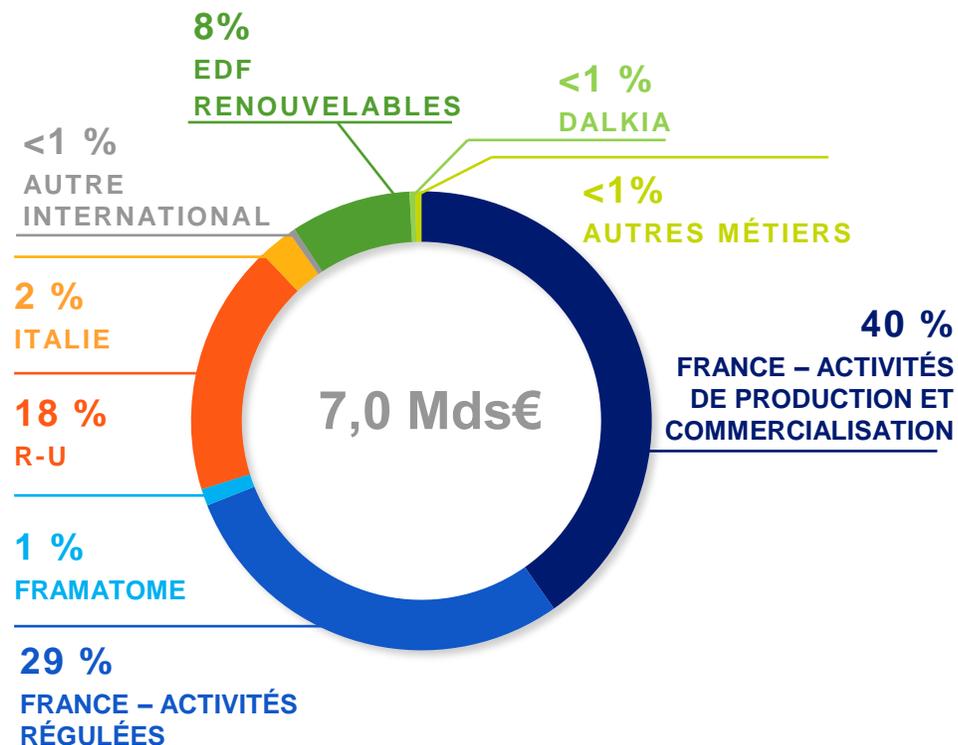


(1) Investissements nets dans le tableau de variation de l'EFN, y compris Linky, HPC et hors plan de cession

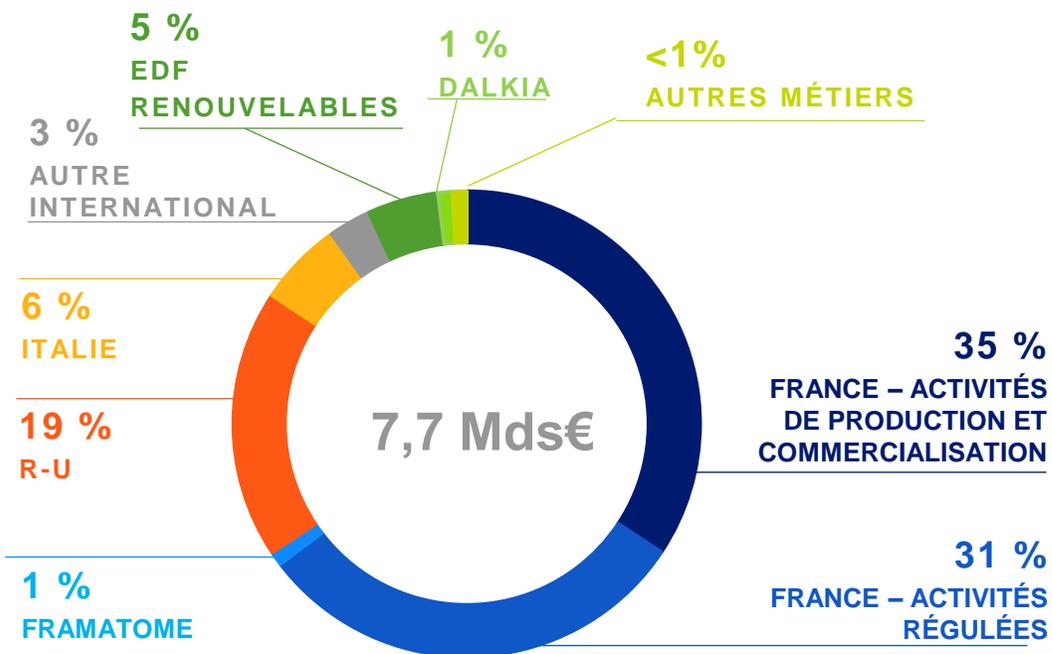
(2) Investissements incorporels et corporels dans le TFT des comptes consolidés

INVESTISSEMENTS NETS TOTAUX Y COMPRIS ACQUISITIONS, HORS PLAN DE CESSION

S1 2020

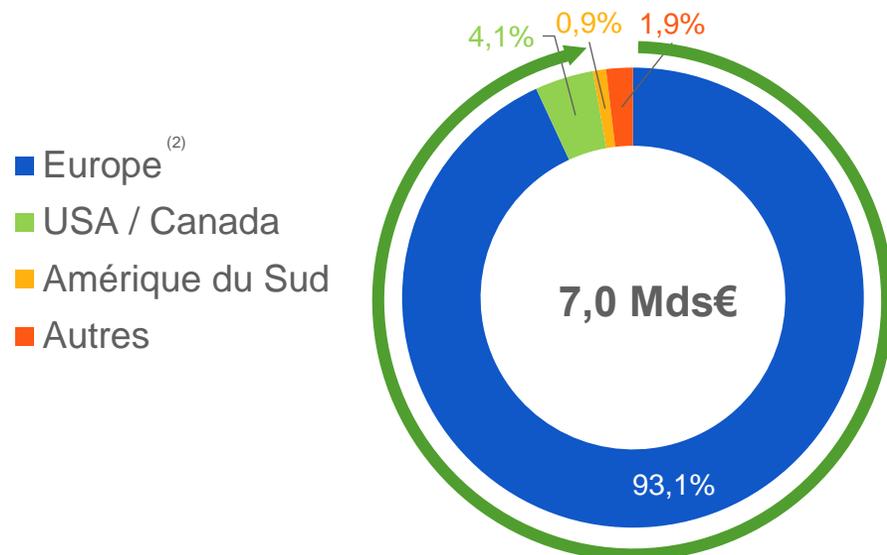


S1 2021

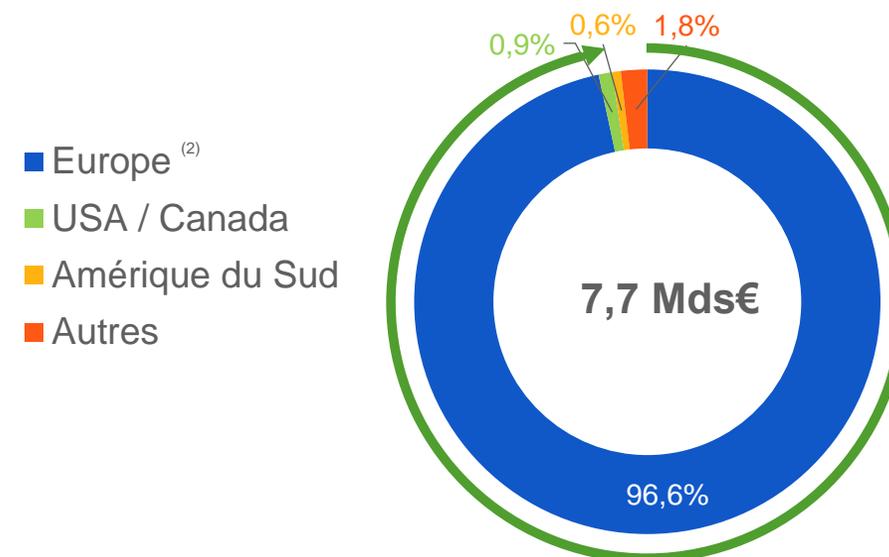


RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES INVESTISSEMENTS NETS TOTAUX (1)

S1 2020



S1 2021



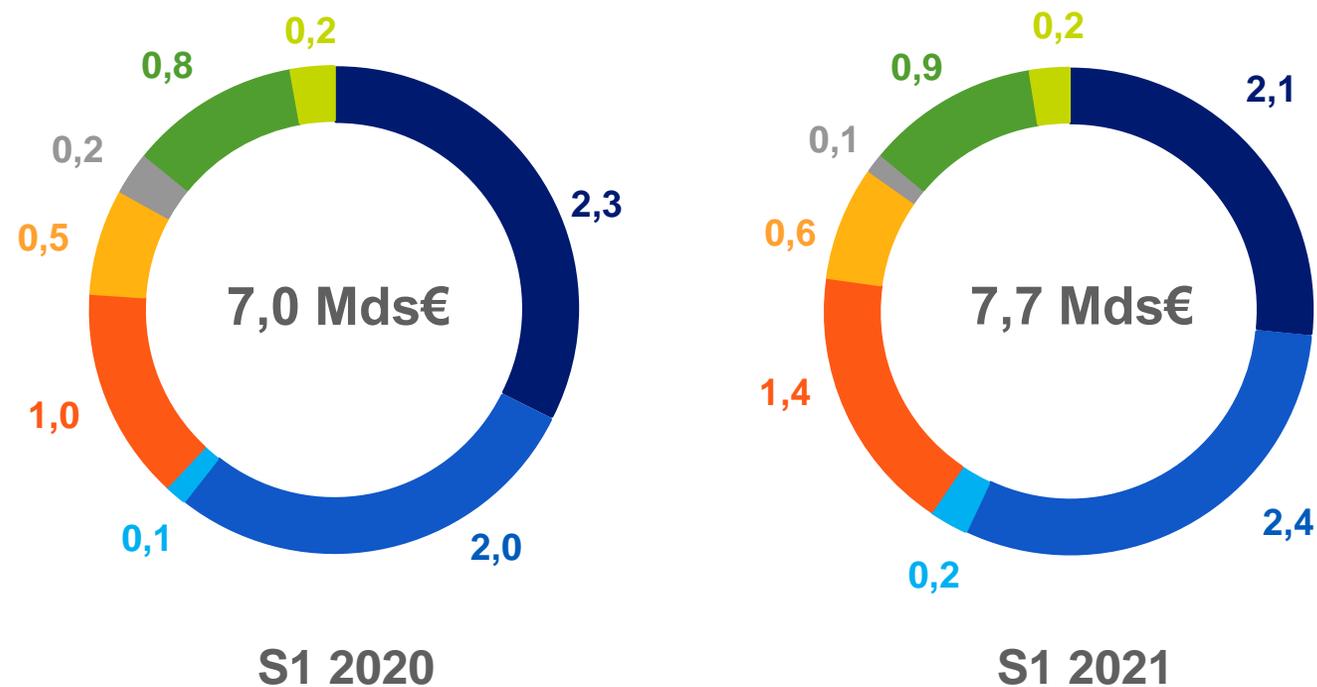
98 % des investissements en Europe et Amérique du Nord en 2021 : faible exposition au risque pays

(1) Investissements nets totaux y compris acquisitions, hors plan de cessions

(2) France (Commercialisation et Production et Activités Régulées (y compris Linky)), Royaume Uni (y compris HPC), Italie, part d'EDF Renouvelables, Framatome et Dalkia en Europe

INVESTISSEMENTS NETS Y COMPRIS ACQUISITIONS HORS PLAN DE CESSION

En milliards d'euros



NB : chiffres arrondis à la décimale la plus proche

(1) Dont maintenance thermique, gaz, immobilier, fonctions centrales

Données S1 2021

En milliards d'euros

	Maintenance	Développement	TOTAL
Renouvelables	0,2	0,7	0,9
Maintenance Nucléaire (France, Belgique, UK) yc Grand Carénage	2,1	-	2,1
Enedis, SEI et ES	1,0	1,4	2,4
Framatome	0,04	0,04	0,1
Projet Flamanville 3	-	0,2	0,2
Services	0,04	0,1	0,1
Nouveau nucléaire	-	1,4	1,4
Autres (1)	0,2	0,4	0,6
TOTAL	3,6	4,1	7,7

BILAN SIMPLIFIÉ

ACTIF	31/12/2020	30/06/2021
(en millions d'euros)		
Actif immobilisé	179 658	182 256
Autres actifs non courants	57 574	61 250
Actifs non courants	237 232	243 506
Stocks et clients	29 259	30 525
Autres Actifs courants	30 834	35 874
Trésorerie et équivalents	6 270	5 928
Actif courant	66 363	72 327
Actifs détenus en vue de leur vente	2 296	2 617
Total Actif	305 891	318 450

PASSIF	31/12/2020	30/06/2021
(en millions d'euros)		
Capitaux propres - part du Groupe	45 633	53 773
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	9 593	10 279
Total des capitaux propres	55 226	64 052
Provisions non courantes	85 837	83 674
Passifs spécifiques des concessions	48 420	48 501
Autres passifs non courants	63 888	61 068
Passifs non courants	198 145	193 243
Passifs courants	52 412	60 880
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	108	275
Total Passif	305 891	318 450

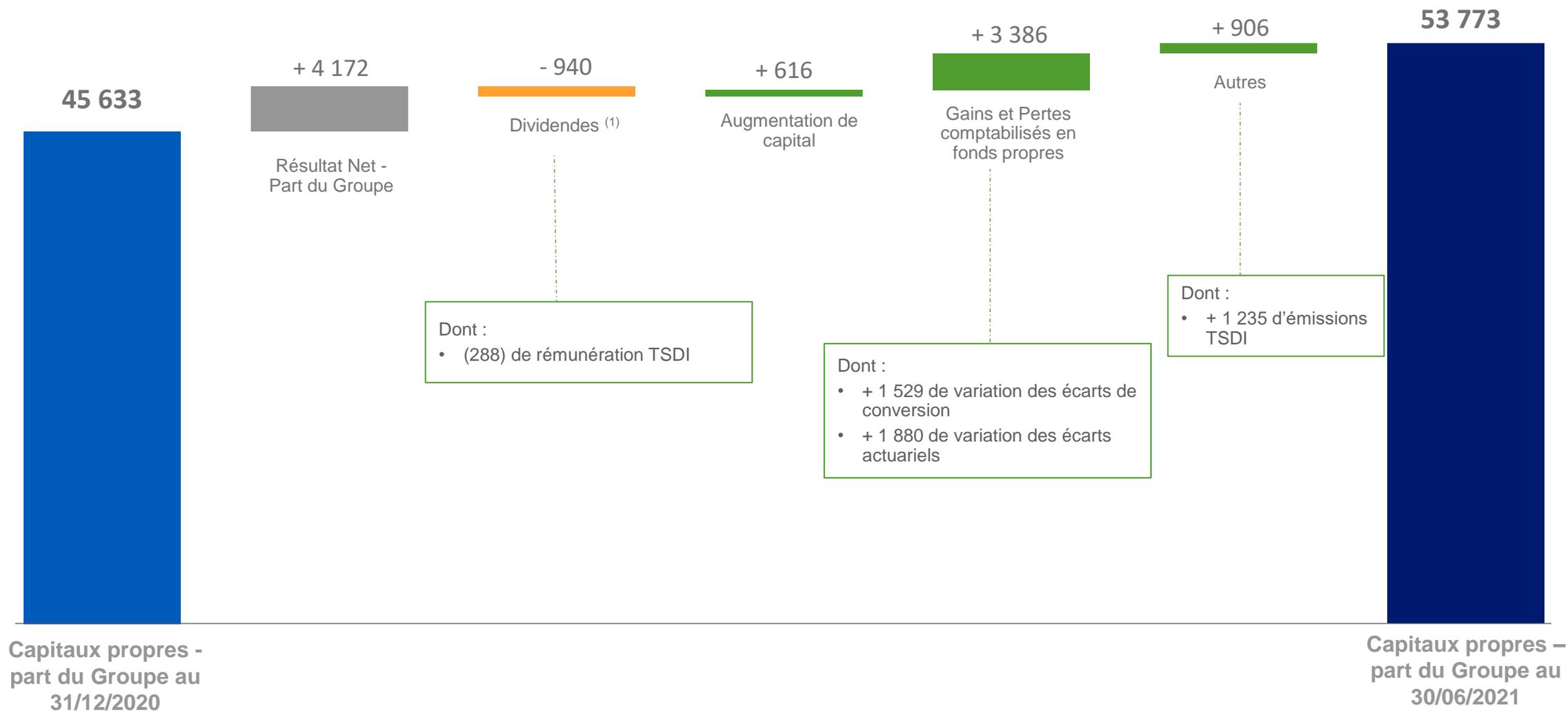
GOODWILL

En millions d'euros	31/12/2020	30/06/2021	Δ
EDF Energy ⁽¹⁾	7 569	7 929	360
Framatome	1 332	1 332	-
Dalkia	572	576	4
Autres	792	803	11
TOTAL	10 265	10 640	375

