



RÉSULTATS ANNUELS

2021

BOOK COMPLÉMENTAIRE

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 d'activité au 31 décembre 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.23

ESG

P.31

RENOUVELABLES

P.45

RÉGULÉ

P.57

**FRANCE –
PRODUCTION ET
COMMERCIALISATION**

P.76

**COMPTES
CONSOLIDÉS**

P.113

**FINANCEMENT ET
TRÉSORERIE**

P.126

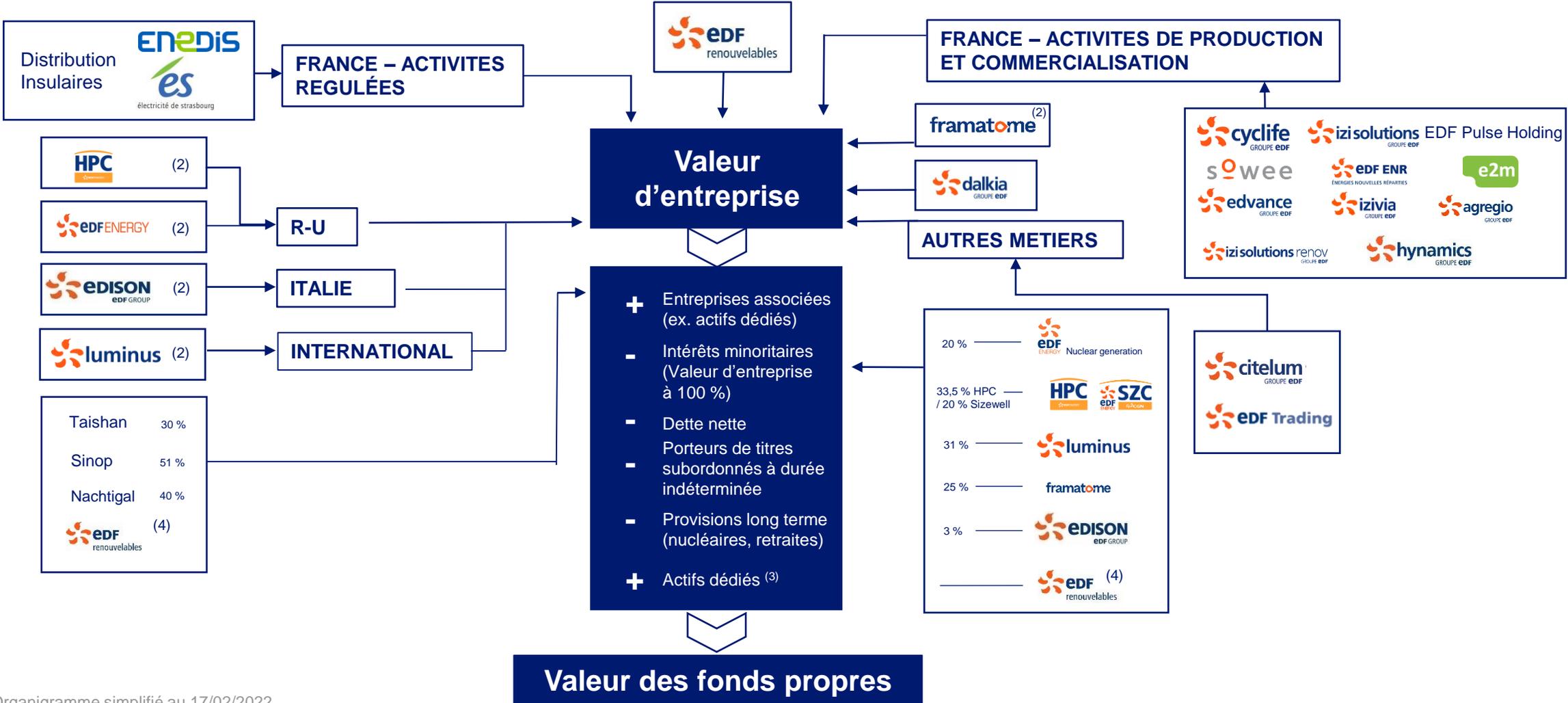
**DONNÉES
OPÉRATIONNELLES
ET DE MARCHÉS**

RÉSULTATS ANNUELS 2021

STRATÉGIE ET INVESTISSEMENTS



GRUPE EDF : ORGANIGRAMME (1)



(1) Organigramme simplifié au 17/02/2022
 (2) Participations avec des intérêts minoritaires non négligeables
 (3) Cf. slide « Performance des actifs dédiés d'EDF SA » en p.124
 (4) Entreprises et participations détenues à différents niveaux par le groupe EDF Renouvelables

TROIS AXES STRATÉGIQUES À HORIZON 2030

CAP 2030

Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants

Créateur de services et solutions pour accompagner les clients et territoires vers la neutralité carbone

> 15 MtCO₂ D'ÉMISSIONS ÉVITÉES ⁽¹⁾

10 Mds€ CA SERVICES ⁽²⁾

> 1,5 CONTRAT/CLIENT ⁽³⁾

Leader mondial de la production d'électricité neutre en CO₂

↘ 50% ÉMISSIONS DIRECTES CO₂eq vs 2017

60 GW NETS

SOIT **> x2** CAPACITÉ ENR (Y COMPRIS HYDRAULIQUE) VS 2015

ENGAGER DE **NOUVEAUX EPR ET 1 SMR**

Acteur international de la transition énergétique

ZÉRO CHARBON

1,5 - 2 GW NETS
DE CAPACITÉS INSTALLÉES HYDRAULIQUES ⁽⁴⁾

1 MILLION
KITS OFF GRID

(1) Activités du pôle Clients Services et Territoires - Estimation EDF, incluant les économies de CO₂ liées principalement aux réseaux de chaleur et de froid, au développement du véhicule électrique et aux certificats d'économie d'énergie.

(2) Groupe

(3) Estimation EDF sur les 4 pays prioritaires en Europe, dits « G4 » (France, Italie, Royaume-Uni, Belgique) (résidentiel)

(4) Hors G4, c'est-à-dire les 4 pays prioritaires en Europe, dits « G4 » (France, Italie, Royaume-Uni et Belgique)

PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE D'EDF (1)



OBJECTIFS

**30% DE PARTS DE MARCHÉ DANS LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ
DES DÉTENTEURS DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES EN 2023**

Sur les 4 grands marchés du Groupe (G4) : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique

400 000

Points de charges déployés d'ici 2023

Rehaussement des objectifs de +250 000 vs 2020

20 000

Points de charges intelligents exploités d'ici 2023

Rehaussement des objectifs de +10 000 vs 2020

RÉALISATIONS ET PROJETS

Accompagnement des clients et partenaires européens d'EDF dans leur transition vers la mobilité électrique :

IZIVIA : 500 bornes de recharge déjà implantées sur le territoire de la Métropole de Lyon

Près de 200 000 points de charges installés et gérés dans le Groupe à fin 2021

IZIVIA, leader de l'exploitation des bornes ouvertes au public: 19,5% de ce segment (bornes situées sur des parkings privés ou en voirie)

Pod Point:

- Déploiement d'environ 70 000 points de charge en 2021 au Royaume Uni
- Financement de la croissance sécurisé via une levée de fonds (IPO minoritaire)

+ de 10 000 points de charges intelligents exploités par Izivia en France et PowerFlex en Californie

Projet RIGE (Recharge Intelligente Grand Est) pour l'installation de 500 bornes V1G et V2G à destination des entreprises et collectivités.

V2G : certification par RTE de DREEV pour fournir des services système au réseau rémunérés via des véhicules électriques

EVVE : certification par la Commission Européenne du projet proposé par DREEV et EDF parmi les lauréats Small Scale Call de l'innovation Fund. La subvention permettra d'installer 800 bornes V2G d'ici fin 2024.

Projet « EV100 » en ligne avec l'objectif

Electrification de la flotte de véhicules du groupe EDF de 17,3 %

(1) Le Plan mobilité électrique d'EDF s'ajoute aux investissements spécifiques réalisés dans ce domaine par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens du Code de l'énergie.

LE PLAN SOLAIRE



LE DÉVELOPPEMENT D'EDF DANS LE SOLAIRE EN FRANCE POURSUIT SON ACCÉLÉRATION

OBJECTIF

ÊTRE UN LEADER EN FRANCE

30% DE PARTS DE MARCHÉ ⁽¹⁾ D'ICI 2035



c.5,5 GW ⁽²⁾

de projets en développement au sol à fin 2021



c.330 MW

de projets sécurisés à fin 2021



c.350 MW

en construction à fin 2021



Appel d'offres CRE 4.9 et 4.10 : **196 MW remportés**



Acquisition d'une participation de 45%

dans Green Lighthouse Development, développeur français de projets solaires implanté en Nouvelle-Aquitaine

(1) Parts de marché exprimées en capacités brutes installées

(2) Y compris le portefeuille de Green Lighthouse Development acquis en 2021

LE PLAN STOCKAGE ÉLECTRIQUE (1)

LE PLAN
stockage
électrique

OBJECTIF

DÉVELOPPER 10 GW DE NOUVELLES INSTALLATIONS DE STOCKAGE DANS LE MONDE D'ICI À 2035, EN COMPLÉMENT DES 5 GW EXPLOITÉS AUJOURD'HUI (2)



RÉALISATIONS ET PROJETS

UN PORTEFEUILLE DE PROJETS RÉALISÉS OU SÉCURISÉS EN AUGMENTATION QUI S'ÉTABLIT À 1,1 GW À FIN DÉCEMBRE 2021

Les résultats 2021 bénéficient de l'apport de nouveaux projets de grande échelle :

Signature du contrat PPA de Desert Quartzite (**Californie**) : batteries (150 MW/600 MWh) couplées à un parc solaire de 300 MW

Lancement de 2 nouveaux projets par Pivot Power (**UK**) : 2 batteries de 50 MW/100 MWh directement raccordées au réseau de transport (projets Coventry et West Midlands)

Lauréat de l'appel d'offre « risk mitigation » en vue d'une fourniture d'électricité en **Afrique du Sud** : batteries (75 MW) couplées à des projets solaires et éoliens permettant de délivrer une puissance pilotable

Signature d'un PPA ENR avec la ville d'Iquitos (**Pérou**-500 000 h.- plus grande ville au monde non interconnectée) : 100 MW PV + 100 MWh batterie

Des projets qui entrent progressivement en service :

+ 145 MW de capacités nouvelles mises en service en 2021 en France (Guadeloupe, Martinique), aux Etats-Unis (Maverick 2), au Royaume Uni (installations Pivot Power de Cowley 50 MW et Kemsley 50 MW) et en Allemagne (installation d'une batterie de 1,6 MWh chez le client Speira Hamburg)

(1) Le groupe EDF poursuit un modèle de développement qui s'appuie sur des partenariats. Tous les projets ne seront pas nécessairement consolidés en intégration globale

(2) Principalement des STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage)

DÉPLOIEMENT DU PLAN EXCELL

Visant l'excellence de la filière nucléaire française



Annoncé fin 2019 et lancé en mai 2020, le plan excell vise à permettre à la filière nucléaire française de retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence pour être au rendez-vous des grands projets neufs et du parc nucléaire existant

En 2021, le Groupe EDF et la filière ont mis en œuvre 25 engagements, répartis sur 5 axes majeurs



RÉALISATIONS 2021

- **Gouvernance des projets nucléaires renforcée** par la mise en place du Contrôle des Grands Projets (décembre 2020) : chaque projet engagé fait l'objet d'une revue trimestrielle sur la base d'un jalonnement standard
- Création en avril 2021 de l'**Université des Métiers du Nucléaire (UMN)** pour dynamiser les offres de formation.
- Création de la **Haute Ecole de Formation Soudage du Cotentin (Hefaïs)**, en partenariat avec Orano, Naval Group et CMN (Constructions Mécaniques de Normandie).
- Définition avec la filière de **12 standards pour fabriquer conforme du premier coup** et installer une relation collaborative et équilibrée entre EDF et ses fournisseurs
- Déclinaison du **plan excell chez 44 industriels** qui ont lancé leur propre plan « Excell in quality ».

Le plan excell entre désormais dans sa troisième phase : consolider les résultats acquis et pérenniser les actions engagées pour rejoindre les meilleurs standards industriels.

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

AVANCEMENT DE LA CONSTRUCTION

Réception de l'intégralité des assemblages de combustibles nécessaires au premier chargement. Réalisation de la première inspection réglementaire par Euratom en août 2021 confirmant la bonne organisation du site en termes de réception et de stockage des matières nucléaires

Niveau de finition avancé à plus de 90% dans le bâtiment réacteur, en salle des machines et dans les locaux diesel

Soudures de traversée: Réparation des soudures situées dans les tuyauteries de la double enceinte en béton du bâtiment réacteur

- Nombre de soudures concernées : 8 VVP ⁽¹⁾ et 4 ARE ⁽²⁾
- Statut : 8 soudures de traversée réparées, toutes vérifiées conformes par EDF avant traitement thermique de détensionnement. Les 4 soudures ARE sont en attente de décision par l'ASN sur la qualification du procédé de réparation proposé par EDF

Autres soudures hors traversée: Remise à niveau et réparation des soudures

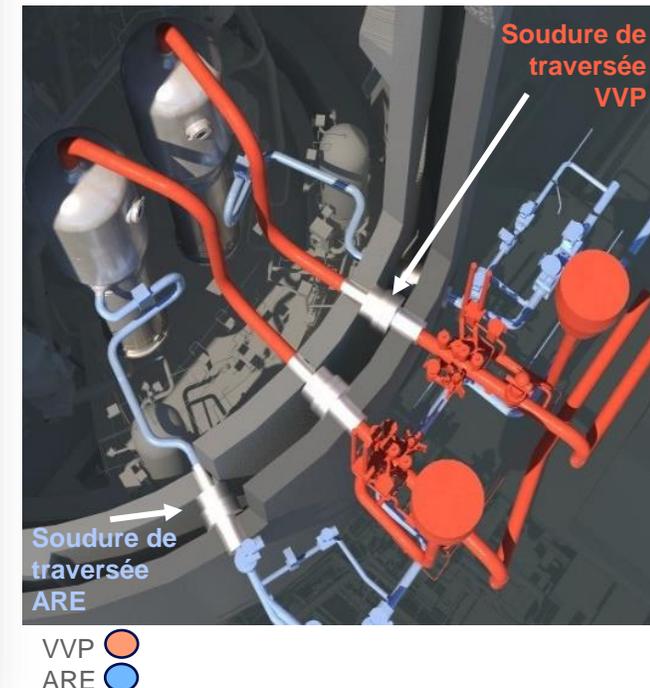
- Nombre de soudures concernées: 45 VVP ⁽¹⁾ et 32 ARE ⁽²⁾
- Statut : 70% des soudures concernées (VVP et ARE) sont en cours de reprise. 12 soudures VVP sont finalisées à date avant traitement thermique de détensionnement.

Traitement thermique de détensionnement (TTD)

- Soudures de traversée VVP : procédés de TTD optimisés validés par l'ASN
- Autres soudures hors traversée et soudures de traversée ARE: une partie des procédés de TTD optimisés a été validée par l'ASN. Les validations en attente, sur la base des dossiers justificatifs produits par EDF, concernent une soixantaine de soudures

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

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



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

AUTRES PROBLÉMATIQUES TECHNIQUES

Circuit primaire principal: Prise en compte incomplète du référentiel d'exclusion de rupture concernant 3 piquages

Dans une lettre du 8 octobre 2021, l'ASN a confirmé ne pas avoir d'opposition de principe à la solution proposée par EDF qui consiste à installer un "Collier de Maintien" pour le traitement de ces 3 piquages. Le dossier de conception de cette solution sera instruit par l'IRSN

Filtration puisards RIS/EVU ⁽¹⁾

- Résultats des essais réalisés à l'été 2021 à la demande de l'ASN : problème de filtrage des débris détecté
- Un plan d'action a été défini et présenté à l'ASN en décembre 2021. Son instruction est en cours.

Retour d'expérience de l'alea technique du réacteur n°1 de Taishan

Les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n°1 de Taishan, suite à l'alea technique rencontré pendant le deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique ⁽²⁾ de certains composants d'assemblages. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'ASN en vue de réaliser les éventuelles modifications nécessaires

COÛTS ET PLANNING

Dans son communiqué de presse du 12 janvier 2022, EDF a actualisé ces éléments en tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage. La date de chargement du combustible a été décalée au second trimestre 2023 et l'estimation du coût de construction à terminaison portée de 12,4 à 12,7 milliards ⁽³⁾.

Les coûts engendrés par des modifications postérieures à la mise en service de la centrale ne sont pas intégrés dans le coût de construction du projet

Le projet n'a pas de marges ni sur le calendrier ni sur le coût à terminaison

(1) RIS = Circuit d'injection de sécurité, EVU = Circuit d'évacuation ultime

(2) Voir communiqué de presse du 12 janvier 2022

(3) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires (voir note 10.6 des comptes consolidés). Cette estimation tient compte de l'affectation analytique d'une partie de l'indemnité versée par Areva dans le cadre de l'accord transactionnel conclu le 29 juin 2021

HINKLEY POINT C

GESTION DE LA CRISE SANITAIRE

- Depuis le début de la crise sanitaire, le projet a étendu les mesures pour assurer la sécurité des effectifs sur site et dans les bureaux. Elles sont continuellement adaptées afin d'appliquer les meilleures pratiques et de limiter autant que possible le nombre de contaminations.
- La pandémie de COVID-19 a toujours un impact sur la productivité du projet.
- Le nombre de personnes travaillant sur site est passé d'environ 5 000 en janvier à 7 400 personnes fin 2021

AVANCEMENT DE LA CONSTRUCTION

- Les dalles à 1,5 m et 5,15 m du bâtiment réacteur de l'Unité 1 ont été achevées
- La dalle en béton de 2 500 m³ qui supportera la turbine de l'Unité 1 a été réalisée
- Premier rondou du liner de confinement (382 tonnes) posé sur le Bâtiment Réacteur de l'Unité 2 au T4 (voir photo ci-dessous)



DONNÉES CLÉS

- Les objectifs de calendrier et de coûts à terminaison du projet ont été mis à jour le 27 janvier 2021 sur la base suivante :
 - un démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 en juin 2026, au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016
 - des coûts à terminaison du projet estimés entre £₂₀₁₅22 et £₂₀₁₅23 milliards ⁽¹⁾, soit entre £26 et £27 milliards en monnaie courante
 - le risque de report de la livraison (COD) des unités 1 et 2 est estimé respectivement à environ 15 et 9 mois. La probabilité de réalisation de ce risque est élevée.
- Les risques relatifs au calendrier et aux coûts à terminaison ont augmenté en 2021 en raison de l'impact de la crise sanitaire persistant en 2021, d'une performance du génie civil plus faible que prévue, des tensions sur les marchés mondiaux des matériaux de construction et des répercussions du Brexit. Des plans d'actions sont en cours afin d'atténuer le risque de retard et des actions sont entreprises pour améliorer la performance du génie civil. Une revue complète des coûts et du calendrier de référence sera effectuée en 2022 incluant une mise à jour des impacts de la crise sanitaire
- Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme de compensation des surcoûts entre les deux actionnaires en cas de dépassements du budget initial ou de retard. 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
- Les besoins de financement du projet excédant l'engagement contractuel des actionnaires (*committed equity*), les actionnaires seront appelés à allouer des fonds propres additionnels (*voluntary equity*). Cela pourrait amener le Groupe à augmenter sa contribution au financement du projet et à augmenter sa participation (66,5% actuellement) si son partenaire décidait de ne pas contribuer à ces engagements en fonds propres additionnels

(1) Coûts nets des plans d'actions opérationnels, hors intérêts intercalaires et 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 for All New Work index

SIZEWELL C

PRINCIPAUX ASPECTS

- Projet de **deux réacteurs pressurisés européens (EPR) britanniques** sur la côte de Suffolk, à Sizewell pour une capacité totale de **3,2 GW**
- Fourniture d'électricité pour 6 millions de foyers pendant **environ 60 ans**
- Réplication, autant que possible, du design et de la chaîne d'approvisionnement de Hinkley Point C
- FID ⁽¹⁾ sous réserve que les conditions soient remplies



(1) FID = Final Investment Decision

(2) Annonces du gouvernement britannique le 27 octobre 2021 dans le cadre du budget et de l'examen des dépenses 2022-2025

ÉLÉMENTS CLÉS

Principales caractéristiques du projet

- A date, la part d'EDF est de 80% et celle de CGN de 20%.
- À la date de la FID au plus tard, EDF prévoit de réduire sa participation à 20 % au plus
- Après la FID, le groupe EDF prévoit de fournir la conception, certains équipements et composants nucléaires essentiels ainsi que les services correspondants.

Soutien du gouvernement britannique au développement de projets nucléaires ⁽²⁾

- Jusqu'à £1,7 milliard alloué au développement de projets nucléaires de grande capacité sur la période 2022-2025
- Le gouvernement britannique indique être en négociations actives avec EDF concernant le projet Sizewell C.