(1) Dont variation principalement due à l'effet de change

CAPITAUX PROPRES - PART DU GROUPE

En millions d'euros

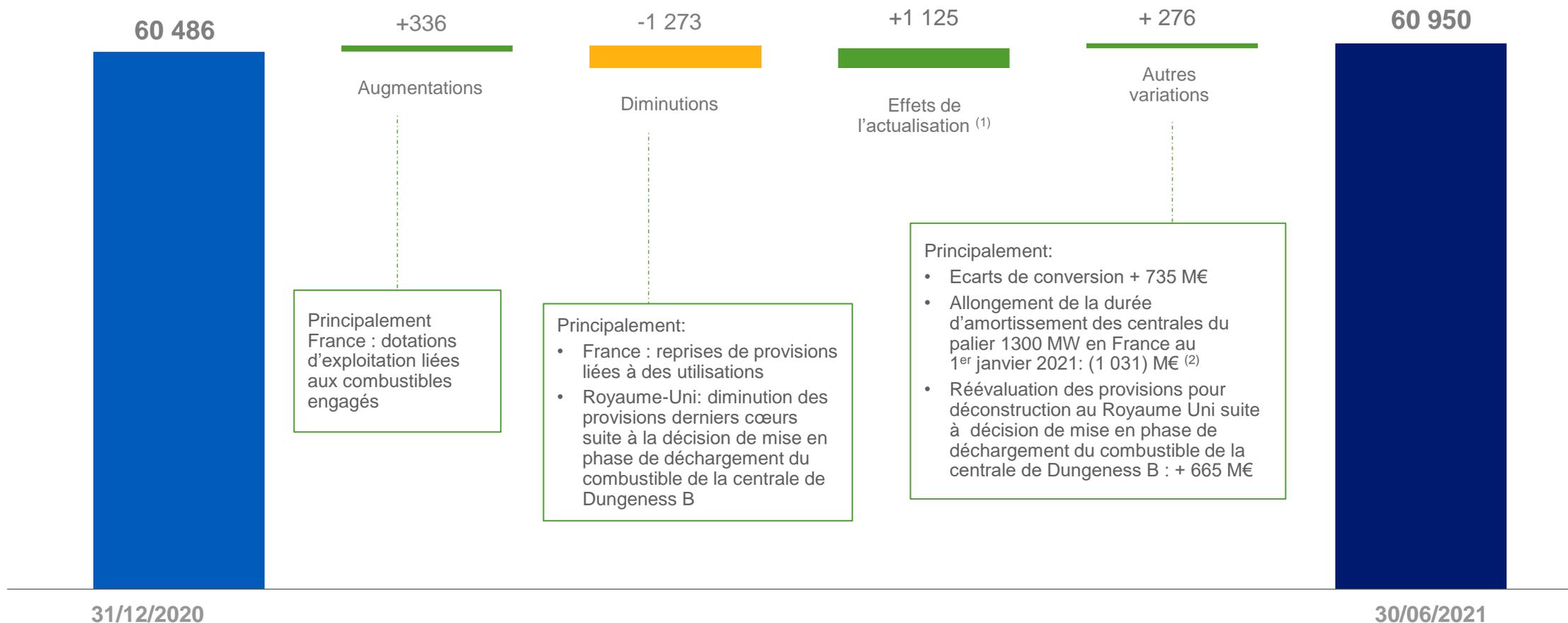


PROVISIONS GROUPE

En millions d'euros	31 décembre 2020			30 juin 2021		
	Courant	Non Courant	Total	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 430	26 137	27 567	1 168	26 649	27 817
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	723	32 196	32 919	1 358	31 775	33 133
Autres provisions pour déconstruction	120	1 744	1 864	86	1 787	1 873
Provisions pour avantages du personnel	879	22 130	23 009	843	19 783	20 626
Autres provisions	2 675	3 630	6 305	3 246	3 680	6 926
Total des provisions	5 827	85 837	91 664	6 701	83 674	90 375

PROVISIONS NUCLÉAIRES GROUPE

En millions d'euros



(1) Dont France +732 M€ et Royaume-Uni +389 M€

(2) Au titre des provisions adossées à des actifs (impact sur la valeur des actifs au bilan). L'impact sur les provisions ayant une contrepartie en compte de résultat est de + 15 M€ (présenté au sein des « augmentations » et « diminutions »), soit un impact total de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1300 MW en France au 1^{er} janvier 2021 de (1 016) M€

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros	31/12/2020	Dotations nettes	Effets de l'actualisation	Autres variations ⁽¹⁾	30/06/2021
Total des provisions pour aval du cycle nucléaire	24 622	(435)	419	117	24 723
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 322	(281)	196	(9)	11 228
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	(154)	223	126	13 495
Total des provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20 200	(55)	313	(1 144)	19 314
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	(55)	272	(936)	16 770
Provisions pour derniers cœurs	2 711	-	41	(208)	2 544
TOTAL PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE	44 822	(490)	732	(1 027)	44 037

NB : Concernant la dotation aux actifs dédiés en couverture des provisions nucléaires, cf. la slide « Actifs dédiés » en page 112

(1) Les autres mouvements comprennent les variations de provisions adossées à des actifs. Ces variations ne passent pas par le compte de résultat

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (1/5)

	Décembre 2020	Juin 2021
Taux plafond réglementaire - nominal		
Taux plafond réglementaire – réel	2,7 % ⁽¹⁾	2,8 %
Taux d'actualisation nominal	3,3 %	3,4 %
Taux d'actualisation réel	2,1 %	2,1 %
Inflation	1,2 %	1,3 %

Le taux réel d'actualisation, calculé selon les modalités de calcul appliquées depuis fin 2020, s'établit à 2,1% au 30 juin 2021 compte tenu des données de marché à cette date, avec une hypothèse d'inflation de 1,3 %.

Le taux d'actualisation réel est stable par rapport à fin 2020

(1) 2,66 % arrondi 2,7 %

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (2/5)

LE PLAFOND RÉGLEMENTAIRE

- **Le taux d'actualisation** retenu pour les provisions nucléaires en France doit respecter un **plafond réglementaire** calculé selon une formule définie par arrêté ministériel, conformément au Code de l'environnement (art.D594-4)
- **Le plafond réglementaire** applicable à compter du 2^e semestre 2020 a été défini par l'arrêté ministériel du 1^{er} juillet 2020 (Art.3).
- **Ce plafond réglementaire** en vigueur est exprimé en valeur réelle (nette de l'inflation) et égal, après une période de transition de 4 ans à compter de fin 2020, à la valeur 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 (*UFR = Ultimate Forward Rate*), applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base.
- L'application de la formule au 30/06/2021 donne **un plafond réglementaire du taux d'actualisation de 2,8 % en valeur réelle.**

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (3/5)

EVOLUTION DES MODALITÉS DE CALCUL DU TAUX D'ACTUALISATION

- Le taux d'actualisation est établi depuis fin 2020 sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend :
 - une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR ⁽¹⁾ (Ultimate Forward Rate) ;
 - à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB.
- Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite.
- L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2%).
- Cette modalité de calcul du taux d'actualisation conduit au 30 juin 2021 à un taux d'actualisation nominal de 3,4% associé à un taux d'inflation de 1,3% (respectivement 3,3% et 1,2% au 31 décembre 2020), soit un taux réel inchangé de 2,1%.

(1) Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA») pour les passifs assurantiels, de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme.

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (4/5)

SENSIBILITÉS AU 31/12/2020

- Toutes choses égales par ailleurs, en fonction des hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'inflation, **la sensibilité ⁽¹⁾ à une baisse du taux d'actualisation réel de 0,2% (hors effet d'impôt associé) serait de :**
 - Sur la provision au bilan : 2 032 M€ ⁽²⁾ (dont 1 772 M€ pour les provisions couvertes par des actifs dédiés)
 - Sur le résultat avant impôts : (1 221) M€
- Cette augmentation des provisions nucléaires, et notamment celles devant être couvertes par des actifs dédiés, **ne signifie pas une transposition mécanique de cet effet sur l'Endettement Financier Net du Groupe** aux dates considérées, le montant à doter aux actifs dédiés au titre de chaque année pouvant varier, notamment en fonction (compte tenu du décret du 1^{er} juillet 2020) :
 - de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant ⁽³⁾
 - du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité pour les ministres de fixer un délai maximum de 5 ans pour effectuer la dotation

(1) Telle que publiée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2020

(2) Dont 811 M€ ayant pour contrepartie des actifs

(3) Pas de nécessité de doter dès lors que le taux de couverture atteint 100 %

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE : ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU TAUX D'ACTUALISATION SUR BASE DES PROVISIONS AU 31/12/2020 (5/5)

Sensibilité au taux d'actualisation

Pour une variation de 20 points de base

Montants provisionnés
en valeur actualisée

Sur la provision
au bilan

Sur le résultat
avant impôt

En millions d'euros		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
Gestion du combustible utilisé	11 322	(261)	287	229	(253)
Reprise et conditionnement des déchets ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
Gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	(793)	954	646	(796)
Déconstruction et derniers cœurs					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	(498)	522	-	-
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	(160)	172	160	(172)
Derniers cœurs	2 711	(91)	97	-	-
Total	44 822	(1 803)	2 032	1 035	(1 221)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	32 676	(1 564)	1 772	875	(1 043)

(1) Reclassé en Gestion à long terme des déchets radioactifs au 31/12/2020 afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature (donnant la décomposition des charges nucléaires en opérations définies) telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires

IMPACTS D'UNE HAUSSE DES TAUX LONGS DE 50 POINTS DE BASE (EUR – GBP – USD)

Impact prévisionnel estimé ⁽¹⁾ d'une hausse supplémentaire de 50 bps des taux longs en 2021

en M€		Provisions nucléaires France	Provisions pour avantages du personnel France	TOTAL	
Impact EBITDA			90	90	Impact résultat avant impôt: +1 090 M€
Impact résultat financier (charge de désactualisation)	Impact estimé à +20 bps sur le taux d'actualisation réel des provisions nucléaires	1 000	Impact estimé à +50 bps sur le taux d'actualisation réel des provisions pour avantages du personnel	1 000	
Impact impôt		(300)	(30)	(330)	
Impact Résultat Net		700	60	760	
Impact <i>Cash Flow Statement</i>		(300)	(30)	(330)	
Impact Dette Economique ⁽²⁾	Impact cash-flow: +300 M€ Baisse provisions nucléaires: -1 800 M€ Impact négatif sur les Actifs Dédiés: +500 M€	(1 000)	Impact cash-flow: +30 M€ Baisse engagements sociaux: -3 500 M€ Impact négatif sur les Actifs de couverture: +1 000 M€ Abattement fiscal: +750 M€	(1 720)	(2 720)

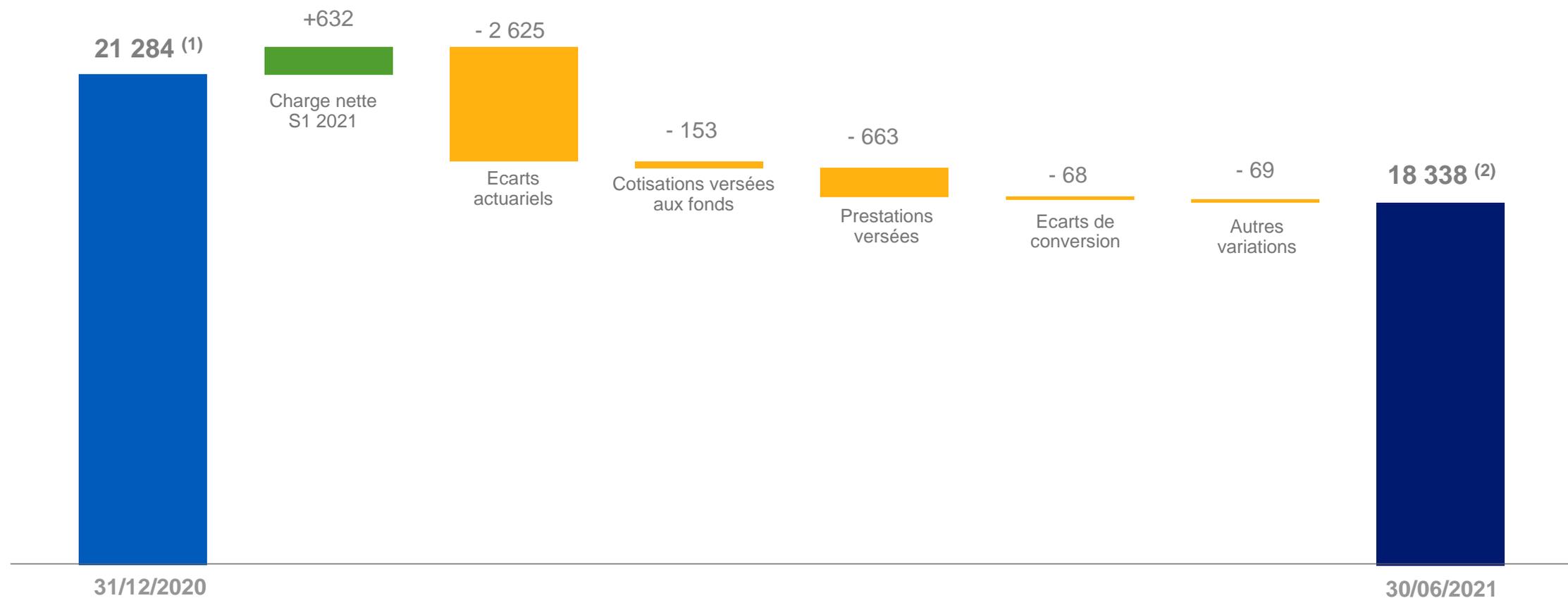
Impact favorable d'environ + 1,1 Mds€ sur le résultat avant impôt 2021 et baisse de la dette économique de -2,7 Mds€

(1) Estimation donnée à titre indicatif. L'exhaustivité des effets économiques d'une hausse des taux pour le Groupe n'est pas présentée ici. Les parenthèses indiquent un impact défavorable sur les flux (augmentation de la charge ou diminution du produit) ou favorable sur la dette économique (diminution). Provisions nucléaires France : impact estimé de +0,2% sur le taux réel

(2) Dette Economique : endettement financier net + provisions (nettes de l'effet sur les actifs d'adossement et après application d'un abattement fiscal de 30% sur les provisions pour avantage du personnel)

PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL GROUPE : VARIATION DU PASSIF NET

En millions d'euros



(1) Dont 23 009M€ de provisions pour avantages du personnel et (1 725) M€ d'actifs financiers non courant

(2) Dont 20 626M€ de provisions pour avantages du personnel et (2 288) M€ d'actifs financiers non courants