Cadre de régulation :

- Le modèle dit Base d'Actifs Régulée (BAR) prévoit que les fournisseurs d'électricité se voient facturer, en tant qu'utilisateurs du système électrique, le coût du projet. Ce modèle vise à permettre aux investisseurs de partager les risques liés à la construction et à l'exploitation du projet avec les consommateurs.
- Les conditions du modèle BAR et d'un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (*Government Support Package – GSP*) sont en cours de discussion

Financement jusqu'à la FID:

- EDF a prévu de préfinancer le développement à hauteur de sa quote-part d'un budget initial de 458 M£
- Des discussions sont en cours avec le gouvernement britannique sur le financement des coûts de développement restants jusqu'à la FID.
- Dans ce cadre, le gouvernement britannique a décidé d'un financement public en janvier 2022 de £100 millions en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site ou sur le rachat de la participation d'EDF dans la société de projet.

Approbation de développement du projet (Development Consent Order ou « DCO »): décision du Secrétaire d'État britannique attendue pour fin mai 2022

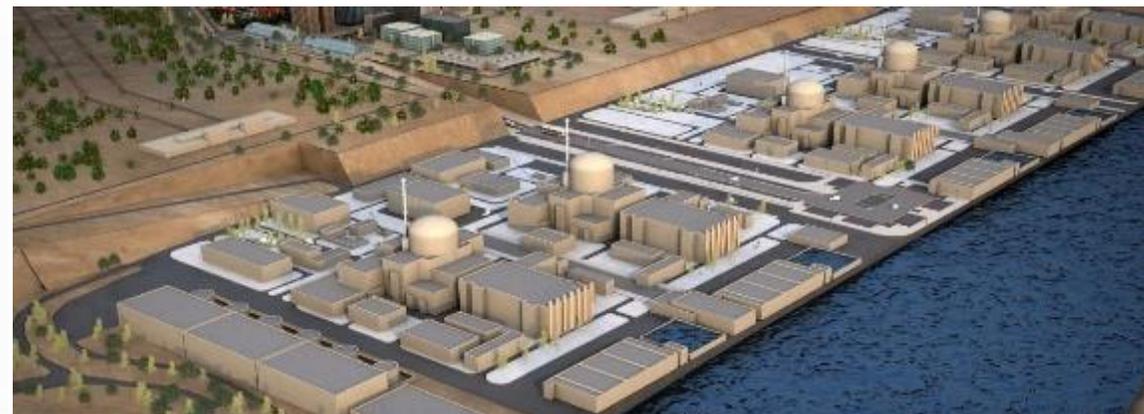
Conditions préalables à la FID:

- La capacité d'EDF à participer à la FID, aux côtés d'autres investisseurs, dépend de la réalisation de certaines conditions, notamment:
 - Des fonds suffisants pour financer les coûts de développement jusqu'à la FID
 - Un cadre de régulation, un mécanisme de partage des risques et un *GSP* permettant à des investisseurs privés (dette et equity) d'investir
 - Une structure de financement appropriée pendant la construction et l'exploitation ainsi qu'un nombre suffisant d'investisseurs et de prêteurs disposés à investir dans le projet. Ceci est subordonné notamment à une notation de crédit de qualité nécessaire pour attirer des capitaux privés
 - Un accord avec les principaux fournisseurs sur les principaux contrats
 - L'obtention de l'ensemble des autorisations et agréments requis, y compris le DCO
 - La capacité à déconsolider le projet dans les états financiers du Groupe (y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation) après la FID
- Leur non-obtention pourrait conduire le Groupe à ne pas prendre de FID

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 (IWFA ⁽¹⁾) 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
- Il n'est pas prévu qu'EDF soit 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 à l'IWFA ⁽¹⁾, EDF et ses partenaires ont remis à NPCIL une offre complète conditionnée non-engageante le 14 décembre 2018, puis une offre engageante en avril 2021
- Les échanges permettant un GFA (General Framework Agreement) sont en cours sur cette base

(1) IWFA: International Way Forward Agreement

ALÉA TECHNIQUE SUR L'EPR TAISHAN

PRINCIPAUX ASPECTS DE L'EPR DE TAISHAN

- EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de la société TNPJVC ⁽¹⁾ qui exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR (1 750 MW chacun) à Taishan dans la province du Guangdong.
- La mise en service commerciale de la tranche 1 a eu lieu le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 le 7 septembre 2019. Après leur premier cycle combustible de 18 mois, chacune des tranches a effectué son premier arrêt « Visite Complète Initiale » avec rechargement.
- Le niveau de production a été affecté par l'arrêt programmé de l'unité 2 (1^{ère} visite complète) et par l'arrêt fortuit de l'unité 1 pendant 5 mois, consécutive à l'aléa technique rencontré.



ALÉA TECHNIQUE: RETOUR D'EXPÉRIENCE

- Évolution atypique des paramètres radiochimiques, conduisant à soupçonner que des crayons constituant les assemblages de combustible étaient devenus inétanches ⁽²⁾
- Arrêt du réacteur n°1 et opérations de déchargement du combustible en août 2021
- Origine de cette inétanchéité : dégradation de la gaine des crayons par un phénomène d'usure mécanique consécutive à la rupture de petits dispositifs de maintien des crayons dans les assemblages ⁽³⁾
- Après instruction par les autorités compétentes, ces études pourraient conduire, à terme, à des ajustements du procédé de fabrication et au déploiement d'une technologie différente de maintien des crayons au sein des assemblages.
- Les inspections réalisées sur les assemblages et sur l'intérieur de la cuve ont également mis en évidence un phénomène localisé entre les assemblages et un composant enveloppant le cœur lié à des sollicitations hydrauliques. Des études sont en cours afin de définir les dispositions qui permettront de réduire les interactions entre les assemblages et l'enveloppe de cœur.
- L'analyse concernant les autres projets EPR est en cours

(1) Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited

(2) Voir les communiqués de presse du 14 juin 2021 et du 22 juillet 2021

(3) Voir le communiqué de presse du 12 janvier 2022

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 : taux d'avancement global au 31/12/2021 de 53 %
- Ralentissement de la construction : la pandémie de la Covid 19 et les difficultés d'approvisionnement et de production du béton entraînent un retard estimé à 10 mois pour la mise en service opérationnelle aujourd'hui prévue à l'été 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

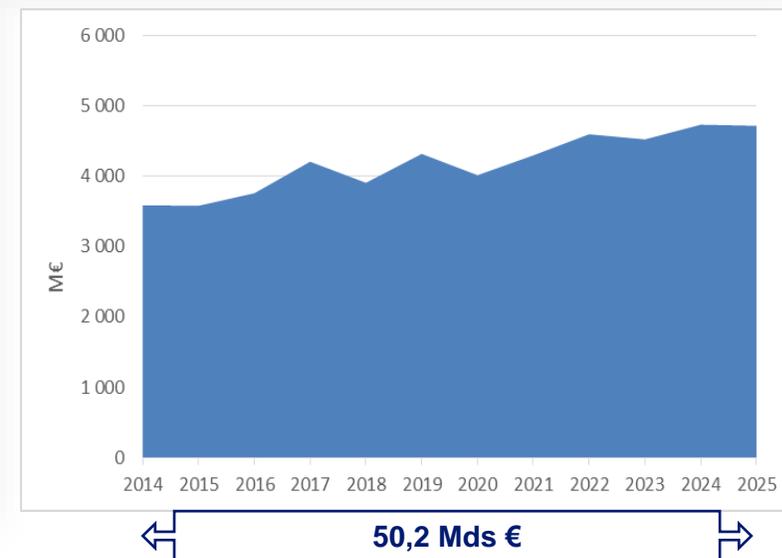
STRATÉGIE INDUSTRIELLE

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 : 5 réacteurs ont réalisé avec succès leur 4e visite décennale et ont ainsi franchi le jalon des 40 ans (Tricastin 1, Tricastin 2, Bugey 2, Bugey 4 et Dampierre 1), et 2 visites décennales sont en cours de réalisation (Bugey 5 et Gravelines 1)
- Allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement comptable des centrales du palier REP 1 300 MW à partir du 1er janvier 2021, notamment suite à la décision de l'ASN du 23 février 2021 sur les conditions de poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique et le succès de la première 4eme visite décennale de Tricastin 1
- Stratégie compatible avec 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
- L'estimation du coût du programme fait l'objet de mises à jour régulières . 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 2020 ⁽²⁾, EDF a réajusté le coût du programme à 49,4 Mds€ courants
- Ce coût s'établit à date à 50,2 milliards d'euros courants en intégrant les nouveaux besoins (hors réparations qui seraient rendues nécessaires au titre des problèmes de corrosion sous contrainte ⁽³⁾).
- La nouvelle feuille de route du projet Grand Carénage pour la période post-2025, dont notamment la prise en compte des coûts relatifs aux VD5 du palier 900, est en cours



(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

(3) Voir communiqués de presse du 15/12/2021, du 13/01/2022 et du 07/02/2022

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 sur l'exercice 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

La décision de l'ASN publiée en février 2021 sur la partie générique des conditions de poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, et la réussite industrielle des premières quatrièmes 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 du 8 novembre 2019 et la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (décret du 21 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 sur les conditions 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 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	30/06/2021	31/12/2021
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 liées à la production nucléaire diminuent de 1 Md€, dont 0,8 Md€ soumis à la couverture par des actifs dédiés. Cette diminution est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros

NOUVEAU NUCLÉAIRE: PROJET SMR (PETIT RÉACTEUR MODULAIRE) NUWARD™

PROJET

- Développement de NUWARD™, petit réacteur modulaire (ou *Small Modular Reactor - SMR*), en partenariat avec le CEA, Naval Group et TechnicAtome
- Centrale nucléaire composée de deux réacteurs à eau pressurisée (REP) de 170 MW chacun.



AVANCÉES ET COÛTS

- Actuellement en phase de conception (définition des principales options de conception et premières étapes de qualification des principaux systèmes et composants)
- L'État français a accordé 50 M€ de subventions au projet Nuward en décembre 2020 dans le cadre du Plan de relance. Un soutien supplémentaire de 500 M€ a été annoncé par le Président de la République



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 dont la France (7,2 Mds€ dans le cadre de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné + plan d'investissement **France 2030**: 1,9 Md € consacrés au développement de la filière hydrogène)



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

Réalisations 2021

- Mise en service de la plus grande station française de production et de distribution d'hydrogène vert afin d'alimenter les bus du réseau de transport urbain auxerrois.
- Signature du contrat de vente d'hydrogène renouvelable pour décarboner les transports en commun du Grand Belfort.
- Prénottification de 830 MW d'électrolyse dans le cadre du programme *IPCEI*⁽²⁾ répartis entre deux projets :
 - **Hynovi**: développé en partenariat avec le groupe cimentier Vicat, le projet Hynovi représente 330 MW et permettra la production de gaz de synthèse.
 - **Hyscale100**: développé par les équipes d'Hynamics Deutschland (voir ci-contre).
- Partenariats stratégiques industriels et commerciaux signés avec Vicat, SNCF, Gaussin et Alstom.

L'HYDROGÈNE DANS LE MONDE

En Allemagne :

- En partenariat avec Orsted, la raffinerie Heide et Holcim Lafarge, projet industriel d'Hynamics *Hyscale100* de 500 MW prénotifié dans le cadre du programme *IPCEI*⁽²⁾

En Italie:

- Edison développe en partenariat cinq projets d'hydrogène vert afin de contribuer à la décarbonation de raffineries, d'aciéries et des transports publics (trains et bus).

Aux USA, Chili, Arabie Saoudite et UK :

- Appui métier d'Hynamics auprès des filiales du Groupe (principalement EDF Renouvelables)



PARTENARIAT INDUSTRIEL ET
COMMERCIAL EDF / McPHY
(DÉTENTION DE 14,1 % DU CAPITAL)

Acteur de référence dans le domaine de l'hydrogène.

Gamme complète de solutions:

- Electrolyseurs
- Stations de recharge d'hydrogène
- Stockage

McPhy est prénotifié dans le cadre du programme *IPCEI*⁽²⁾ pour le financement d'une Gigafactory d'électrolyseur qui aura une capacité de production de plusieurs centaines de MW/an.

(1) McKingley report – *Hydrogen Council 2019*

(2) IPCEI: Important Project of Common European Interest

FRANCE RELANCE & FRANCE 2030 ET EDF

	France Relance	France 2030	Entités d'EDF qui bénéficient du plan du gouvernement
RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Renforcer la rénovation énergétique des logements privés (2 Mds€ répartis sur 2021 et 2022, dispositif "MaPrimRenov"), logements sociaux (0,5 Mds€) et des bâtiments publics (4 Mds€) ; 0,2Mds€ pour les TPE-PME 		    
DÉCARBONATION DE L'INDUSTRIE	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 1,2 Md€ sur 2020-2022 ➤ Décarboner la production de chaleur (récupération de chaleur, biomasse, pompe à chaleur, valorisation des déchets, réseaux de chaleur, etc.) ➤ Efficacité énergétique et électrification des procédés 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 5 Mds€ d'ici 2030 ➤ Réduire de 35% les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 2015 	
NUCLÉAIRE	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 490 M€ sur 2020-2022 ➤ Maintenir les compétences et soutenir la compétitivité des entreprises ➤ Favoriser l'innovation, notamment sur le développement des réacteurs modulaires de petite taille SMR (Nuward) ➤ Déployer le projet du "Technocentre" de Fessenheim (valorisation des métaux de très faible activité) ➤ Financer des solutions innovantes pour la gestion des déchets radioactifs 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 1 Md€ d'ici 2030 consacré : <ul style="list-style-type: none"> – au développement de petits réacteurs modulaires et aux réacteurs innovants permettant de fermer le cycle du combustible – à l'émergence en France des réacteurs nucléaires de petite taille, innovants et avec une meilleure gestion des déchets 	  
HYDROGÈNE / RENOUVELABLES	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Faire de la France une nation à la pointe des technologies de production d'hydrogène renouvelable et bas carbone (7,1 Mds€ d'ici 2030 dont 3,4 Mds€ d'ici 2023) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Devenir le leader de l'hydrogène vert ➤ En 2030, la France comptera sur son sol au moins 2 gigafactories d'électrolyseurs et produira massivement de l'hydrogène ➤ Objectif d'investissement de + de 500 millions d'euros dans les technologies de rupture, dans les énergies renouvelables, en particulier les éoliennes, terrestres, en mer et le photovoltaïque 	  
MOBILITÉ ÉLECTRIQUE	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Multiplier l'acquisition de véhicules propres (1,9 Md€) ➤ Accélérer le déploiement des bornes de recharges pour véhicules électriques, dans les parkings privés comme sur la voie publique: 100 000 bornes de recharges attendues en France d'ici 2021 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Produire près de 2 millions de véhicules électriques et hybrides d'ici 2030 	 

RÉSULTATS ANNUELS

2021

ESG



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



NEUTRALITÉ
CARBONE
& CLIMAT



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

RSE

PRÉSERVATION
DES RESSOURCES
DE LA PLANÈTE

PRÉSERVATION DES RESSOURCES DE LA PLANÈTE

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



PRÉSERVATION
DES RESSOURCES
DE LA PLANÈTE

DÉVELOPPEMENT
RESPONSABLE

DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE

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



(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 »

APPLICATION DE LA TAXONOMIE



PROCESSUS LÉGISLATIF EUROPÉEN

- **1^{er} acte délégué** adopté par la Commission en juin 2021 ⁽¹⁾ pour **définir les activités** qui contribuent substantiellement aux objectifs climatiques
- **Acte délégué complémentaire** adopté le 2 février 2022 qui inclut le **nucléaire et le gaz** en tant qu'activités de transition ⁽²⁾
- **Acte délégué sur le reporting**: à partir du 1^{er} janvier 2022, publication de la part des activités éligibles sur 3 indicateurs **Chiffre d'affaires, Opex, Capex**, tels que définis par la taxonomie

(1) Acte délégué publié le 10 décembre 2021 au Journal officiel de l'Union Européenne

(2) Après une période d'examen par le Conseil et le Parlement pouvant aller jusqu'à 6 mois, l'acte délégué sera adopté en l'absence de veto pour une entrée en vigueur le 01/01/2023

INCLUSION DU NUCLÉAIRE DANS LA TAXONOMIE ⁽¹⁾

- Construction et exploitation de **nouveaux réacteurs** de technologie innovante (obtention du permis de construire avant 2045)
- **Modifications visant à étendre la durée de vie** des centrales autorisées avant 2040
- Activités de **R&D**, démonstration et déploiement de réacteurs innovants

Pour les projets nucléaires présents sur le territoire de l'UE.

En respectant les critères « Do Not Significantly Harm » sur la gestion du combustible et des déchets, et la sûreté.

(1) Selon l'acte délégué complémentaire adopté le 02/02/2022 applicable à partir du 01/01/2023

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



1ère entreprise à émettre un Green Bond **en 2013**

Membre actif de la gouvernance des **GBP**

Co-fondateur du **Corporate Forum on Sustainable Finance**

2 mises à jour du Green Bond Framework afin de contribuer aux meilleures pratiques de marché

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
 - 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)

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** 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, Deloitte**, sur l'allocation des fonds et la conformité des émissions Green Bonds avec le Green Bond Framework et les GBP, et de la conformité des modalités de détermination des émissions de CO₂

GREEN BONDS : FONDS ALLOUÉS ET ÉMISSIONS DE CO₂ ÉVITÉES



Date d'émission	Fonds levés	Fonds alloués	Projets financés par le Green Bond	Part des investissements totaux financés par le Green Bond	Capacité nette totale des projets financés (en MW)	CO ₂ évité attendu - net (en Mt/an)
Nov. 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	projets EDF Renouvelables	59 %	976	1,55
Oct. 2015	1,25 Md\$	1,25 Md\$	projets EDF Renouvelables	58 %	815	1,83
Oct. 2016	1,75 Md€	1 248 M€	projets EDF Renouvelables	54 %	962	1,61
		502 M€	opérations EDF Hydro	100 % ⁽²⁾	903	0,01
Jan. 2017	26 000 M¥	14 021 M¥	projets éoliens (EDF Renouvelables, Luminus)	15 %	86	0,12
		11 979 M¥	opérations EDF Hydro + projet hydro Luminus	87 %	133	0,01
Sept. 2020	2,4 Md€	2 246 M€	projets + rachats de portefeuille par EDF Renouvelables, projets EDF ENR, projets Luminus	77 %	1 421	1,35
		138 M€	opérations EDF Hydro et projets pour la biodiversité	100 %	123	0,001
Nov. 2021	1,85 Md€	-				
Total					5 410	6,48

NB: La liste détaillée des projets Renouvelables et des opérations d'investissements hydraulique par catégorie est publiée dans l'URD 2020 d'EDF

(1) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le Green Bond correspondant

(2) Part des investissements financée par EDF prise en totalité, y compris la moitié du montant d'investissement du projet Romanche-Gavet

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
- Absence 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 Principes 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 ETI.

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 ou d'une filiale d'EDF concernée est chargé d'identifier les propositions de Projets Éligibles** qui répondent aux critères d'utilisation des fonds.
 - Chaque division ou d'une filiale 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**, KPMG, sur l'allocation des fonds et la conformité au Social Bond Framework et aux Social Bond Principes, et la conformité des impacts sociaux des projets financés au niveau du portefeuille

SOCIAL BOND – SYNTHÈSE DU RAPPORT 2021

- EDF s'engage à respecter la recommandation des Social Bonds Principles de « *chercher à obtenir des résultats sociaux positifs spécifiques en faveur, mais pas exclusivement, d'une ou plusieurs populations cibles.* »
- EDF alloue le produit de son émission d'obligations sociales de mai 2021 uniquement aux investissements bénéficiant aux **PME situées dans les zones où les défis du chômage sont importants**, c'est-à-dire les PME situées dans les zones d'emploi où le taux de chômage
 - est supérieur au taux de chômage national moyen ; ou
 - diminue moins rapidement (ou augmente plus rapidement) que le taux de chômage national moyen au cours des cinq dernières années

Rapport d'impact : calcul des emplois à temps plein par PME



Chiffres clés : aperçu

	Montant dépensé ⁽¹⁾	Nombre de PME	Nombre d'employés requis ⁽²⁾
2019	550 M€	1 324	3 330
2020	589 M€	1 411	3 531
2021 ⁽³⁾	111 M€	690	653

(1) Fonds dépensés en France dans les segments France - Production et Commercialisation et France - Activités régulées

(2) Nombre d'employés nécessaires à l'exécution de leur contrat avec EDF calculés avec le ratio nombre d'employés / montant de production par activité

(3) Fonds dépensés uniquement au T1



NOTATIONS EXTRA-FINANCIÈRES

MAINTIEN DANS LES PRINCIPAUX INDICES NON-FINANCIERS :
(liste non exhaustive)



- Climate Change
- ESG Screened
- ESG Universal
- World Climate Change
- Climate Paris Aligned
- EU Low Carbon Leaders