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

FINANCEMENT ET TRÉSORERIE



ENDETTEMENT ET LIQUIDITÉ

En milliards d'euros	30/06/2020	31/12/2020	30/06/2021
Endettement financier net	42,0	42,3	41,0
Ratio EFN / EBITDA	2,54x	2,61x	2,21x
Dette			
• Dette obligataire	51,6	50,2	46,8
• Maturité moyenne de la dette brute (années)	12,7	14,5	15,3
• Coupon moyen	2,10%	2,32 %	2,27 %
Liquidité brute ⁽¹⁾	40,9	32,4	28,4

(1) Avec trésorerie et équivalents de trésorerie, actifs liquides, et lignes de crédit non-tirées

ENDETTEMENT FINANCIER NET

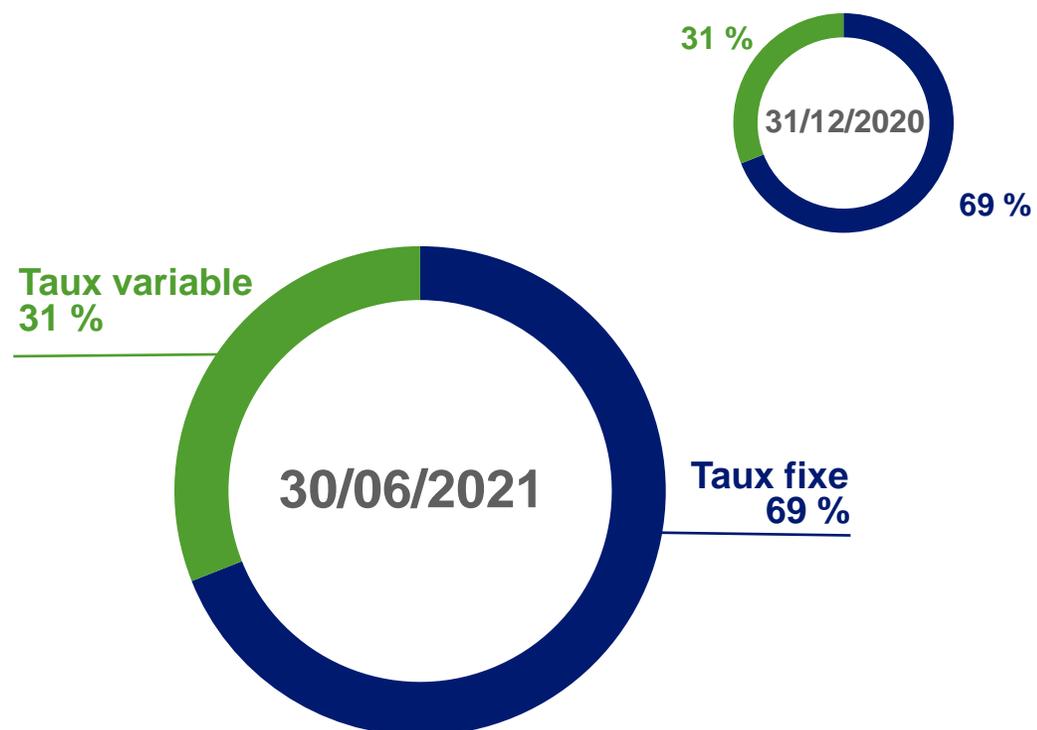
En millions d'euros	30/06/2020	31/12/2020 ⁽¹⁾	30/06/2021 ⁽¹⁾
Emprunts et dettes financières	77 856	65 591	61 503
Dérivés de couverture de dettes	(5 912)	(1 986)	(2 831)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(15 561)	(6 270)	(5 928)
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(14 386)	(15 028)	(11 715)
Dettes financières nettes reclassées (IFRS 5) ⁽²⁾	5	(17)	(22)
Endettement financier net	42 002	42 290	41 007

(1) Après application de la norme IFRS 16

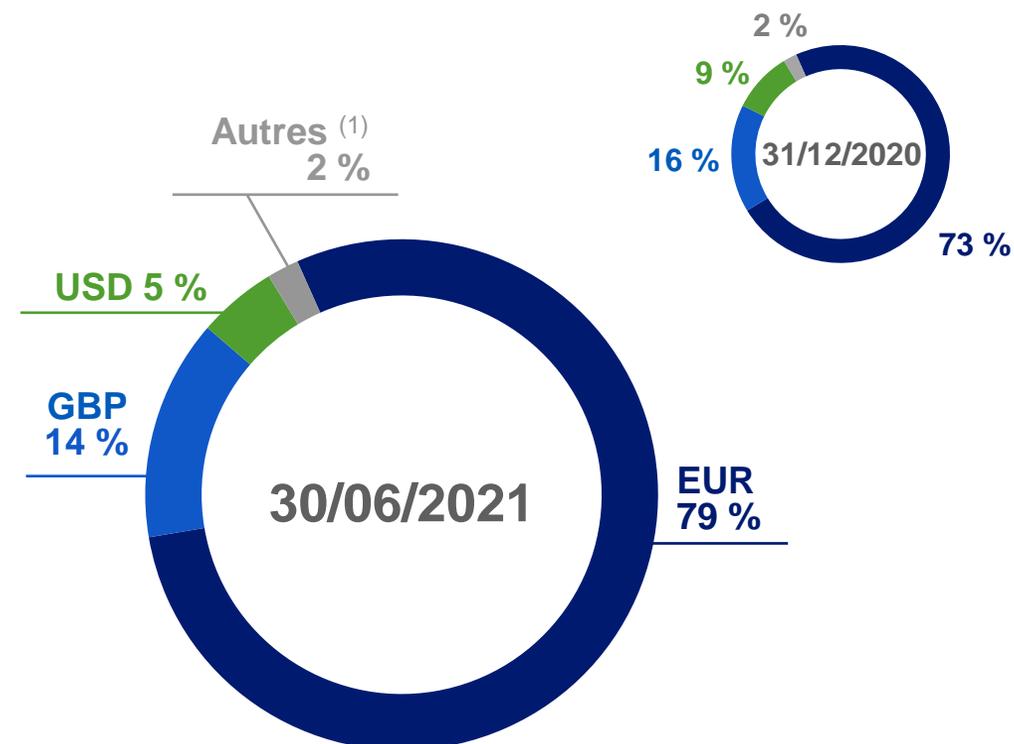
(2) Suite à la cession de l'activité E&P d'Edison

DETTE FINANCIÈRE BRUTE APRÈS SWAPS

Ventilation par type de taux



Ventilation par devise



(1) Principalement CHF, PLN, CAD et JPY

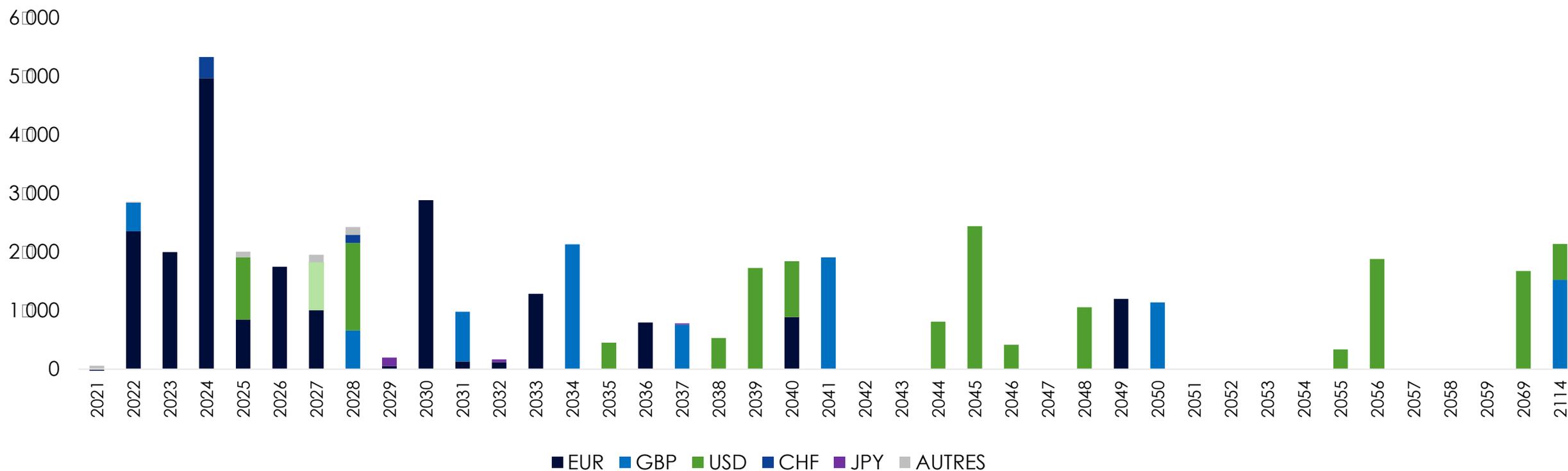
TOMBÉES DE DETTES OBLIGATAIRES PAR DEVISE

En millions d'euros, avant swaps

Dont

(en équivalent M€)

	2021	2022	2023	2024
EUR	-	2 353	1 980	4 939
GBP	-	490	-	-
USD	-	-	-	-



PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 30 JUIN 2021 (1/2)

	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88%
	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75%
	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63%
	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0,00%
Green Bond	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63%
	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00%
Green Bond	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00%
	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09%
	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13%
	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50%
	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63%
	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00%

(1) Date de réception des fonds

PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 30 JUIN 2021 (2/2)

Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
07/2001	07/2031	650	GBP	5,88%
02/2003	02/2033	850	EUR	5,63%
06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13%
10/2016	10/2036	750	EUR	1,88%
09/2018	09/2038	650	USD	4,88%
01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95%
11/2010	11/2040	750	EUR	4,50%
10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50%
01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88%
10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75%
10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95%
09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00%
12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00%
09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13%
10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99%
11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50%
01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00%

(1) Date de réception des fonds

PRÉSENTATION DU STOCK DE TITRES HYBRIDES

Emission de titres hybrides



PRINCIPAUX ÉLÉMENTS

L'émission de titres hybrides contribue au renforcement du bilan grâce à leur qualification de capitaux propres d'après les normes IFRS, et à moitié en dettes et à moitié en capitaux propres pour les agences de notations.

Nouvelle émission en mai 2021 pour des titres libellés en euros d'une valeur nominale de 1 250 millions d'euros avec un coupon initial de 2,625%

Ces émissions permettent d'allonger la maturité du stock de titres hybrides et de réduire le coupon moyen

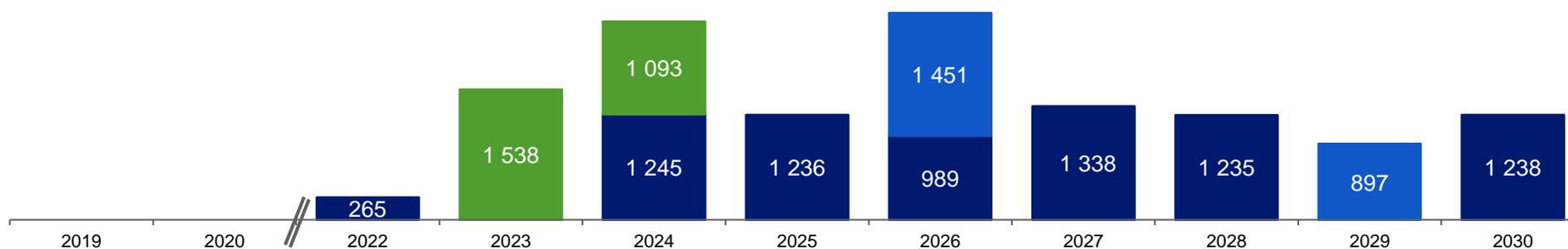
Stock de titres hybrides suite à l'émission de nouveaux titres (en millions d'euros) ⁽¹⁾

Montant total: 12,5 Mds € ⁽¹⁾

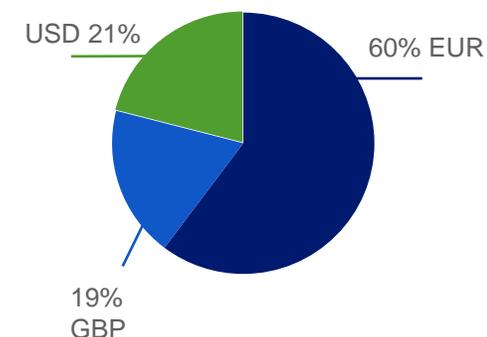
Maturité moyenne: 4,77 ans

Coût moyen: 4,57%

Echéancier en base correspondant aux premières dates de call

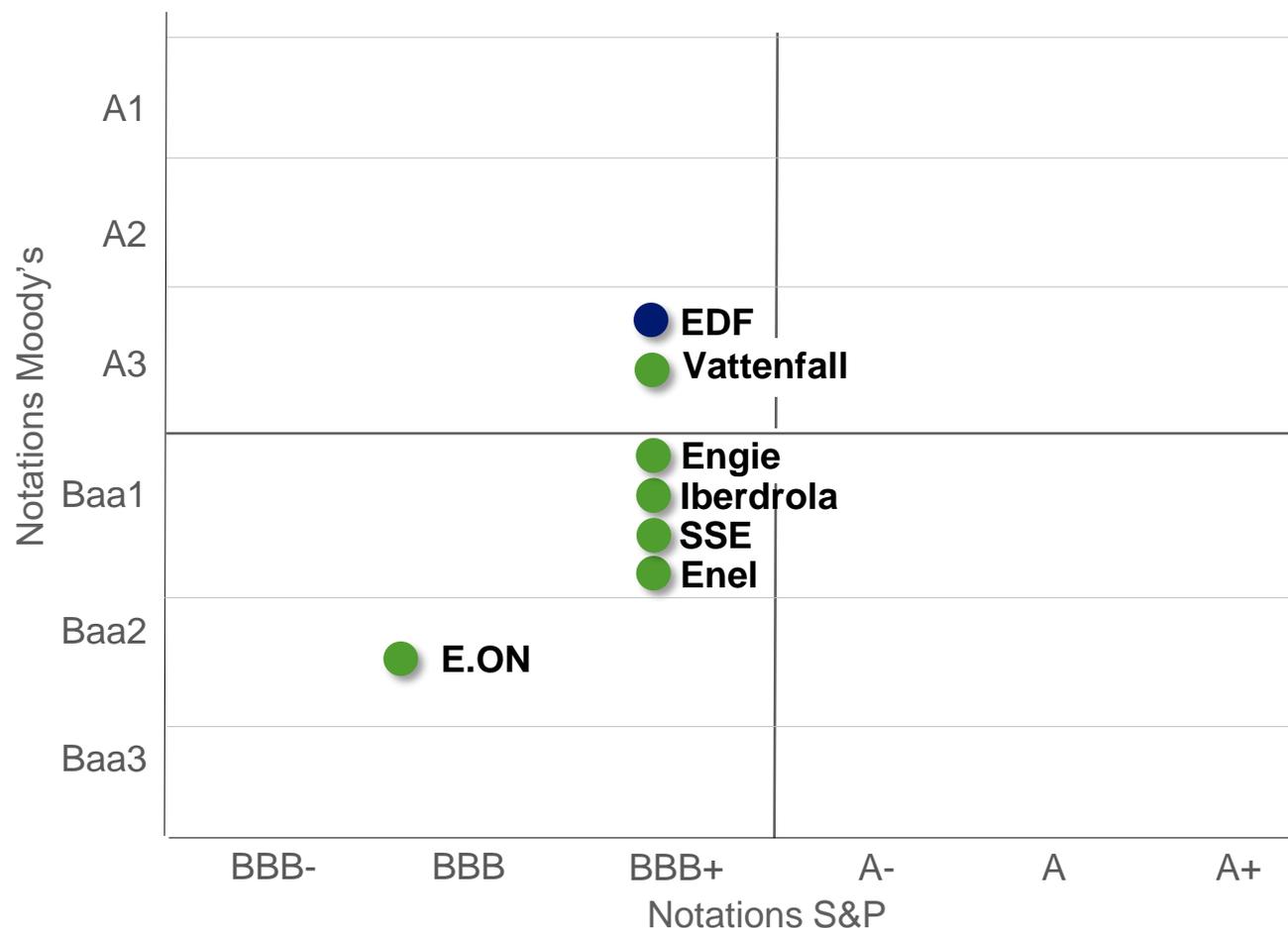


Répartition du stock par devise



(1) Taux de change au moment où l'opération concernée a lieu

NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
EDF	BBB+ stable ⁽¹⁾	A3 negative ⁽²⁾	A- negative ⁽³⁾
Engie	BBB+ stable	Baa1 stable	A- stable
Vattenfall	BBB+ stable	A3 stable	n.d.
SSE	BBB+ stable	Baa1 negative	BBB stable
Iberdrola	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ stable
Enel	BBB+ stable	Baa1 stable	A- stable
E.ON	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable
Uniper	BBB stable	n.d.	n.d.
RWE	n.d.	Baa2 stable	BBB+ stable