- CAC40 ESG
- Vigeo World 120
- Eurozone 120
- Vigeo France 20

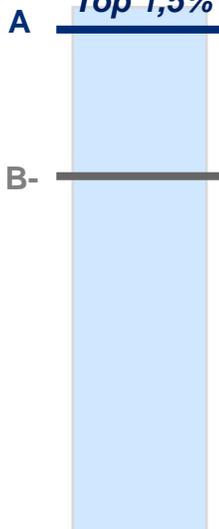
Autres

- STOXX Global ESG Leaders
- FTSE4Good



— Moyenne sectorielle
 ↓ ↑ Variation vs. 2020 si ± 3 bps

A **Top 1,5%**



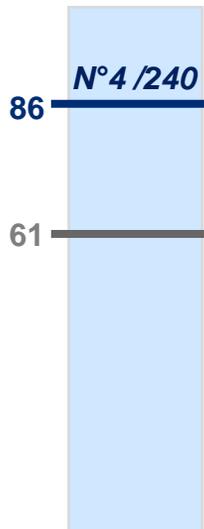
Climate Change

A- **Top 33%**

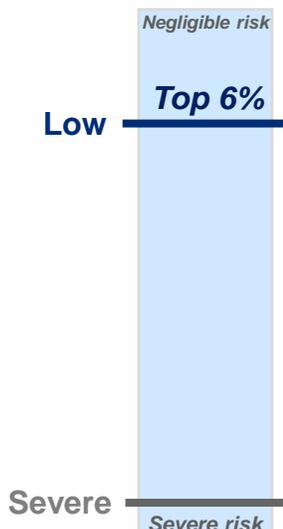


Water Security

86 **N°4 /240**
61

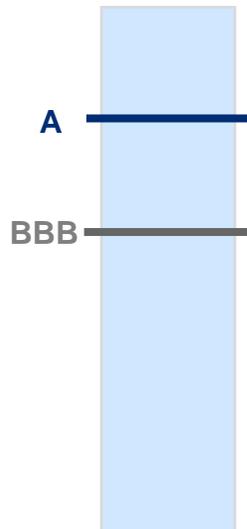


ESG score

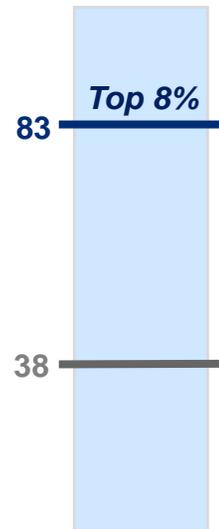


ESG Risk Rating

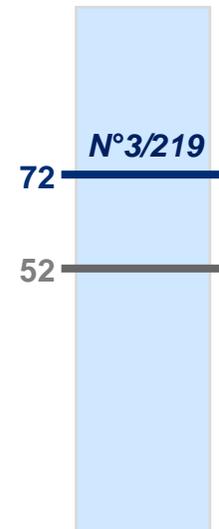
A
BBB



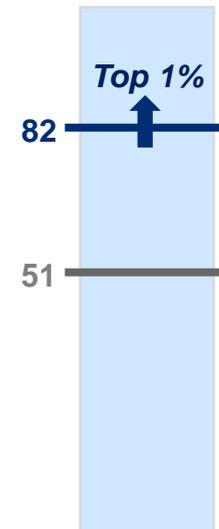
83 **Top 8%**
38



72 **N°3/219**
52



82 **Top 1%**
51



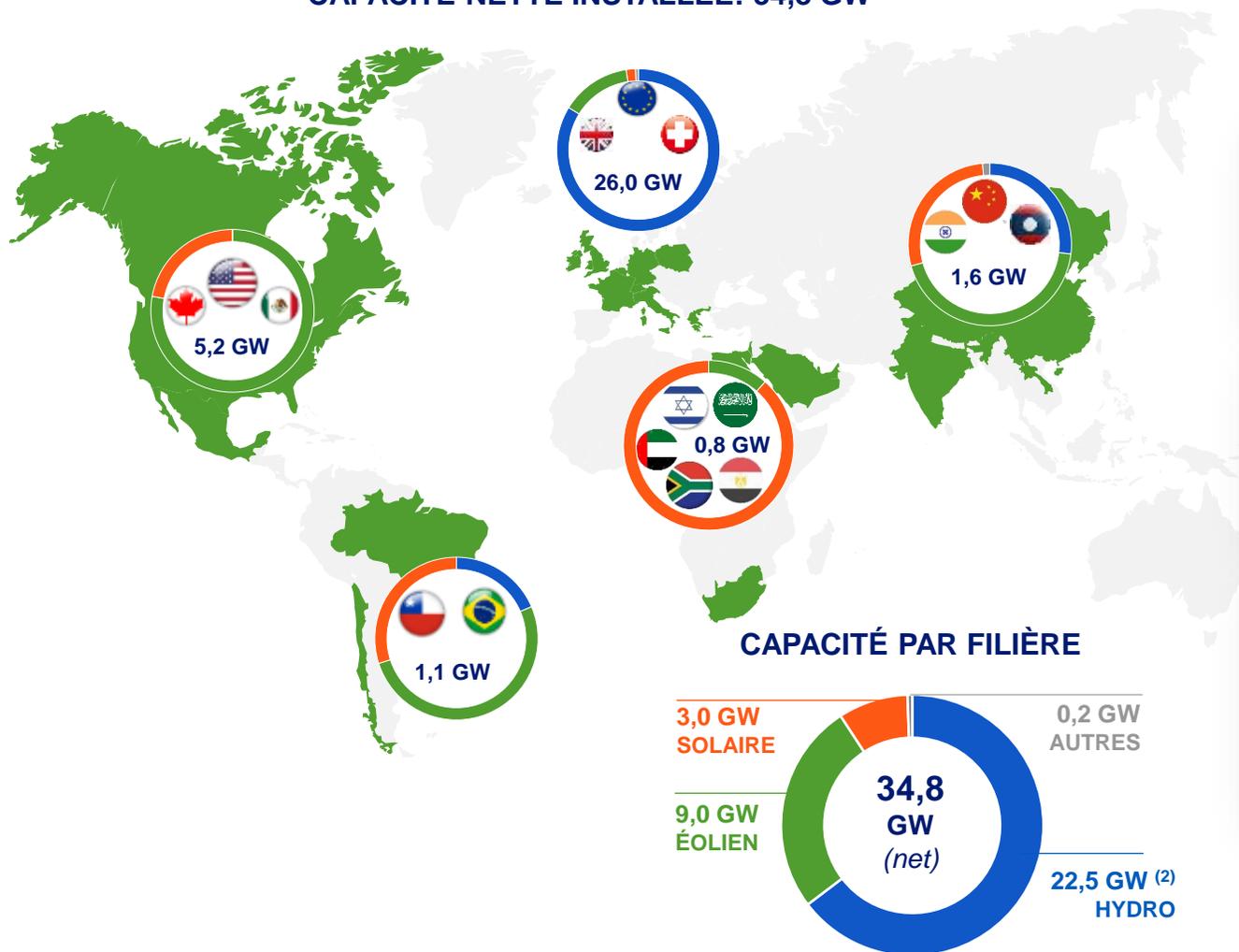
RÉSULTATS ANNUELS 2021

ENERGIES RENOUVELABLES



EDF, LEADER EUROPÉEN DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE: 34,8 GW ⁽¹⁾



UN MIX
DIVERSIFIÉ AVEC
34,8 GW EN
EXPLOITATION

- 22,5 GW d'hydraulique
- 12,0 GW d'éolien et de solaire
- 0,2 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

- 3,1 GW bruts mis en service en 2021
- 7,9 GW bruts actuellement en construction (1,5 GW en éolien terrestre, 1,9 GW en éolien en mer, 4,5 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

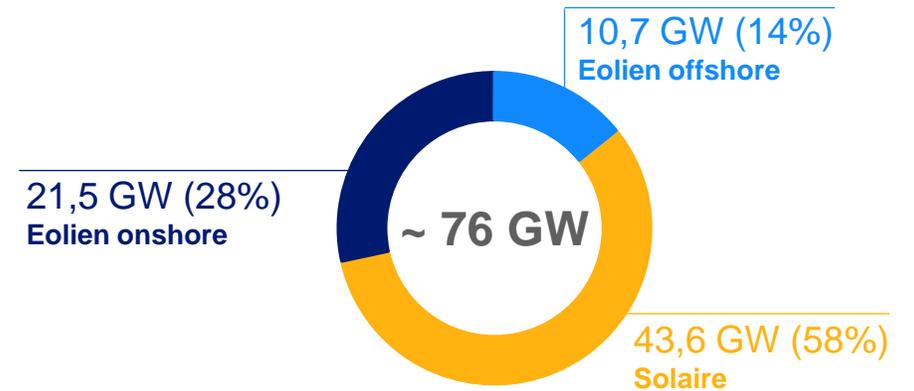
(2) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW

UN PORTEFEUILLE DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES DE PRÈS DE 76 GW ⁽¹⁾

UN PORTEFEUILLE DE PROJETS DIVERSIFIÉ GÉOGRAPHIQUEMENT ...



... ET ÉQUILBRÉ ENTRE ÉOLIEN ET SOLAIRE



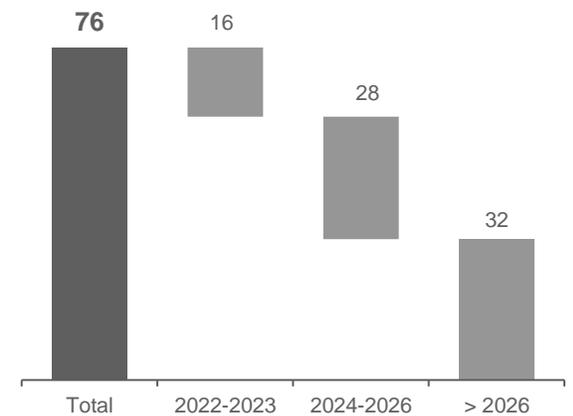
Portefeuille de projets ⁽²⁾
(en GW)



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

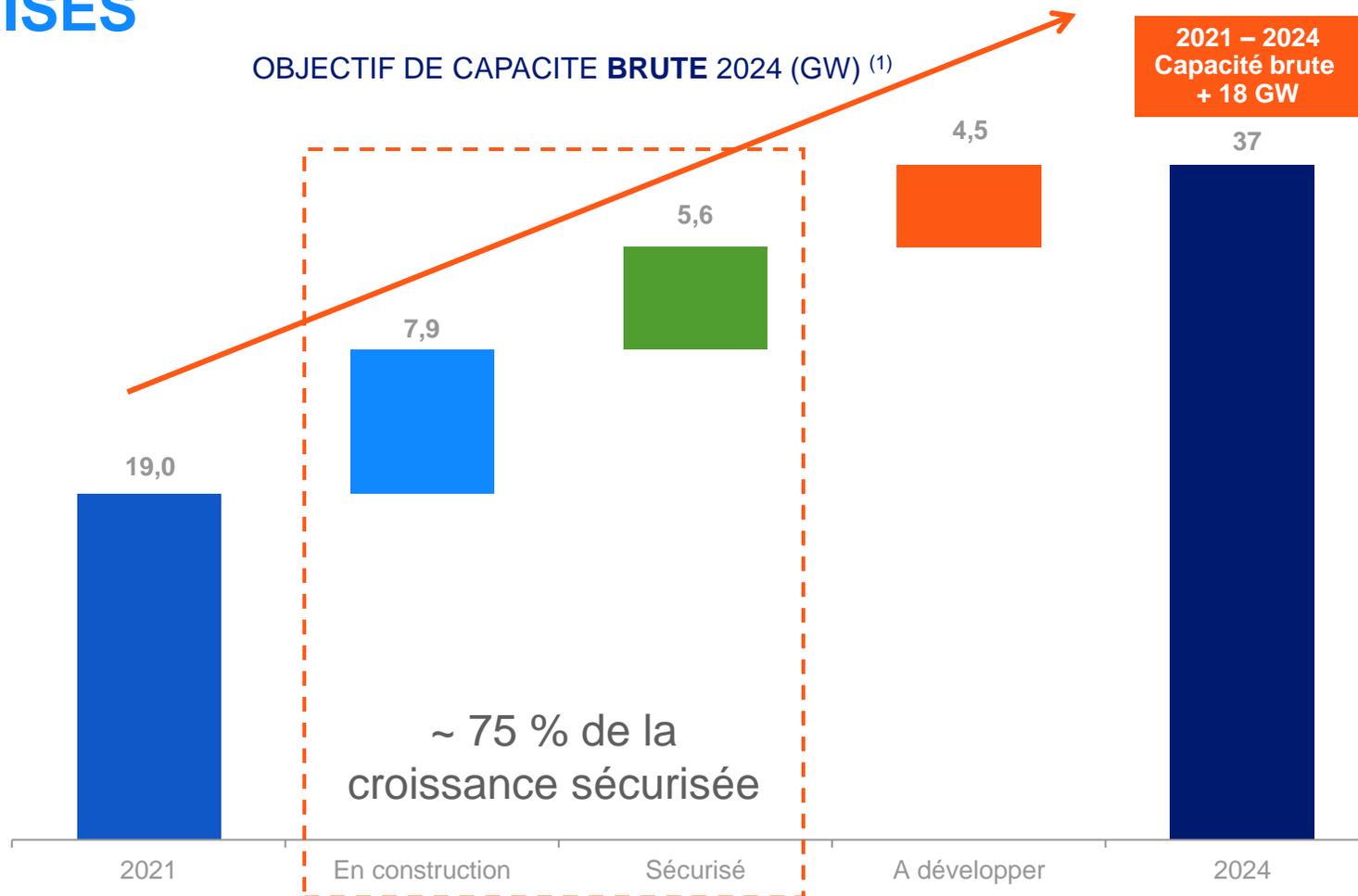
* Démarrage de l'identification des terrains et des études préliminaires
 ** Sécurisation foncière suffisante et début des études techniques
 *** Sécurisation d'un tarif d'achat d'électricité (suite à appel d'offres, enchère, négociation de gré à gré)

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) Portefeuille de projets pour mise en construction, non probabilisé

UNE FORTE CROISSANCE ATTENDUE GRÂCE À PLUS DE 13 GW DE PROJETS DÉJÀ SÉCURISÉS

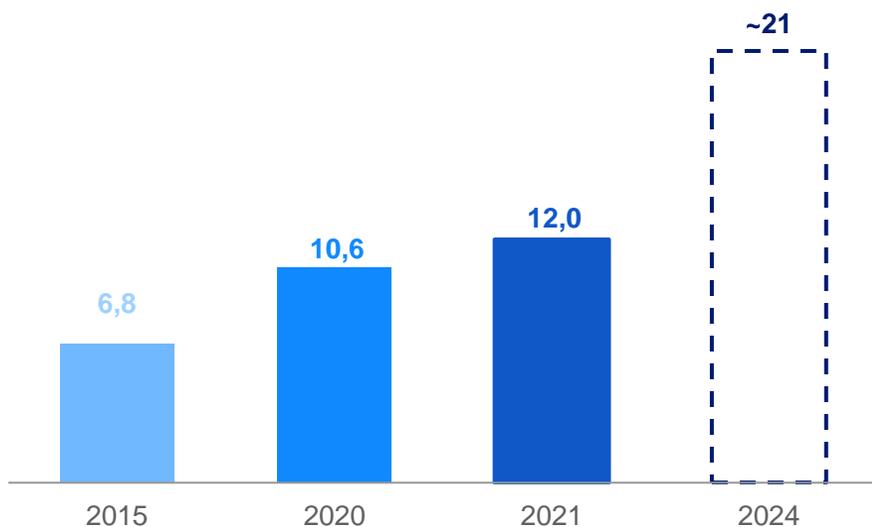


NB: La présente communication contient des données prospectives basées sur des objectifs. Bien que la direction estime que ces données sont raisonnables, les investisseurs sont alertés sur le fait que ces données sont soumises à de nombreux risques et incertitudes qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés. Les récentes tensions sur la supply chain des équipements (notamment solaires) pourraient engendrer des décalages de mise en service de certains projets dans certaines géographies. Il s'agit principalement de décalages de quelques mois sur 2022 et 2023, décalages qui ne remettraient pas en question la cible 2024, ni la cible 2030.

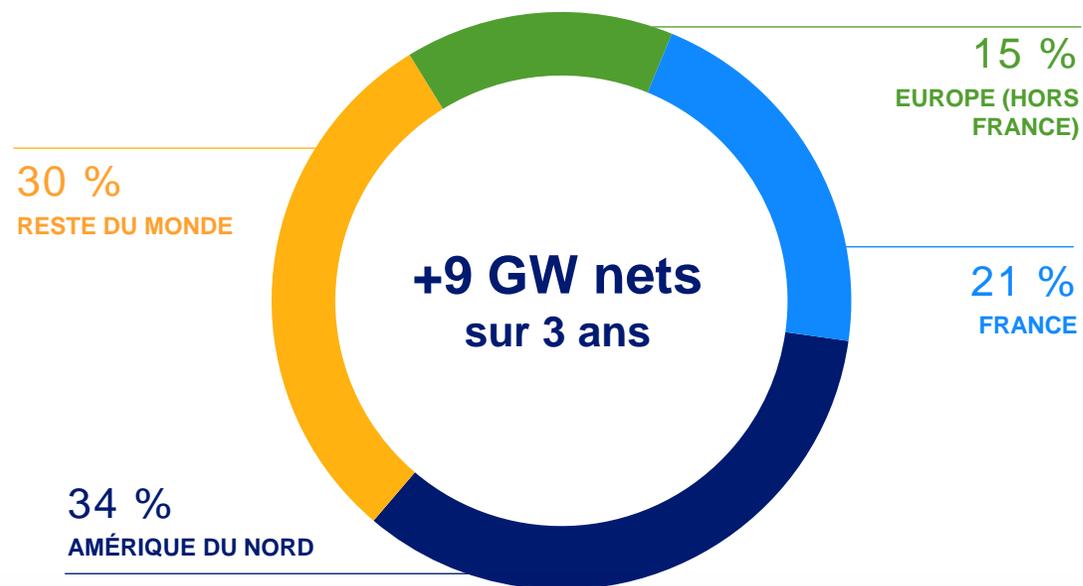
(1) Solaire et éolien. Données brutes correspondant à 100% de la capacité des projets concernés

UNE ACCÉLÉRATION ÉQUILIBRÉE ENTRE LES ZONES GÉOGRAPHIQUES ET LES TECHNOLOGIES

OBJECTIF CAPACITE INSTALLEE **NETTE** 2024 (GW) ⁽¹⁾



CAPACITE ADDITIONNELLE **NETTE** 2021-2024 PAR GEOGRAPHIE (GW) ⁽¹⁾



CAPACITE ADDITIONNELLE **NETTE** 2021-2024 PAR TECHNOLOGIE



~63 %



~27 %



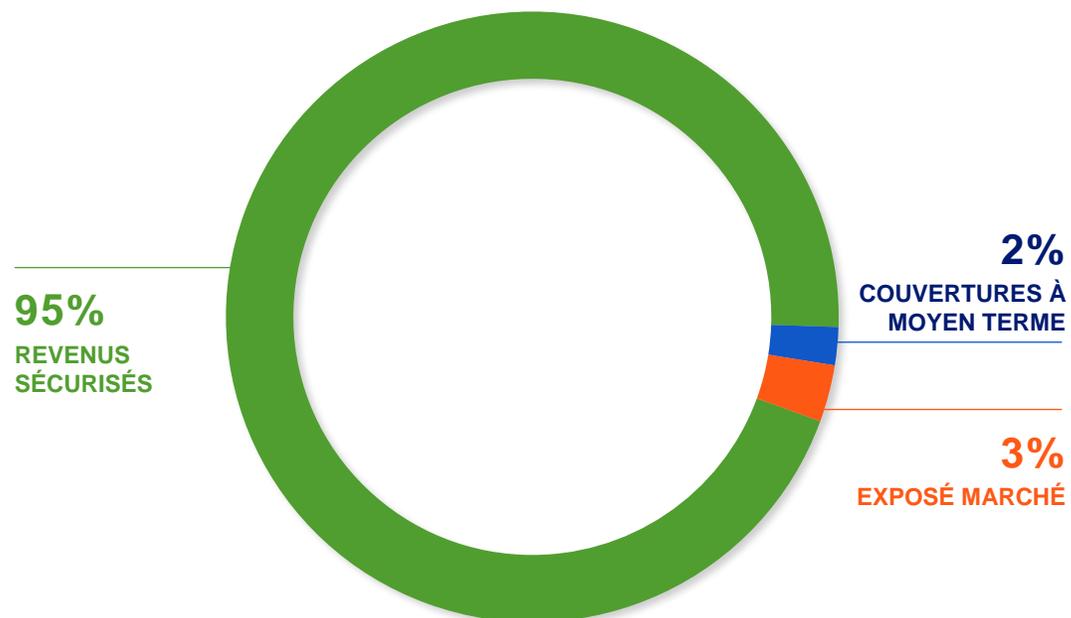
~10%

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. Les récentes tensions sur la supply chain des équipements (notamment solaires) pourraient engendrer des décalages de mise en service de certains projets dans certaines géographies. Il s'agit principalement de décalages de quelques mois sur 2022 et 2023, décalages qui ne remettraient pas en question la cible 2024, ni la cible 2030.