Sources: agences de notations, données au 28/07/2021

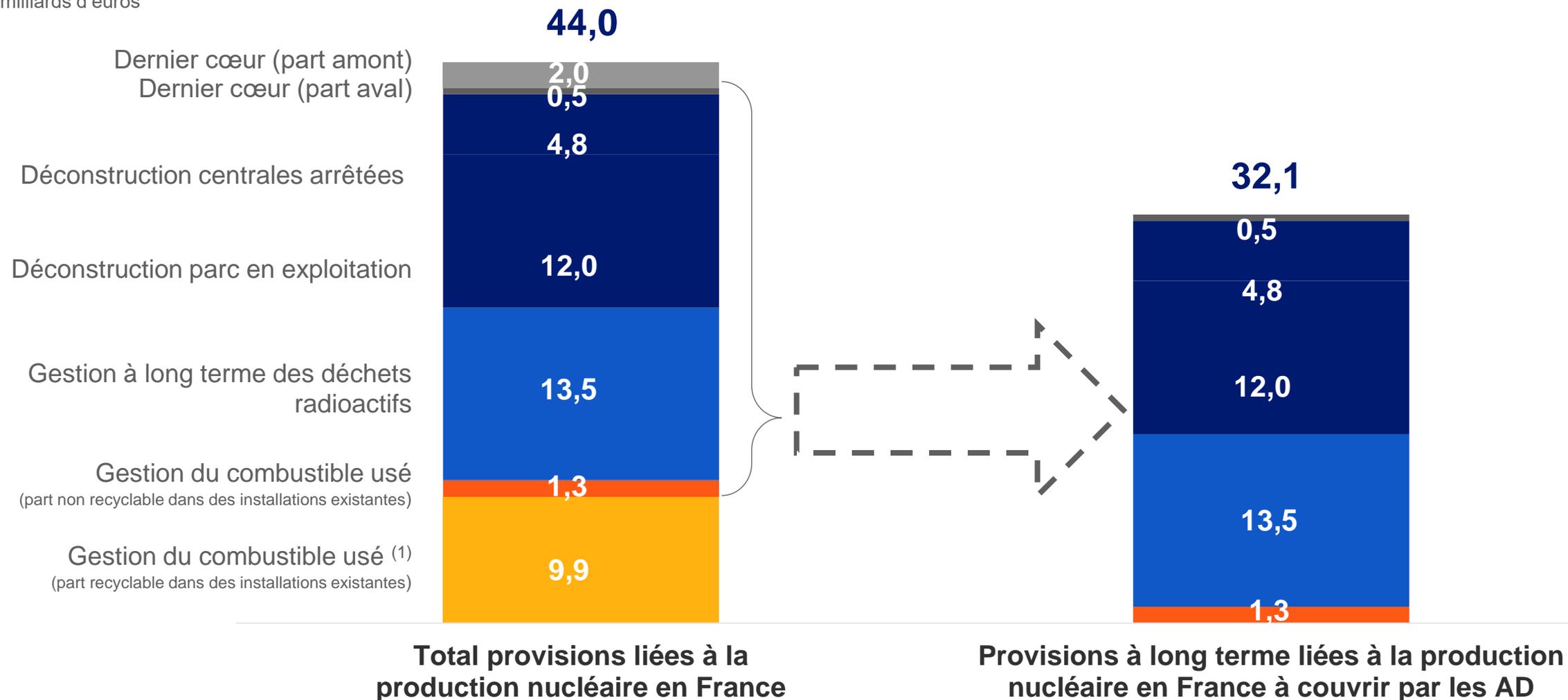
(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 10 mars 2021

(2) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Moody's en date du 24 avril 2020

(3) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Fitch en date du 19 juillet 2021

PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE EN FRANCE PART À COUVRIR PAR DES ACTIFS DÉDIÉS (AD)

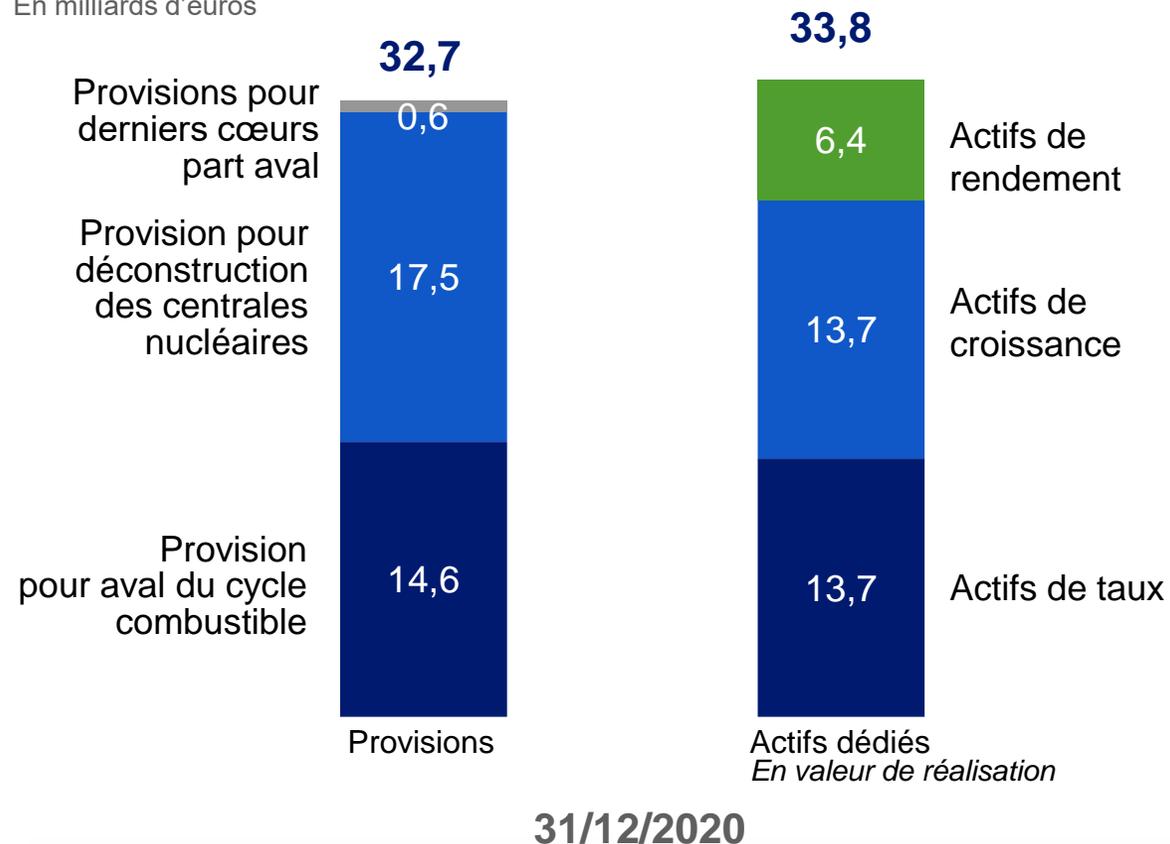
En milliards d'euros



(1) Liée au cycle d'exploitation

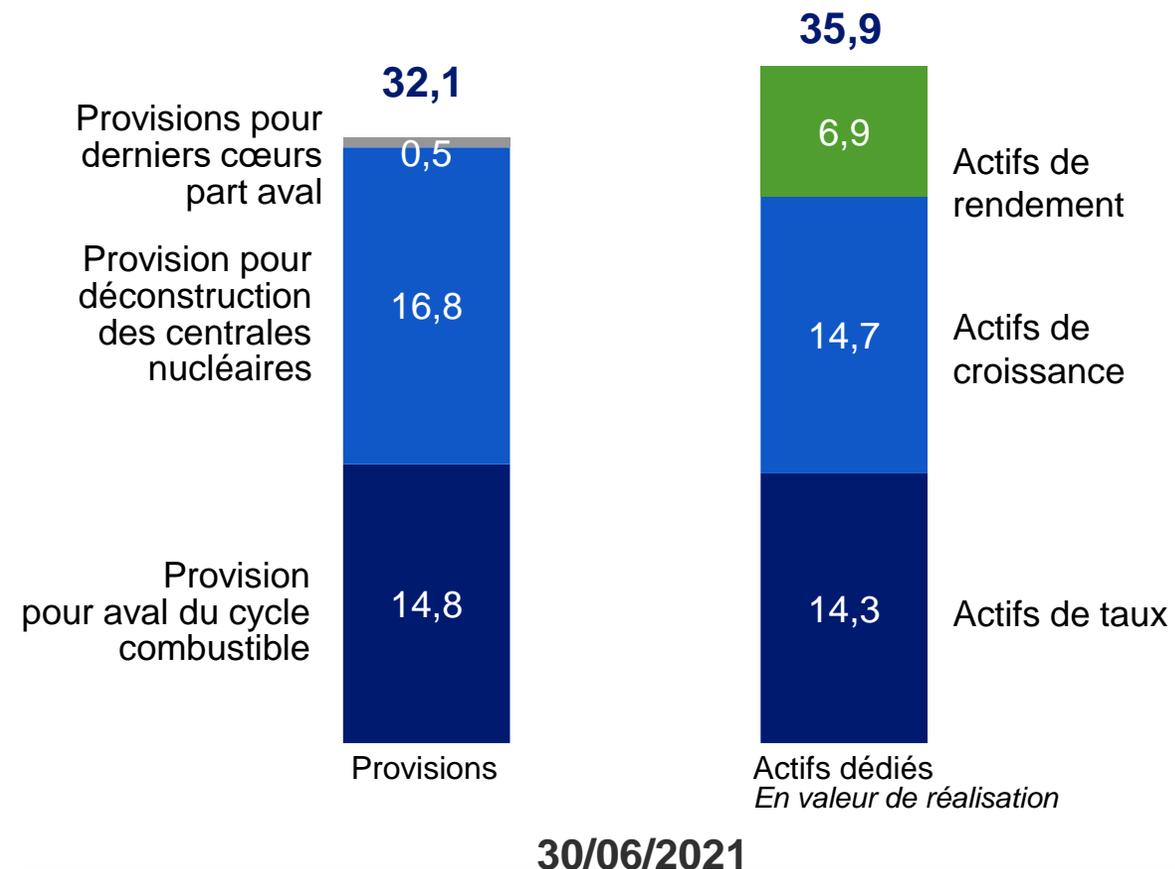
ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA

En milliards d'euros



31/12/2020

- Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire est de 103,6%
- Pas de dotation aux AD à réaliser en 2021 au titre de 2020 du fait du taux de couverture supérieur à 100%, conformément à la réglementation en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2020



30/06/2021

- Au 30 juin 2021, le taux de couverture réglementaire est de 111,8%

PERFORMANCE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA (1)

ACTIFS DE RENDEMENT:
+ 7,5 %

La performance des actifs de rendement, constitués **d'actifs immobiliers et d'infrastructures**, est composée des **dividendes** reçus, en ligne avec les attentes, et de la **variation de la valeur de réalisation** des participations au cours du semestre. Cette performance **solide** (+7,5%) est obtenue grâce à une bonne **diversification** sectorielle et géographique.

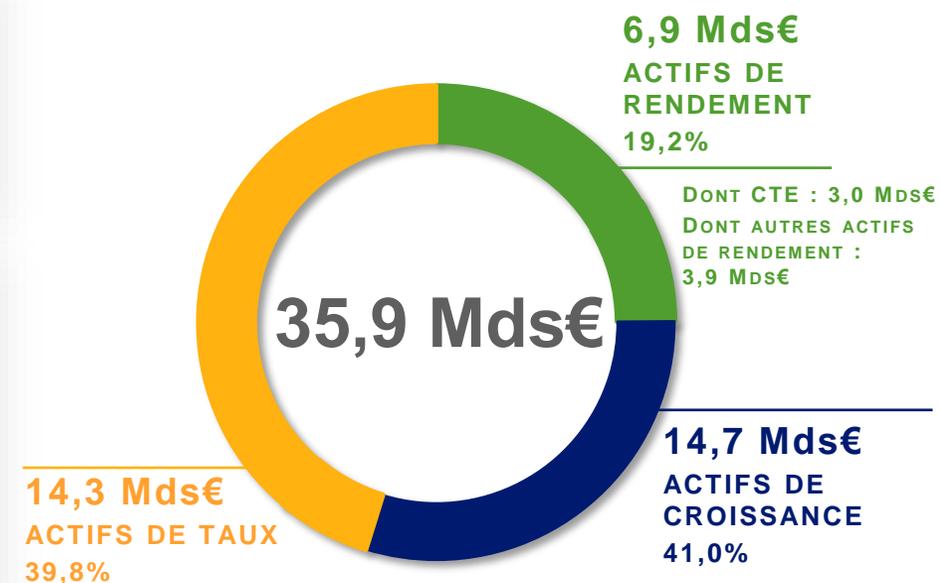
ACTIFS DE CROISSANCE:
+ 14,4 %

Du fait de la **hausse des marchés cotés**, la poche de croissance est ressortie avec une performance globale de + 14,4 % portée principalement par les actions cotées qui, pour toutes les poches géographiques (à l'exception de l'Asie Pacifique), ont **surperformé leurs indices**, modérément pour l'Europe (+ 0,3 %) et de manière beaucoup plus notable pour les pays émergents (+ 1,1 %).

Le poids important des fonds orientés « value » a été globalement créateur de valeur, tandis que la surpondération du dollar a pesé sur la performance.

ACTIFS DE TAUX:
- 0,5%

Les actifs de taux ont souffert de la remontée des taux, principalement des emprunts d'Etat, à partir d'un niveau exceptionnellement bas. La bonne performance des marchés du crédit, la sélection et la sensibilité réduite du portefeuille ont permis de limiter la baisse de valeur.



PERFORMANCE S1 2021 : 6,9%⁽¹⁾

Performance moyenne annualisée de +6,4% depuis début 2004

(1) Performance avant impôts non annualisée

Une nouvelle allocation stratégique a été définie en 2018 pour améliorer l'adéquation du profil des actifs dédiés à la nature long terme des décaissements à couvrir (Actif de croissance : 40%, Actifs de taux : 30%, Actifs de rendement : 30%). Les cibles de la nouvelle allocation seront atteintes progressivement en fonction des investissements, impliquant un rééquilibrage progressif des actifs de taux vers les actifs de rendement

EDF INVEST, LA PLATEFORME D'INVESTISSEMENT EN ACTIFS NON COTES

GESTION DES ACTIFS DÉDIÉS ...