(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

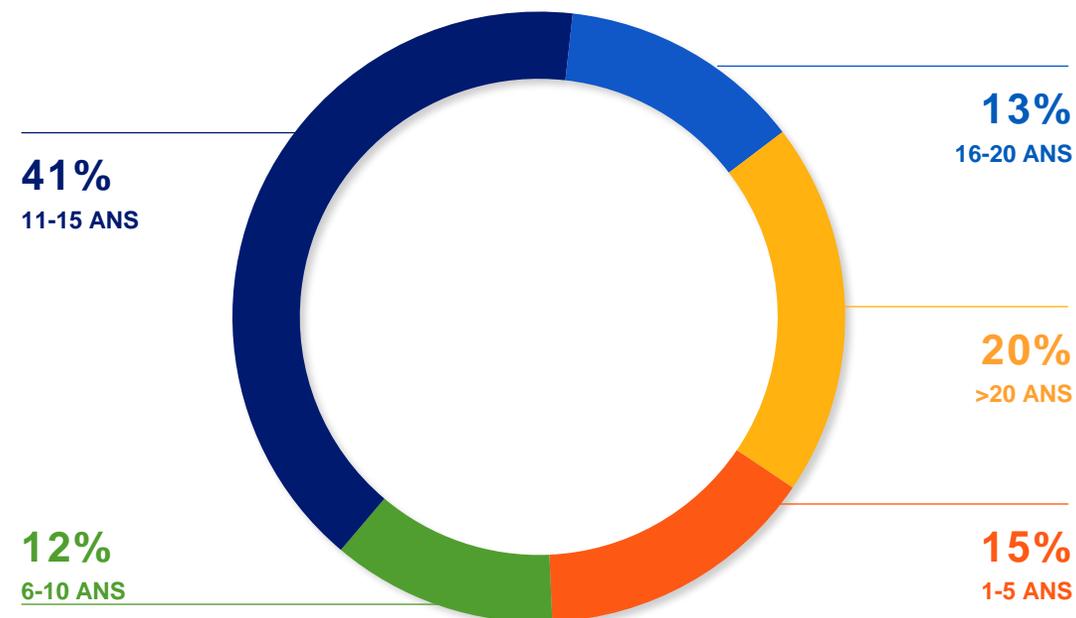
DES REVENUS SÉCURISÉS PAR DES CONTRATS LONG TERME

CONTRACTUALISATION DES REVENUS CONSOLIDÉS 2022 DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE (1)



95% DES REVENUS 2022 SONT SÉCURISÉS
En augmentation de 6% vs 2021

DURÉE RÉSIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS LONG TERME (2)



LA DURÉE RÉSIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS EST DE ~13 ANS

(1) Basé sur l'estimation des revenus 2022 des actifs consolidés en intégration globale

(2) Pondération selon l'estimation des revenus 2022 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

CONSTRUCTIONS EN COURS

- **Parc éolien en mer de Saint Nazaire** (débutée en 2019, mise en service prévue en 2022, investissements totaux de ~ 2 Mds€, partenariat avec Enbridge)
- **Parc éolien en mer de Fécamp** (débutée en 2020, mise en service prévue en 2023, investissements totaux de ~ 2 Mds€, partenariats avec Enbridge et WPD)



Des avancées majeures en 2021

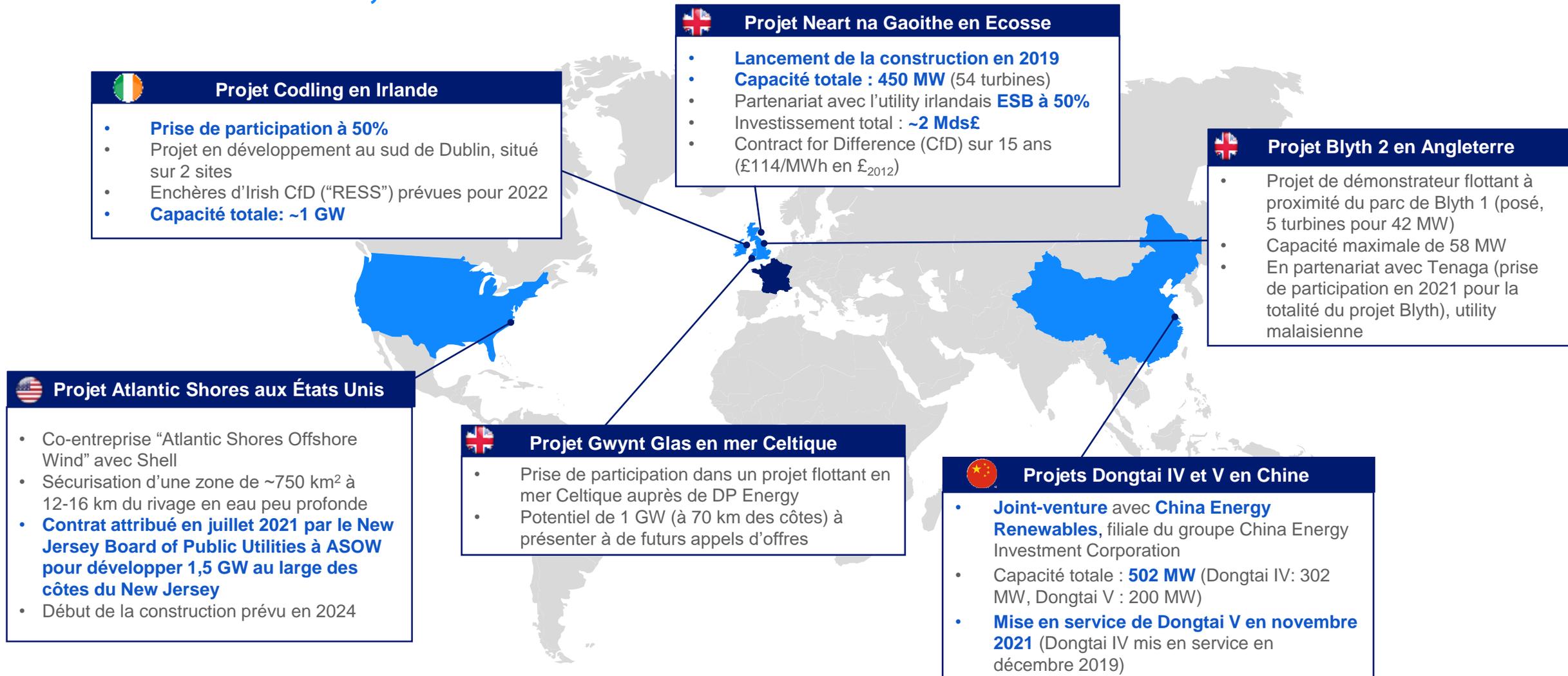
- **Parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer)**
 - Lancement de la construction en février 2021
 - Mise en service prévue en 2024
 - Investissements totaux de ~ 2 Mds€, partenariat avec Enbridge et WPD

POURSUITE DES DÉVELOPPEMENTS

- Développement en cours du **parc éolien en mer de Dunkerque** (investissement totaux de ~1 Md€, partenariat avec Enbridge)
- Participation à un appel d'offres en Normandie en partenariat avec Enbridge et CPPIB
- Développement en cours et préparation de la construction 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
- Participation à un appel d'offres en Bretagne Sud avec Enbridge et CPPIB



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



AFRIQUE DU SUD: EDF RENOUVELABLES REMPORTE 5 PROJETS EN 2021 POUR UN TOTAL D'ENVIRON 850 MW (ÉOLIEN, SOLAIRE ET STOCKAGE)

- **3 projets éoliens remportés** par EDF Renouvelables et ses partenaires locaux (H1 holdings et Gibb-Crede), **chacun d'une capacité installée de 140 MW**, dans le cadre de la cinquième phase d'appel d'offres du REIPPP ⁽¹⁾
- Appel d'offres remporté par EDF Renouvelables et un partenaire local pour fournir de l'énergie solaire à la **société minière Anglo-American Platinum : projet de construction et d'exploitation d'une centrale solaire de 100 MW**
- Le projet Umoyilanga a été remporté dans le cadre du IPP Procurement Programme pour la réduction des risques, **associant les technologies solaire, éolienne et de stockage par batteries (77 MW d'éolien + 138 MW de solaire + 75 MW de stockage)**
- EDF Renouvelables a mis en service en 2021 le parc éolien de Wesley (34,5 MW), atteignant ainsi 145 MW de capacité installée au total en Afrique du Sud



Parc éolien de Chaba, Afrique du Sud

(1) Renewables Energy Independant Power Producer Procurement

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

DÉVELOPPEMENT

~1 500
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
- 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**

DÉCONSTRUCTION

- **Expertise dans le démantèlement d'actifs en fin de vie**
- Approche proactive du **recyclage des pales** (partenariat avec Siemens Gamesa pour le déploiement de pales recyclables en mer)

CRÉATION DE
VALEUR:

+150-200 Bps

D'ÉCART ENTRE LE TRI
ET LE CMPC ⁽²⁾

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

(2) Ecart au dessus du CMPC. Performance moyenne historique estimée dans le cadre d'une analyse de rentabilité des projets d'EDF Renouvelables (scope: 7,5 GW nets, 126 projets, 15 pays). Le calcul du TRI intègre différentes hypothèses (dont l'évolution des prix de marché)

INNOVATION TECHNOLOGIQUE: UN AVANTAGE COMPÉTITIF CLÉ

SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

- **Augmenter la puissance des installations grâce à des modules photovoltaïques bi-face**
- **Débloquer de nouveaux potentiels en solaire PV dans des zones contraintes grâce à du solaire photovoltaïque flottant...**
 - ✓ Construction en cours d'une centrale photovoltaïque flottante de 20 MW en France (Lazer, Hautes-Alpes, mise en service prévue en 2022)
- **... et de l'Agri-PV**
 - ✓ 1^{er} projet pilote co-développé avec l'INRA, en opération sur le centre R&D d'EDF « les Renardières »
 - ✓ Acquisition d'une participation de 45% dans Green Lighthouse Development (GLHD, un pionnier de l'agri-PV en France, avec un portefeuille de 2,5 GW)

ÉOLIEN EN MER

- **Exploiter de nouveaux potentiels 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) et Blyth II