- EDF Invest assure la **gestion des investissements non cotés au sein du portefeuille des Actifs Dédiés du groupe EDF** ; ce portefeuille se monte à **7,5 milliards d'euros au 30 juin 2021**
- Ces actifs non cotés contribuent favorablement au rendement / risque des Actifs Dédiés, et l'horizon de gestion long terme est cohérent avec le passif à couvrir
- Les actifs non cotés des Actifs Dédiés sont répartis en actifs de rendement, de croissance et de taux, investis par sous-jacent dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissements

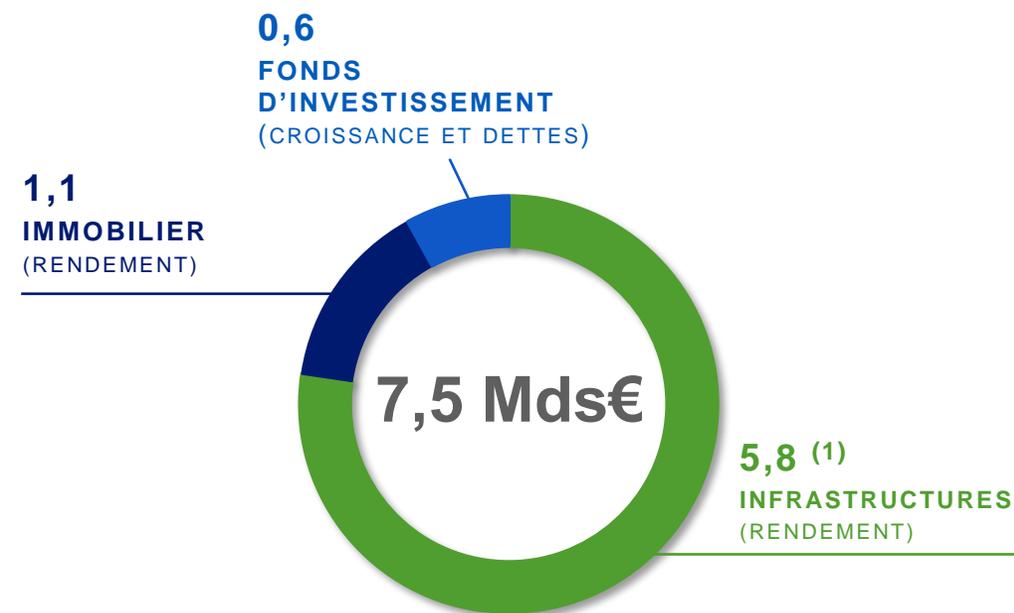
... POUR UN PORTEFEUILLE DIVERSIFIÉ

- L'**objectif** d'EDF Invest est de **continuer à augmenter le portefeuille d'actifs non cotés jusqu'à atteindre la cible d'allocation stratégique définie en juin 2018**
- Au premier semestre 2021, EDF Invest a complété son investissement **au Royaume-Uni dans le domaine des compteurs intelligents** et a réalisé de nouveaux investissements **immobiliers en France et en Allemagne**



COMPOSITION DU PORTEFEUILLE AU 30 JUIN 2021

En milliards d'euros



(1) Dont CTE: 3 Mds€

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

DONNÉES OPÉRATIONNELLES
& DE MARCHÉ



CAPACITÉS INSTALLÉES AU 30 JUIN 2021

(en GW)	Capacités nettes du groupe EDF, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises		Participations dans les entreprises associées et coentreprises	Capacités consolidées du groupe EDF	
Nucléaire ⁽¹⁾	72,3	56 %	2,2	70,1	59 %
Hydraulique ⁽²⁾	22,5	18 %	1,0	21,5	18 %
ENR	11,7	9 %	3,2	8,5	7 %
Gaz	12,6	10 %	0,3	12,3	10 %
Fioul	3,9	3 %	0,3	3,6	3 %
Charbon ⁽³⁾	5,2	4 %	2,0	3,2	3 %
Total	128,1	100 %	8,9	119,2	100 %

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

(1) Les chiffres tiennent compte de l'arrêt définitif de la centrale de Dungeness B au Royaume Uni

(2) Dont énergie marine : 0,24 GW en 2020 et en 2021.

(3) Les chiffres tiennent compte de l'arrêt définitif de la centrale du Havre

ÉLECTRICITÉ PRODUITE

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	S1 2020		S1 2021	
Nucléaire	198,4	76 %	206,3	77 %
Hydraulique ⁽¹⁾	28,4	11 %	26,9	10 %
ENR	10,1	4 %	10,8	4 %
Gaz	20,3	8 %	20,6	7 %
Fioul	2,3	1 %	2,5	1 %
Charbon	1,1	0 %	1,7	1 %
Groupe	260,6	100 %	268,9	100 %

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) La production hydraulique tient compte de l'énergie marine (267 GWh en S1 2020 et 278 GWh en S1 2021). Après déduction du pompage, cette production est de 25,2 TWh en S1 2020 et de 24,2 TWh en S1 2021

PRODUCTION DE CHALEUR

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	S1 2020		S1 2021	
ENR ⁽¹⁾	3,1	20 %	3,2	21 %
Gaz	10,0	64 %	10,9	72 %
Fioul	0,1	1 %	0,1	1 %
Charbon	0,4	3 %	0,5	3 %
Divers ⁽²⁾	1,8	12 %	0,4	3 %
Groupe	15,6	100 %	15,0	100 %

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) Catégorie regroupant les installations fonctionnant à partir de biomasse de bois, de l'incinération de déchets, de gaz de décharge ou de gaz de stations d'épuration des eaux usées et de biogaz.

(2) Catégorie regroupant une partie de la production de chaleur par incinération non catégorisée ENR, par gaz de mine et la récupération de chaleur d'autres processus industriels

PRODUCTION RENOUVELABLE

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	S1 2020		S1 2021	
Hydraulique ⁽¹⁾	28,4	74 %	26,9	71 %
Éolien	9,0	23 %	9,4	25 %
Solaire	0,6	1 %	1,0	3 %
Biomasse	0,6	1 %	0,5	1 %
Total électricité Groupe	38,5	100 %	37,8	100 %
Total chaleur Groupe	3,1	100 %	3,2	100 %

NB : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

(1) La production hydraulique tient compte de l'énergie marine (267 GWh en S1 2020 et 278 GWh en S1 2021). Après déduction du pompage, cette production est de 25,2 TWh en S1 2020 et de 24,2 TWh en S1 2021

ÉMISSIONS DE CO₂ ⁽¹⁾

Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions de CO ₂ liées à la production d'électricité et de chaleur par segment	En kt				En g/kWh	
	S1 2020		S1 2021		S1 2020	S1 2021
France - Activités de production et commercialisation	1 442	11 %	2 564	18 %	7	14
France - Activités insulaires régulées ⁽²⁾	1 435	11 %	1 488	11 %	506	481
Dalkia	3 208	24 %	3 312	24 %	199	211
Royaume-Uni	1 794	14 %	1 323	9 %	69	57
Italie	3 012	23 %	2 722	19 %	268	263
Autre international	2 327	18 %	2 655	19 %	272	234
Groupe ⁽³⁾	13 235	100 %	14 078	100 %	48	50

NB : Les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis

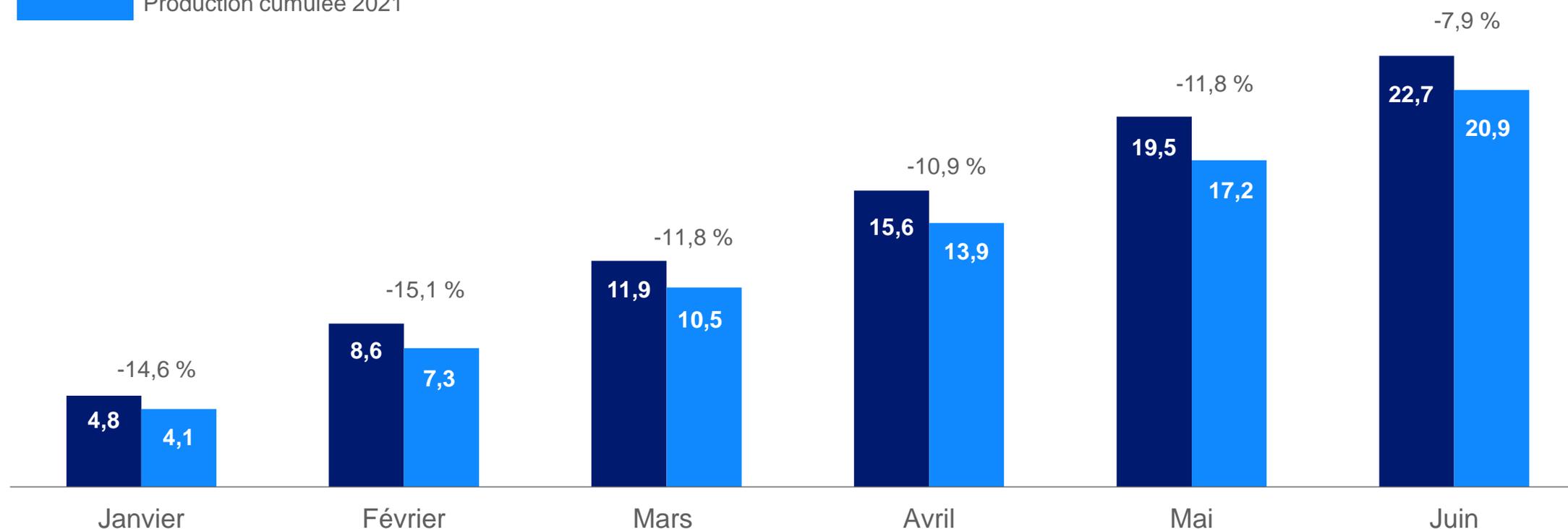
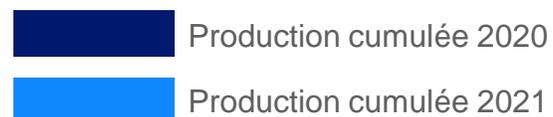
(1) Émissions directes de CO₂, hors Analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles

(2) Comprend la production électrique dans les ZNI : Zones Non Interconnectées (principalement territoires insulaires) et d'Electricité de Strasbourg (ES)

(3) Framatome contribue à 18 kt CO₂ en S1 2020 et à 13 kt CO₂ en S1 2021. Les émissions directes de CO₂ des entités du segment « Autres métiers » ne sont pas significatives au regard des émissions totales du Groupe

ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE SEMESTRIELLE

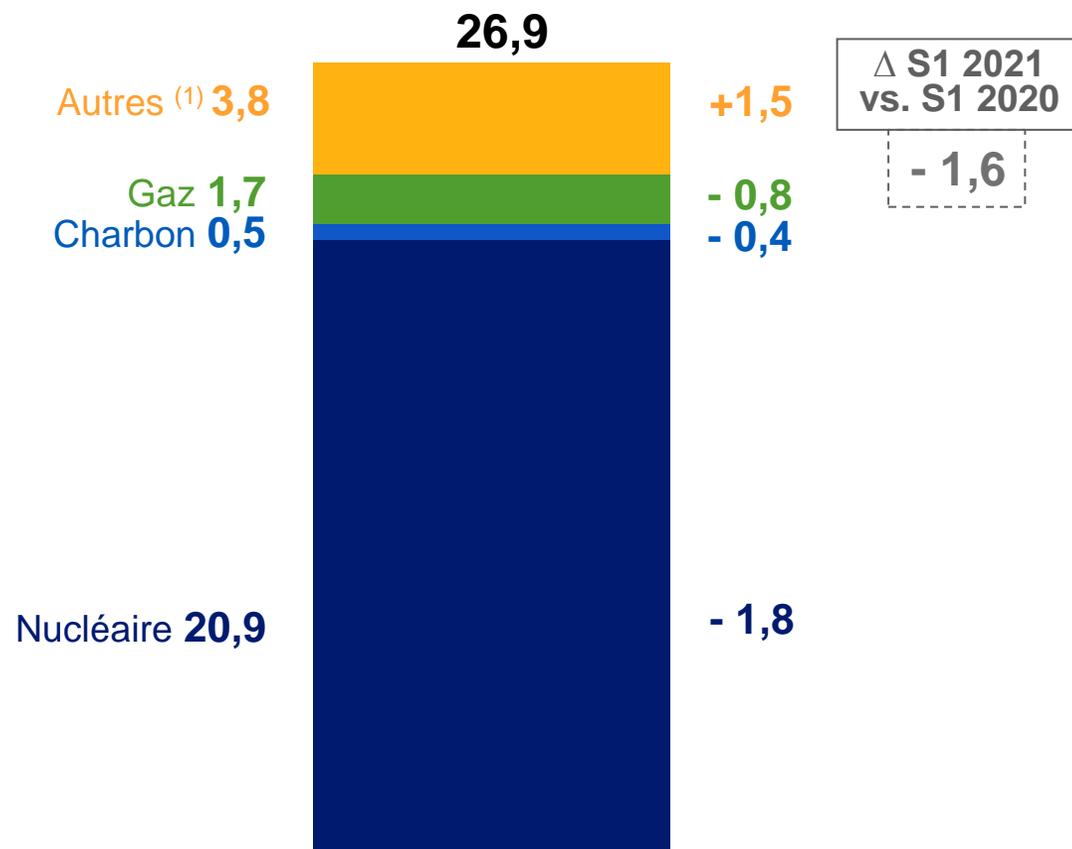
En TWh



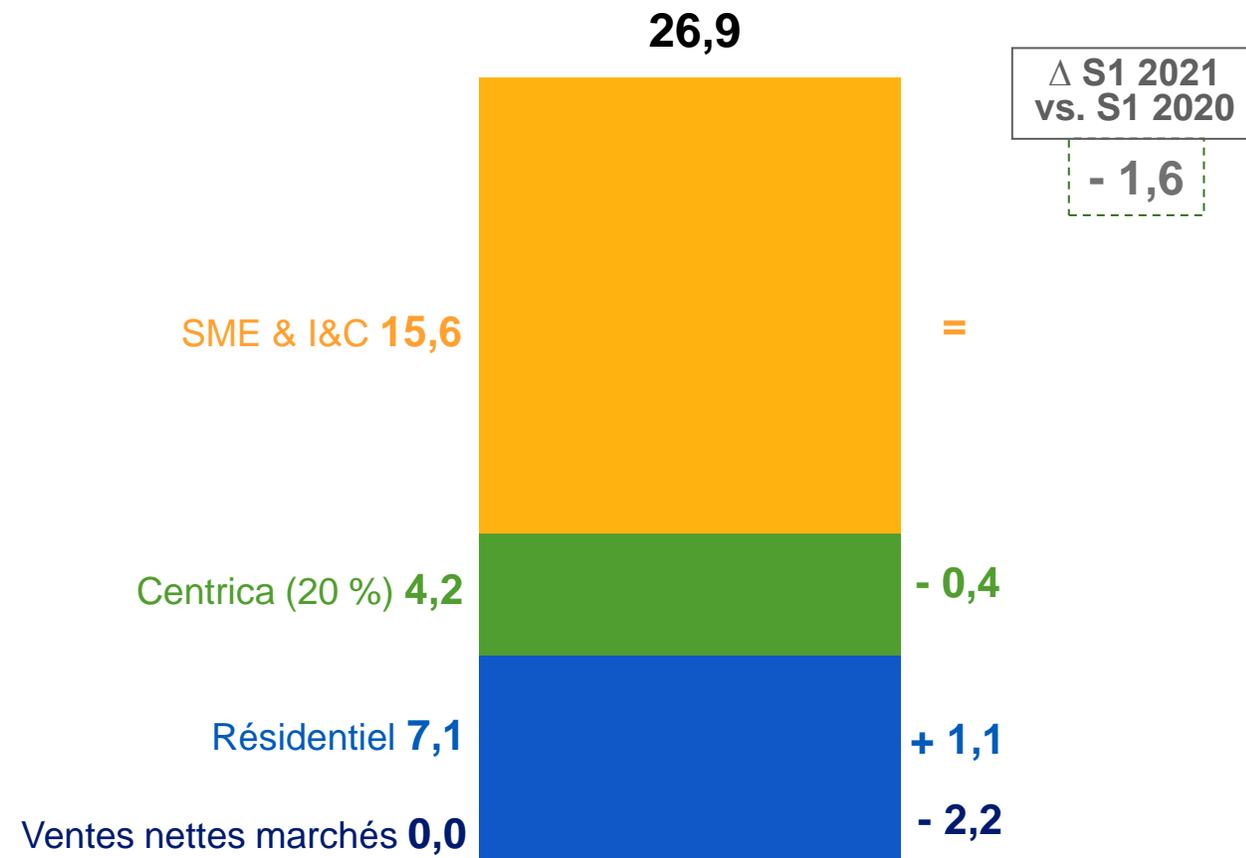
ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

(en TWh)

PRODUCTION / ACHATS



CONSOMMATION / VENTES



(1) Incluant la production éolienne et les obligations d'achat

RÉSULTATS DES ENCHÈRES DE CAPACITÉS POUR EDF ENERGY (1)

Tous les accords de capacité sont d'une durée d'un an, sauf indication contraire

	Prix d'adjudication £/kW/an	Nucléaire	Charbon	CCGT (2)	OCGT (3)	Stockage	Effacement
2015 T4 (2019/2020)	18,0 (prix de 2014/2015)	L'ensemble des 16 unités (4) (7,6 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (37 MW)	NA	NA
2016 T4 (2020/2021)	22,5 (prix de 2015/2016)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	3 des 8 unités (1,8 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	1 unité (5) (47 MW)	NA
2018 T4 (2021/2022)	8,4 (prix de 2016/2017)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	5 unités (32,1 MW)
2020 T3 (2022/2023)	6,4 (pas d'indexation)	12 unités (5,9 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	0 unité
2021 T1 (2023/2024)	16,0 (prix de 2018/2019)	8 unités (4,0 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	4 unités (21,5 MW)
2021 T1 (2024/2025)	18,0 (prix de 2019/2020)	4 unités (2,0 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	4 unités (60 MW)	0 unité

(1) À la suite d'un arrêt du Tribunal de la Cour de justice de l'Union européenne qui a annulé le 15 novembre 2018 l'approbation par la Commission européenne des aides d'État au marché de la capacité (CM), le gouvernement britannique a suspendu le fonctionnement du régime. Il fut ensuite ré-approuvé et rétabli le 24 octobre 2019

Ce slide présente les capacités contractées dans le cadre des enchères, soit les capacités intégrant le coefficient de décote (« de-rating »). Pour l'effacement, cela correspond aux capacités offertes dans les enchères

(2) Centrale à gaz à cycle combiné

(3) Centrale à gaz à cycle ouvert

(4) En T4-2015 les unités nucléaires avaient une capacité connectée totale

(5) Accord de capacité de 15 ans pour la construction d'une nouvelle batterie

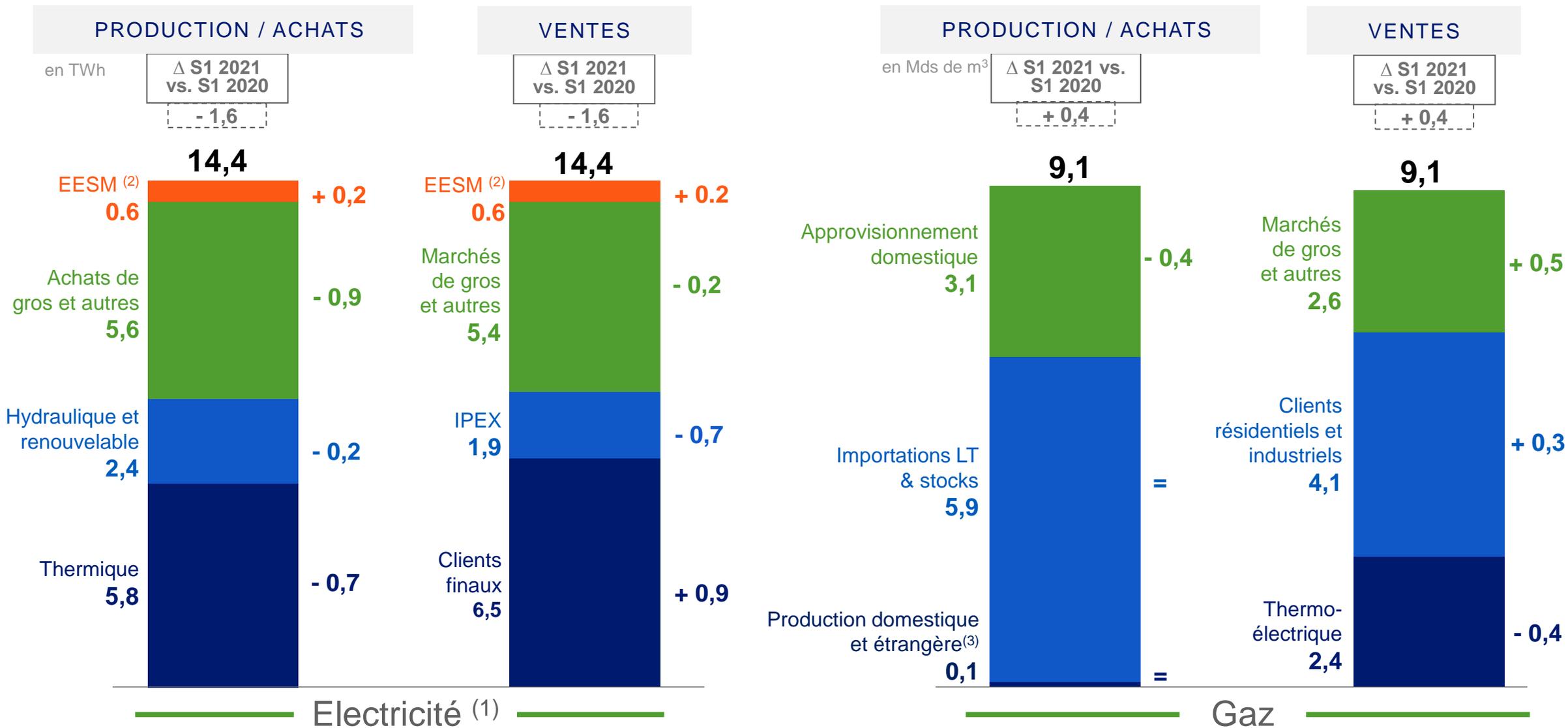
NA : Non applicable

FLOTTE DES CENTRALES UK : CALENDRIER DE FERMETURE ET D'ARRÊTS

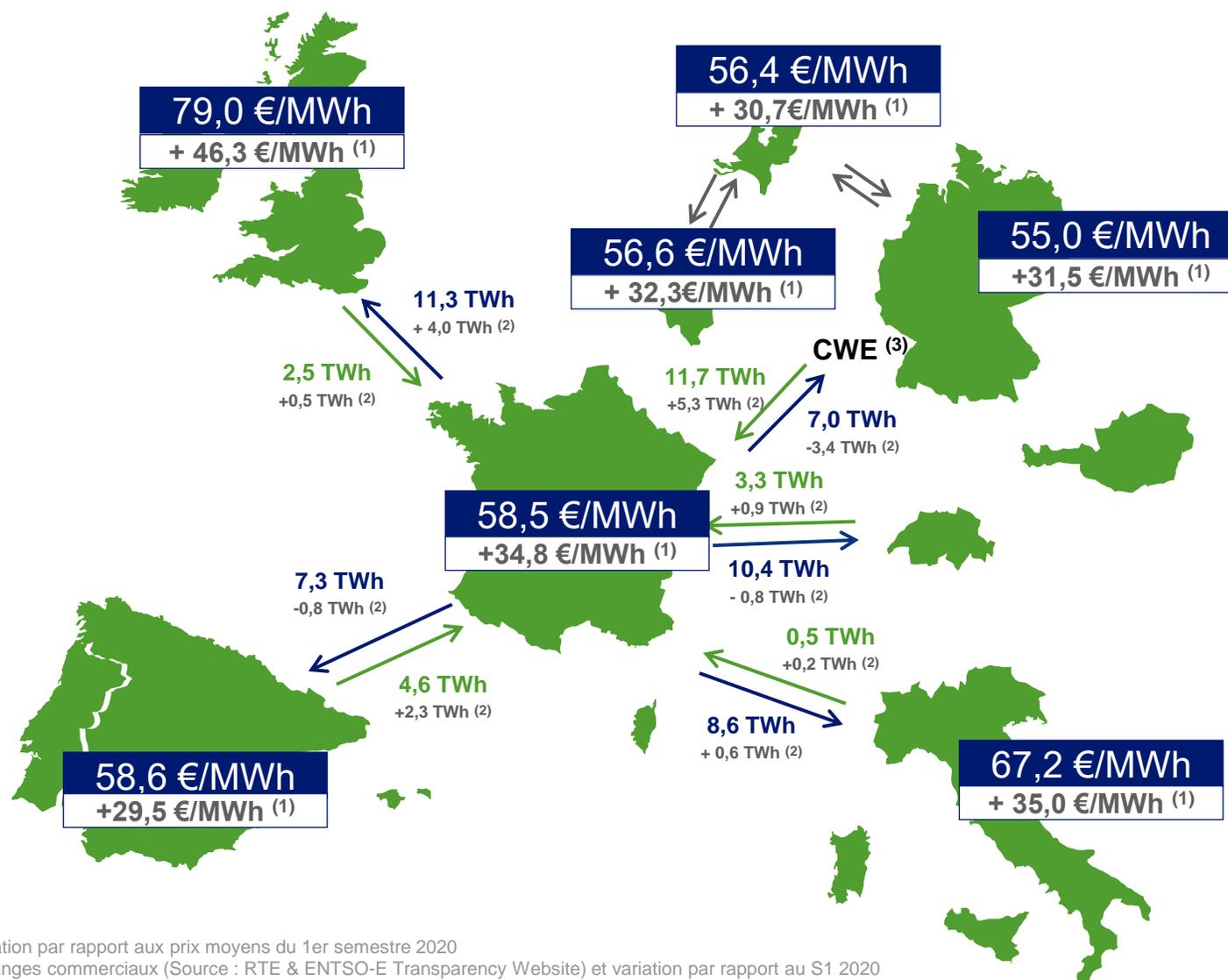
Liste des centrales	Technologie	Date de fermeture prévue	Arrêts
Dungeness B	Nucléaire	7 juin 2021	EDF a pris la décision de passer Dungeness B en phase de déchargement du combustible le 7 juin dernier. Depuis 2018, la centrale était en arrêt prolongé pour gérer une série de défis techniques uniques, importants et continus. L'arrêt final de la production d'électricité en 2018 signifie que la centrale a fonctionné dix années de plus que la durée de vie prévue à l'origine, conformément aux attentes exprimées lors de son acquisition par EDF en 2009.
Hartlepool	Nucléaire	2024	
Heysham 1	Nucléaire	2024	
Heysham 2	Nucléaire	2030	Arrêt réglementaire de l'unité R7.
Hinkley Point B	Nucléaire	Au plus tard le 15 juillet 2022	Les deux réacteurs ont été remis en service pour un cycle d'exploitation de six mois en avril 2021. Les prochains arrêts pour inspection graphite sont planifiés en septembre. Sous réserve de l'autorisation de l'Office for Nuclear Regulation (ONR), un dernier cycle d'exploitation de six mois sera initié avant la fermeture définitive.
Sizewell B	Nucléaire	2035 ⁽¹⁾	Actuellement hors service en raison d'un arrêt réglementaire/pour rechargement.
Torness	Nucléaire	2030	
Hunterston B	Nucléaire	Au plus tard le 7 janvier 2022	Actuellement en service pour le dernier cycle d'exploitation de six mois avant la fermeture.
West Burton A	Charbon	30 septembre 2022	Deux des quatre centrales à charbon de 500 MW d'EDF seront utilisées pour répondre aux engagements du marché et permettront ainsi d'assurer la sécurité de l'approvisionnement. La station sera mise hors service d'ici le 30 septembre 2022.
West Burton B	CCG		Accord conclu avec EIG pour la vente de la centrale à charbon d'EDF (et de la batterie de 49 MW) début août 2021

(1) Discussions en cours en vue d'une prolongation

EDISON: BILANS ELECTRIQUE ET GAZIER



MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT AU S1 2021



La hausse est portée par la conjonction de 3 effets :

- Une demande plus élevée en lien avec des températures plus basses et des mesures sanitaires moins contraignantes en 2021 qu'en 2020 ;
- Une forte hausse des prix spot du gaz, en raison de niveaux de stocks bas en Europe et de la forte demande en Asie (confrontée à un hiver froid et à un été chaud) ;
- Une forte hausse des prix du CO₂, liée à un contexte politique favorable, des prix du gaz élevés, des anticipations de prix du CO₂ ambitieuses, dont certaines atteignant 100 €/t avant la fin de l'année, et la présence d'acteurs spéculatifs sur le marché ;

Le couplage des marchés permet une relative convergence des prix, tout en restant limité par les capacités disponibles des interconnexions aux frontières.

Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant le S1 2021 :

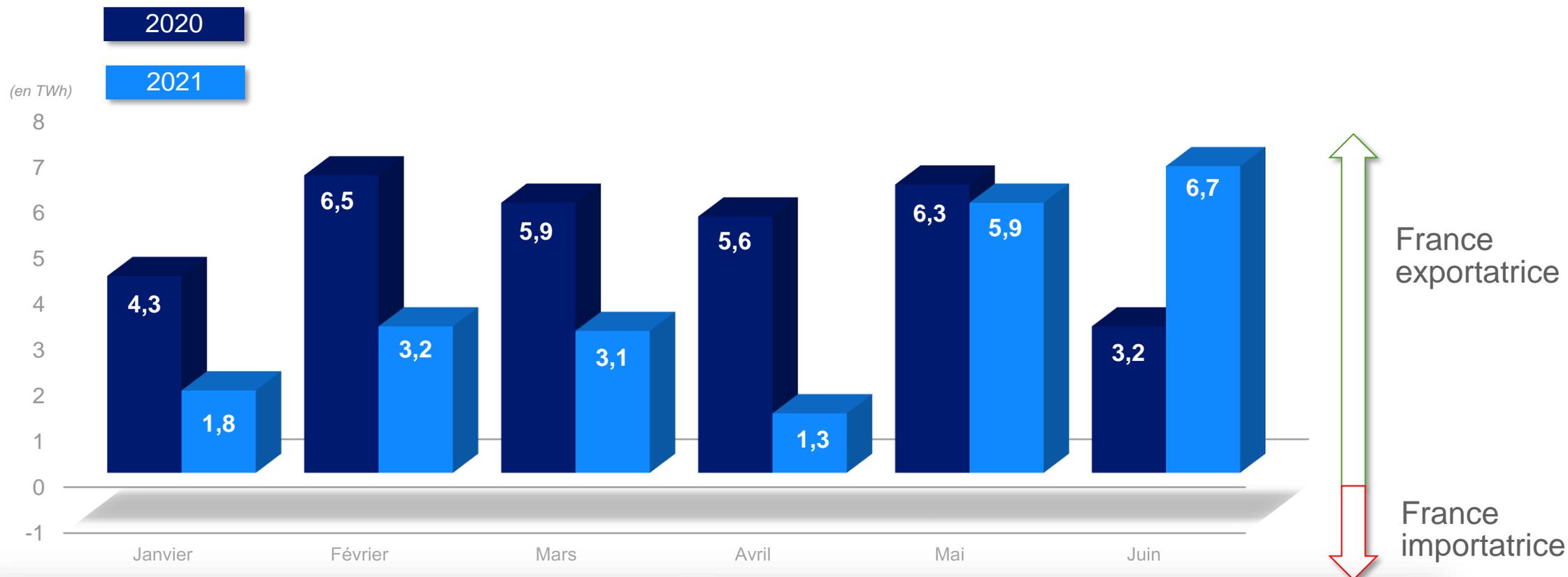
- EPEXSPOT : France et Allemagne
- N2EX : Royaume-Uni
- OMIE : Espagne
- GME : Italie (Prezzo Unico Nazionale)
- APX : Pays-Bas
- BELPEX : Belgique

(1) Variation par rapport aux prix moyens du 1er semestre 2020

(2) Echanges commerciaux (Source : RTE & ENTSO-E Transparency Website) et variation par rapport au S1 2020

(3) Mise en place du mécanisme de couplage par flow-based depuis le 21 mai 2015 pour l'ensemble CWE (France, Benelux, Allemagne)

SOLDE DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS D'ÉLECTRICITÉ



Le solde exportateur de la France s'est établi à 22,0 TWh au S1 2021, en diminution de 9,7 TWh par rapport au S1 2020. Cette baisse s'explique à la fois par une baisse des exports (- 0,5 TWh) et une forte hausse des imports (+ 9,2 TWh). Sur le S1 2021, la France a été exportatrice nette sur la majorité des frontières à l'exception de la zone CWE ⁽¹⁾ pour laquelle le solde a été importateur net de 4,7 TWh. Le solde a été exportateur pour les autres frontières à hauteur de 8,0 TWh vers l'Italie, 7,1 TWh vers la Suisse, 2,7 TWh vers l'Espagne et 8,8 TWh vers la Grande-Bretagne. Par rapport au S1 2020, le solde exportateur est en nette baisse à destination de l'Espagne, la Suisse et la zone CWE ⁽¹⁾ (- 13,5 TWh au total).

Source : RTE jusqu'à août 2020 et à partir de septembre 2020 : données ENTSO-E

(1) Zone correspondant au couplage Flow-Based CWE mis en place en mai 2015, comprenant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas

ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

(en TWh ⁽¹⁾)

		S1 2020						S1 2021							
		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Total	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Total
Royaume-Uni	exports	1,0	1,2	1,4	1,3	1,4	1,0	7,3	1,7	1,9	2,0	1,7	2,0	2,0	11,3
	imports	0,3	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5	2,0	0,3	0,5	0,5	0,6	0,3	0,3	2,5
	balance	0,8	1,1	1,2	0,9	0,9	0,5	5,4	1,4	1,4	1,5	1,1	1,7	1,7	8,8
Espagne	exports	1,6	1,4	1,2	1,2	1,6	1,2	8,2	1,3	0,4	1,0	1,2	1,6	1,7	7,3
	Imports	0,6	0,2	0,4	0,4	0,3	0,4	2,3	0,8	1,4	0,9	0,8	0,4	0,3	4,6
	Balance	1,0	1,2	0,8	0,8	1,3	0,8	5,9	0,5	-1,0	0,2	0,4	1,1	1,4	2,7
Italie	exports	1,9	2,1	1,8	0,6	1,0	0,5	8,0	1,1	1,6	1,5	1,0	1,7	1,6	8,6
	imports	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,5
	balance	1,9	2,1	1,8	0,6	1,0	0,3	7,7	1,0	1,5	1,4	0,9	1,7	1,6	8,0
Suisse	exports	2,2	2,2	2,1	1,8	1,6	1,3	11,2	1,9	1,9	1,9	1,6	1,6	1,6	10,4
	imports	0,6	0,3	0,3	0,3	0,2	0,6	2,4	0,7	0,5	0,4	0,8	0,5	0,4	3,3
	balance	1,6	1,9	1,8	1,5	1,4	0,7	8,8	1,2	1,4	1,5	0,9	1,1	1,1	7,1
CWE ⁽²⁾	exports	0,9	1,3	1,8	2,5	2,3	1,7	10,5	0,7	1,4	0,9	0,6	1,6	1,8	7,0
	imports	1,8	1,1	1,4	0,7	0,6	0,9	6,4	3,0	1,4	2,4	2,7	1,3	1,0	11,7
	balance	-0,9	0,2	0,4	1,8	1,7	0,8	4,0	-2,2	0,0	-1,5	-2,0	0,3	0,8	-4,7
TOTAL	exports	7,6	8,2	8,3	7,4	7,9	5,9	45,2	6,8	7,1	7,3	6,2	8,5	8,7	44,6
	imports	3,4	1,7	2,3	1,8	1,6	2,6	13,4	5,0	3,9	4,2	5,0	2,6	2,0	22,6
	balance	4,3	6,5	5,9	5,6	6,3	3,2	31,8	1,8	3,2	3,1	1,3	5,9	6,7	22,0

Source : RTE

(1) Données arrondies au dixième

(2) Zone correspondant au couplage Flow-Based CWE mis en place en mai 2015, comprenant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas

PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U ET ITALIE (N+1) DU 01/07/2019 AU 30/06/2021

(en €/MWh)

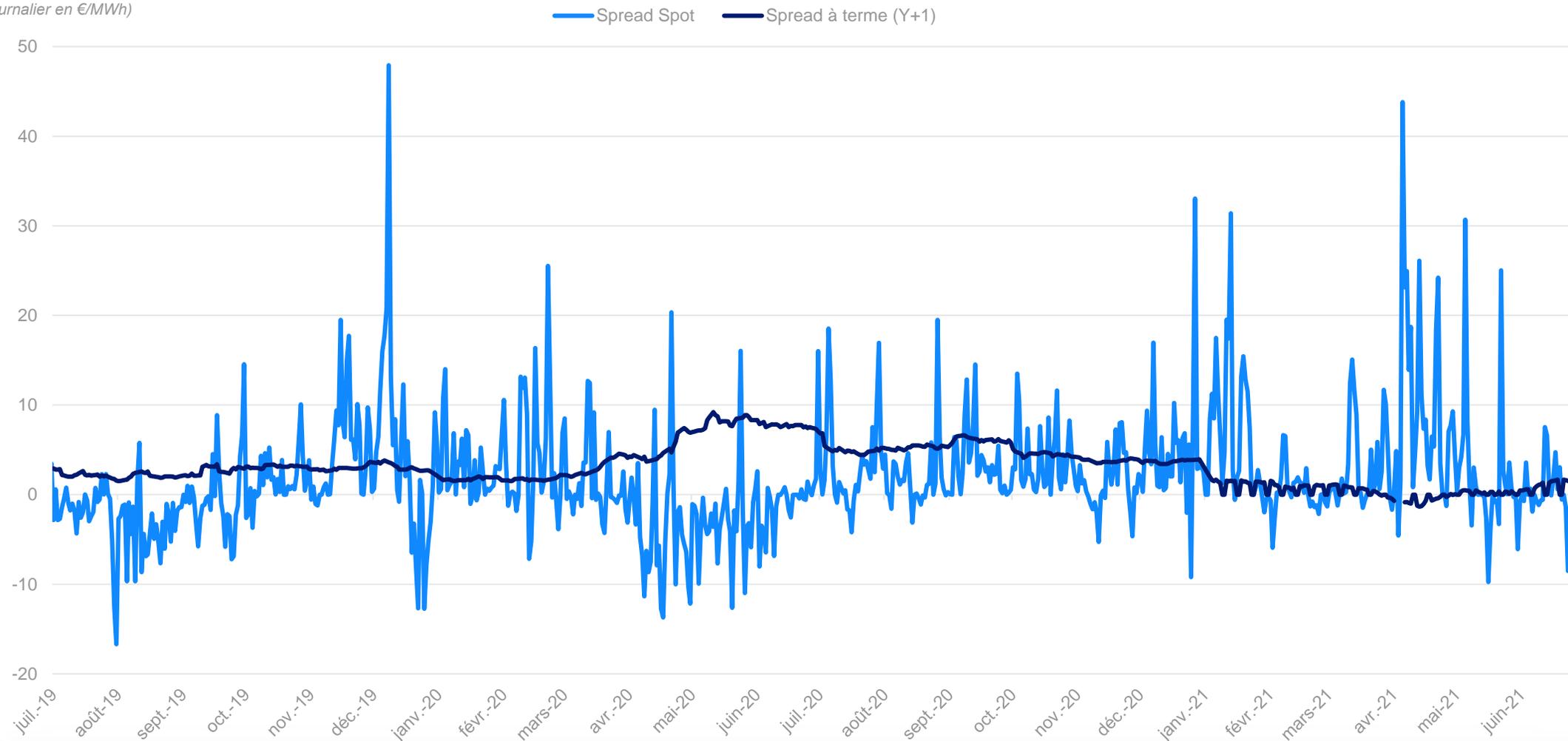


PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U ET ITALIE (N+2) DU 01/07/2019 AU 30/06/2021



SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/07/2019 AU 30/06/2021

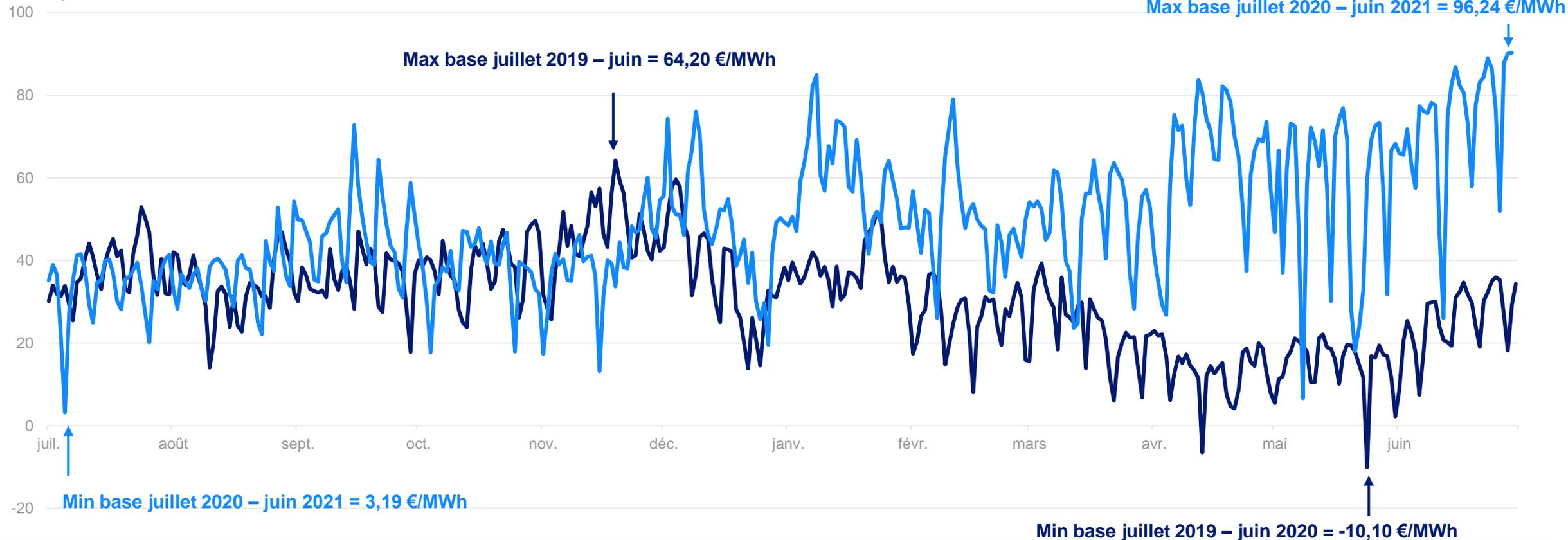
(spread journalier en €/MWh)



Remarque : sur la période observée, le spread France/Allemagne sur le prix *spot* a atteint un minimum le 31 juillet 2019 à - 16,67 €/MWh, et un maximum le 8 décembre 2019 à 47,92€/MWh

FRANCE : PRIX DE MARCHÉ SPOT EN BASE DE L'ÉLECTRICITÉ

(moyenne journalière
en €/MWh)



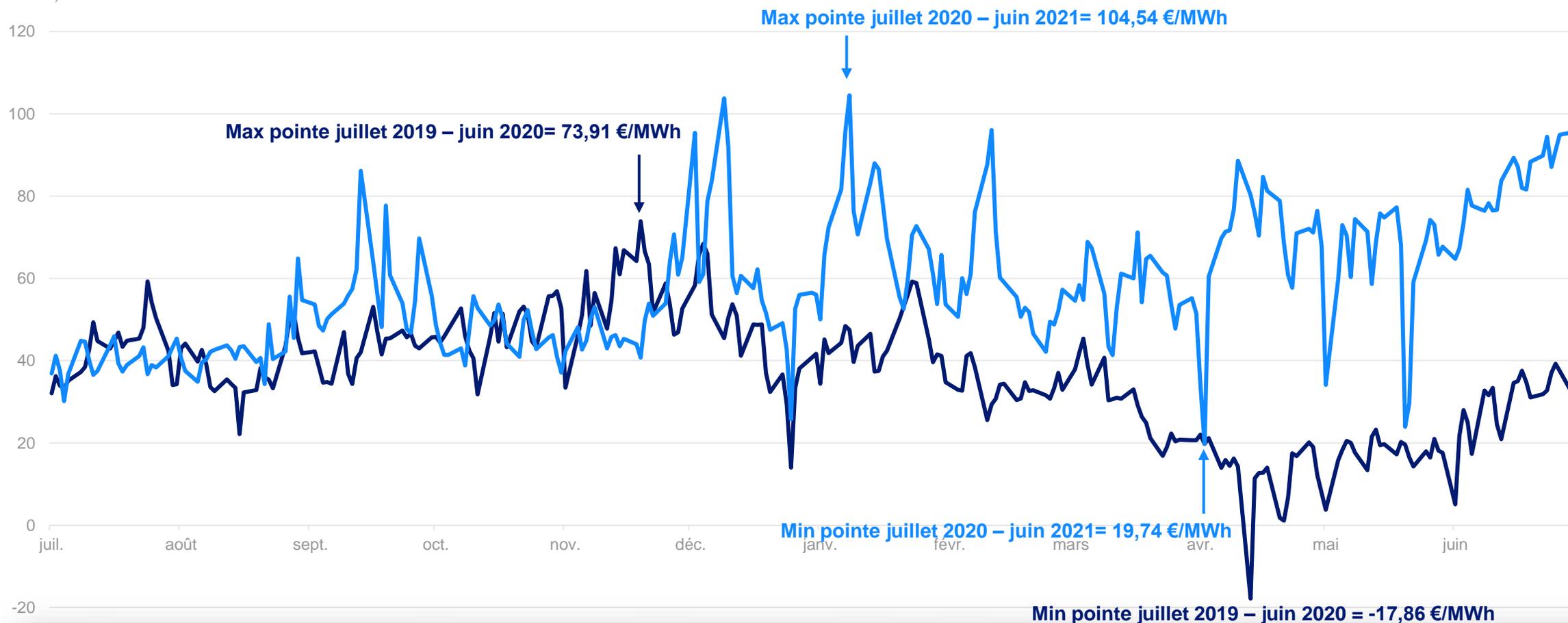
Au S1 2021, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 58,5 €/MWh en base (+ 34,8 €/MWh vs S1 2020). L'écart de prix spot comparé à 2020 est plus important sur le deuxième trimestre (+ 45,9 €/MWh en moyenne) que sur le premier trimestre (+ 23,6 €/MWh en moyenne). Trois effets se conjuguent : une forte hausse des prix des commodités (gaz, charbon et CO₂ sur l'ensemble de la période), la hausse de la demande (+ 17,6 TWh par rapport au S1 2020) suite à des mesures sanitaires moins restrictives au deuxième trimestre 2021 vs. 2020 et à des températures inférieures en moyenne de 1,6 °C par rapport au S1 2020 et enfin la baisse de 1,4 TWh de la production éolienne compensée par une augmentation de l'utilisation des moyens thermique à flamme (+ 2,6 TWh).

Source : EPEX

FRANCE : PRIX DE MARCHÉ SPOT EN POINTE DE L'ÉLECTRICITÉ

(moyenne journalière
en €/MWh)

— 07/2019-06/2020 — 07/2020-06/2021



Au S1 2021, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 67,1 €/MWh en pointe (+ 39,1 €/MWh vs S1 2020). Comme pour les prix en base, cette hausse s'explique par la hausse des prix des commodités et de la demande, ainsi que par la baisse de la production renouvelable (excepté la production solaire en légère hausse). Cette forte augmentation fait suite à des prix pointe bas au S1 2020 suite au confinement et à des températures au S1 2021 inférieures à celles réalisées au S1 2020.

Source : EPEX



EDF

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/07/2019 AU 30/06/2021



Le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 73,8 \$/t au premier semestre 2021 (+ 30,4 % ou + 17,2 \$/t vs le premier semestre 2020), poursuivant ainsi la hausse entamée en 2020. De nombreuses intempéries et incidents ont eu lieu sur différents sites de production depuis le début de l'année (en Colombie, Afrique du Sud, Russie et Australie) entraînant une diminution des exportations pendant plusieurs semaines, et donc une diminution de l'offre. De plus, la reprise économique chinoise, un hiver froid ainsi que des stocks particulièrement bas en Chine ont alimenté des tensions en Asie. Cette augmentation des prix du charbon en Asie s'est répercutée sur les marchés européens qui ont également connu quelques vagues de froid et un redémarrage économique post Covid.

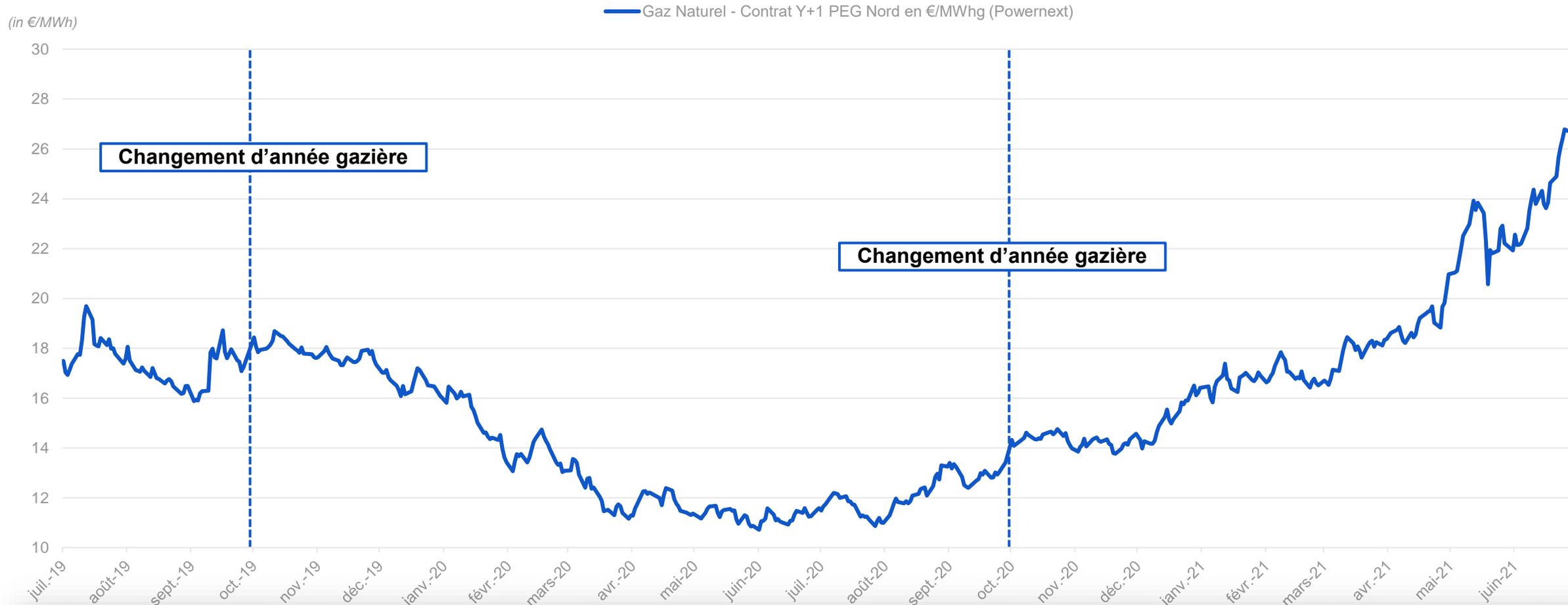
PRIX DU BRENT ⁽¹⁾ DU 01/07/2019 AU 30/06/2021



Le prix du pétrole s'est établi en moyenne à 65,2 \$/bbl au premier semestre 2021 (+ 54,9 % ou + 23,1 \$/bbl vs le premier semestre 2020). Sur l'ensemble de la période, le prix du baril s'est orienté à la hausse par rapport au premier semestre 2020, soutenu par les accords trouvés entre les membres de l'OPEP+ sur un ajustement graduel de l'offre, en anticipation de la reprise économique des différents pays consommateurs. La mise en place d'un plan pour la relance économique en début d'année aux Etats-Unis, et l'accélération de la vaccination à travers le monde ont également contribué à la hausse des prix.

(1) Prix du Brent spot (M+1)

PRIX DU GAZ ⁽¹⁾ (N+1) DU 01/07/2019 AU 30/06/2021



Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 s'est établi en moyenne à 19,6 €/MWh au premier semestre 2021 (+ 55,9 % ou + 7,0 €/MWh vs le premier semestre 2020). Le prix du gaz à terme a débuté l'année en hausse, dans un environnement économique optimiste quant à la fin des contaminations de Covid en Asie. Les températures inférieures aux normales en février ont contribué à tendre le marché européen. En mars, les prévisions qui annonçaient des températures sous les normales, couplées au blocage observé pendant plusieurs jours sur le Canal de Suez, ont continué de faire pression sur les prix. Durant le deuxième trimestre, les prix ont été tirés à la hausse compte tenu de la reprise économique mondiale et des niveaux bas du stockage de gaz en Europe, alimentant les craintes pour l'hiver à venir. De plus, les incertitudes sur les flux de gaz depuis la Russie via l'Ukraine, ou via NordStream 2, continuent de tendre le marché du gaz européen. A cela s'est ajoutée une amplification de la concurrence entre les marchés européens et asiatiques pour attirer les cargos de GNL du fait d'un été chaud en Asie.

MARCHÉ DU CO₂

Le prix des quotas de CO₂ (EUA ⁽¹⁾) dans le système européen d'échange de quotas (EU ETS) avait fortement augmenté en 2018, passant de 7 à 25 €/tCO₂, en lien avec la mise en place de la Réserve pour la Stabilité du Marché qui a planifié la résorption progressive du surplus du marché.

En 2019, le prix du quota de CO₂ avait évolué entre 18 et 30 €/t, au gré des plans de fermeture de centrales au charbon allemandes, ainsi que des développements du Brexit, qui aurait pu détendre ou resserrer fortement l'équilibre offre demande du marché, selon son issue.

En 2020, le prix du quota a confirmé sa volatilité. Il est descendu à 15€/t en mars lorsque l'ensemble des marchés ont chuté, mais dépassé 30€/t à plusieurs reprises au cours de l'année, en réaction à des signaux politiques écologiques positifs. Il a terminé l'année en forte hausse, réagissant notamment favorablement au vote par la Commission Européenne des objectifs de réduction d'émission de 55% en 2030.

Depuis début 2021, le cours du quota a confirmé sa tendance haussière, portée par trois éléments principaux : des objectifs ambitieux de l'Union Européenne en matière de réduction des émissions, la présence de plus en plus importante sur le marché du carbone d'acteurs spéculatifs ainsi que les hausses observées sur les prix du gaz et du charbon.

Le prix de l'électricité s'établit au niveau du coût marginal de production : il est donc sensible aux variations du prix du CO₂ qui influencent le coût de production de l'électricité à partir de gaz et de charbon

La sensibilité du prix de gros de l'électricité en France au prix du CO₂ est de l'ordre de 0,5 €/MWh pour 1€/tonne de CO₂

(1) EUA : EU allowance



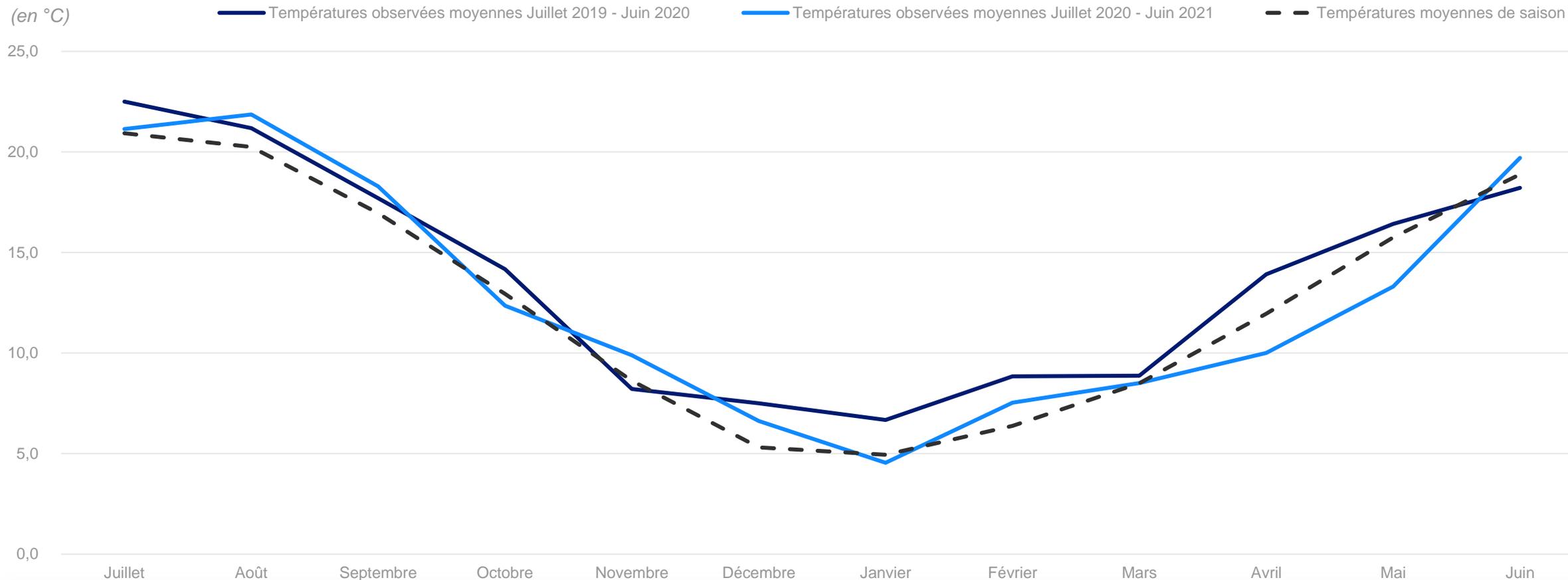
Le prix du quota d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 44,3 €/t au premier semestre 2021 (+ 98,4 % ou + 22,0 €/t vs le premier semestre 2020). Toujours fortement volatile, le prix du quota de CO₂ a suivi une tendance fortement haussière depuis le début de l'année.

Le quota d'émission a débuté l'année dans un environnement politique favorable suite à l'annonce, en janvier, du retour des Etats-Unis dans l'Accord de Paris et un retard dans l'allocation des quotas gratuits habituellement distribués en février. Le prix du quota a aussi pu bénéficier d'un environnement de marché favorable dès février avec la présence accrue de nombreux investisseurs spéculatifs.

De plus, le mois d'avril a connu des températures inférieures aux normales ce qui a engendré une sollicitation importante des moyens thermiques à flamme.

Enfin, suite à la publication par la Commission européenne du **nouveau paquet climat « Fit for 55 »** mi-juillet, les instances européennes vont examiner les mesures proposées qui visent à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 55% à l'horizon 2030 vs 1990 (contre 40 % précédemment). La réforme du marché européen du carbone envisagée prévoit notamment une restriction drastique des quotas gratuits et des volumes de quotas en circulation ce qui pourrait renforcer à l'avenir la hausse du prix des quotas d'émission de CO₂.

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES ⁽¹⁾ EN FRANCE

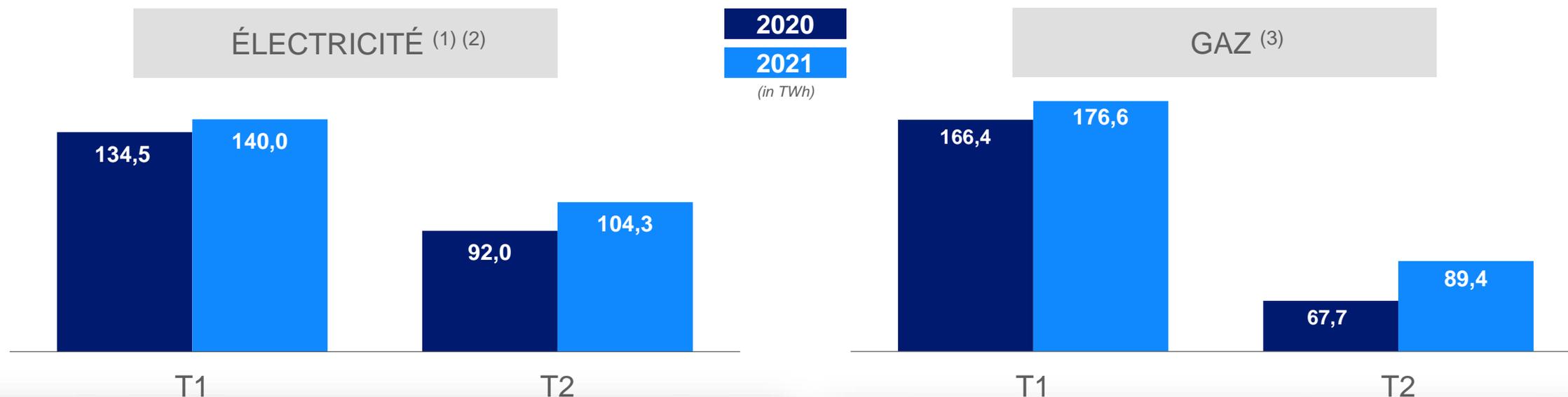


Le premier semestre 2021 a connu des épisodes très contrastés avec notamment une vague de froid début janvier et courant février, un mois de mai parmi les plus froids de ces 25 dernières années et des conditions printanières sur plusieurs journées d'hiver (fin janvier, fin février et fin mars). Globalement, la température moyenne du semestre s'établit à 0,5°C sous la normale et à 1,6°C sous celle du premier semestre 2020. Le premier semestre 2021 a ainsi été nettement plus froid que le premier semestre 2020, avec des écarts de température pouvant dépasser les - 3°C certains mois en moyenne mensuelle (en avril et mai).

Source : Météo France

(1) Données basées sur un panier de 32 villes

FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ



La consommation d'électricité du premier semestre 2021 est en hausse de 17,7 TWh par rapport à celle du premier semestre 2020. Elle a été principalement portée par la baisse relative des températures (- 1,6°C d'écart en moyenne semestrielle) avec une contribution estimée à presque 14 TWh.

Dans une moindre mesure, les restrictions d'activité gouvernementales destinées à contenir la crise sanitaire ont également eu une contribution relative positive estimée à environ 5 TWh. En effet, en 2021, elles ont été moins sévères qu'en 2020 bien qu'ayant affecté l'ensemble des mois (en 2020, elles avaient été effectives à partir du 17 mars).

D'autres phénomènes, comme la présence d'une journée supplémentaire en février 2020, ont également impacté la consommation (à la hausse ou à la baisse) mais de manière plus marginale.

La consommation de gaz sur le premier semestre 2021 est en hausse de 31,9 TWh par rapport à celle du premier semestre 2020. Elle a été principalement portée par la hausse de la demande, suite à des températures inférieures à celle de l'an dernier, et par des restrictions gouvernementales moins contraignantes. En effet, les épisodes de froid (mi-février et première quinzaine d'avril) ont entraîné des pics de consommation des ménages. En parallèle, la consommation de gaz des sites industriels a été en moyenne en hausse sur la période suite à l'assouplissement des restrictions. Enfin, les besoins en gaz des CCG ont été plus élevés en moyenne. Ce phénomène s'est amplifié lors des épisodes de froid afin de répondre à une demande en chauffage électrique plus importante.

(1) Données non corrigées des aléas climatiques et du 29 février, y compris Corse

(2) Source : 2020-21 Bilan mensuel de l'électricité RTE – juin 2021 : ETR + consommation de la Corse

(3) Source : Données mensuelles de l'énergie, Service des données et études statistiques, Ministère de la Transition Écologique et Solidaire.
Dec 2020 : publications GRT gaz et TERECA (ex TIGF)



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2021

ANNEXES