STOCKAGE

- **Développement de la flexibilité sur le réseau grâce à des batteries Li-ion couplées à des actifs de production :** Umoyilanga en Afrique du Sud (solaire photovoltaïque et éolien), Desert Quartzite aux Etats-Unis (solaire PV) remporté en 2021 et Maverick 2 (Etats-Unis) mis en service
- **Développement de projets de stockage** (au UK, Pivot Power a mis en service 2 projets situés à Kemsley et Oxford et construit actuellement 2 projets situés à Coventry et Sandwell) **et des systèmes de charge pour les véhicules électriques** (via l'entité PowerFlex aux Etats-Unis)
- **Projets microgrids dans des zones isolées:** appel d'offres remporté à **Iquitos (Pérou)** pour le **développement, la construction et l'exploitation d'environ 100 MW de capacités photovoltaïques** et **plus de 100 MWh de stockage d'énergie par batteries**. Iquitos est la plus grande ville du monde non connectée à un réseau d'énergie national, non accessible par les routes

17,5 GW D'O&M ⁽¹⁾ : UNE EXPERTISE FORTE, FACTEUR DE DIFFÉRENCIATION



17,5 GW de
contrats O&M

Pilotage à distance et
optimisation en temps réel
via un centre de contrôle



10 pays



3 technologies
(solaire photovoltaïque,
éolien terrestre, éolien en
mer)

PERFORMANCE
DES ACTIFS
OPTIMISÉE

- **Digitalisation et supervision en temps réel.** Création en cours d'une base de données pour optimiser la performance des actifs
- **Maintenance prédictive** via des algorithmes destinés à anticiper défauts, fatigue, casse

EXPERTISE
TECHNIQUE
RENFORCÉE

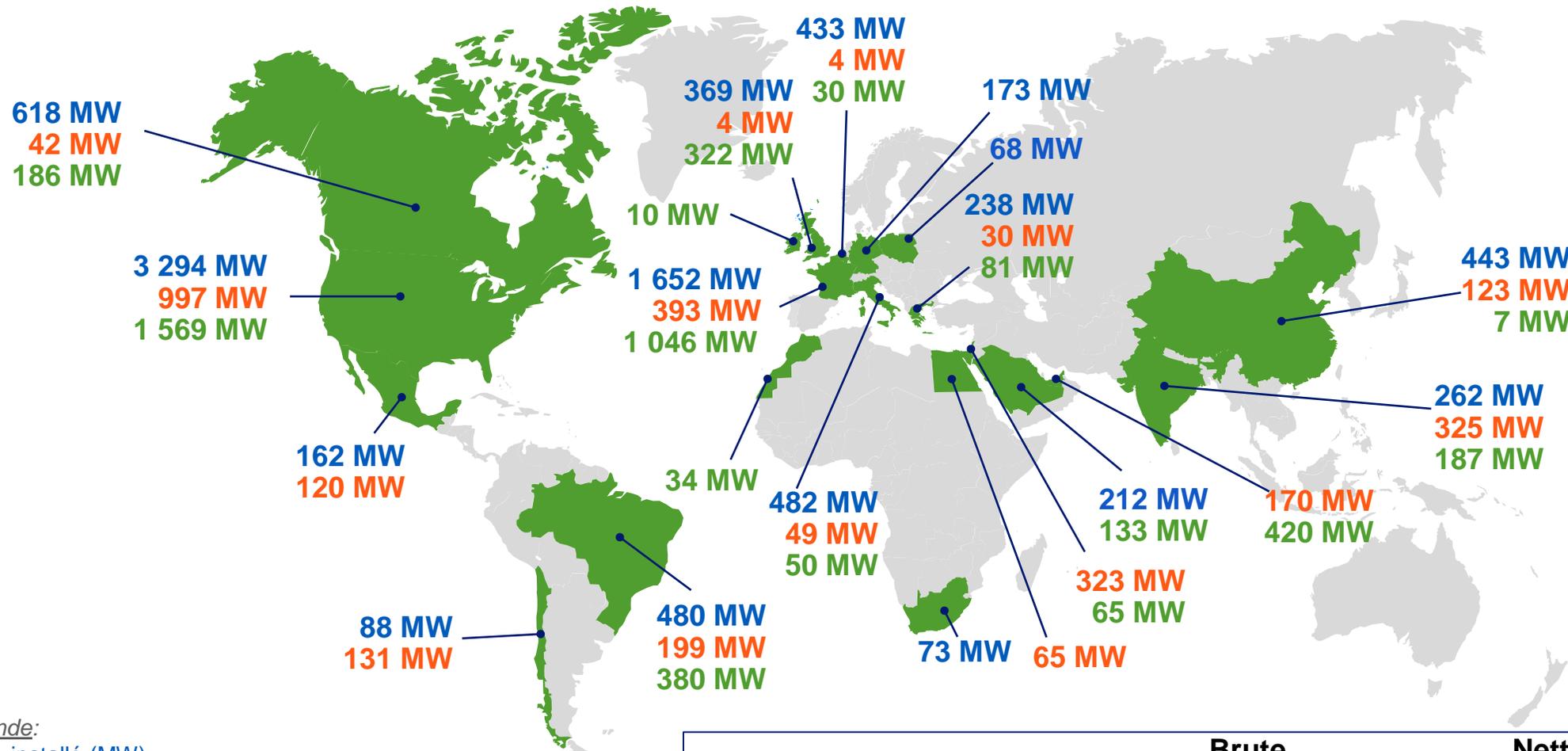
- Un retour continu sur les enjeux techniques via le suivi O&M **renforçant la connaissance et la compréhension des technologies industrielles**
- Une **crédibilité forte** vis-à-vis des fabricants de turbines et des investisseurs tiers

UNE
COMPÉTITIVITÉ
RENFORCÉE
PENDANT LES
PHASES DE
DÉVELOPPEMENT

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

(1) GW correspondant aux centrales de production d'énergies renouvelables dont EDF assure l'exploitation-maintenance (supervision des centrales, suivi des productions, maintenance préventive et corrective...) pour son propre compte et pour le compte de tiers

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE ET EN CONSTRUCTION AU 31 DÉCEMBRE 2021



Légende:

Eolien installé (MW)

Solaire installé (MW)

Eolien et solaire en construction (MW)

	Brute	Nette
Capacité installée	19 005 MW	12 021 MW
Capacité en construction	7 885 MW	4 520 MW
Total	26 890 MW	16 541 MW

CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, ÉOLIEN ET SOLAIRE AU 31 DÉCEMBRE 2021

(en MW)	Brute ⁽¹⁾		Nette ⁽²⁾	
	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021
Éolien	12 889	13 606	8 379	9 047
Solaire	4 254	5 399	2 199	2 975
Capacité installée totale	17 142	19 005	10 578	12 021
Éolien en construction	4 126	3 391	2 814	2 169
Solaire en construction	3 865	4 495	1 928	2 350
Capacité totale en construction	7 990	7 885	4 743	4 520

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

RÉSULTATS ANNUELS

2021

RÉGULÉ

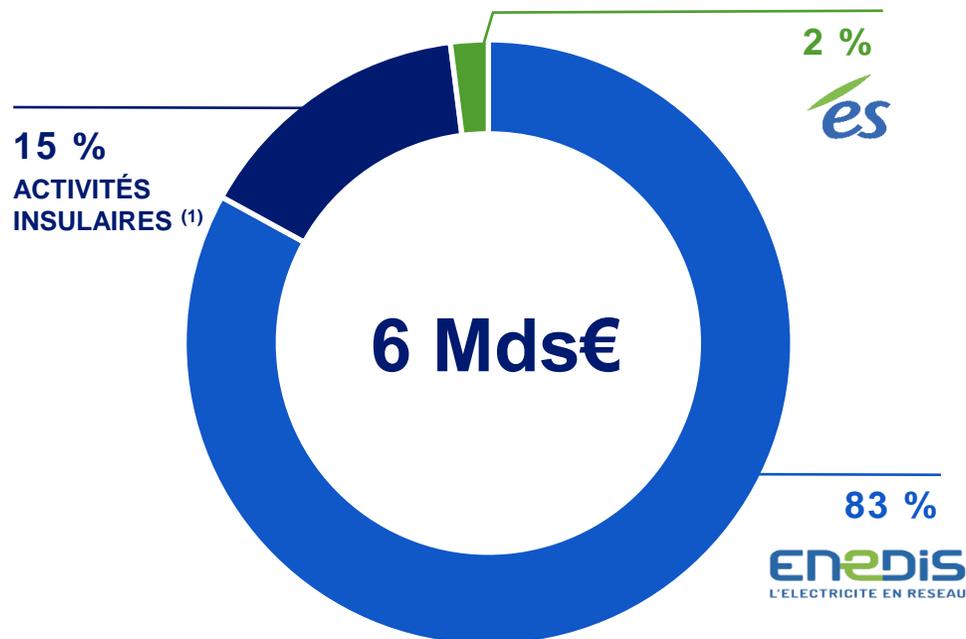


UN BUSINESS MODEL RÉGULÉ DANS UN MODÈLE DE CONCESSIONNAIRE OBLIGÉ

Les activités régulées représentent plus de 6 Mds€ d'EBITDA annuel

Des actifs clés en France

Répartition de l'EBITDA des activités régulées d'EDF



ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU

Activités
insulaires (1)

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 360 contrats de concessions suite au regroupement effectué lors des renouvellements
- 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 6,25 et 9,75%.

- **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.

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

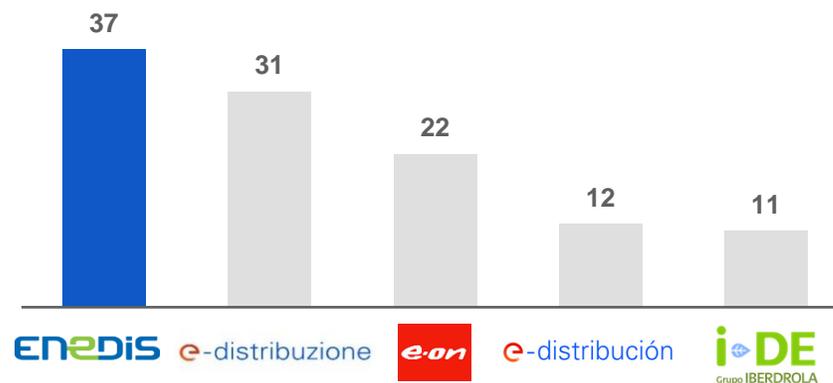
ACTEUR MAJEUR
DES RÉSEAUX DE
DISTRIBUTION EN
EUROPE



BIEN POSITIONNE
VS PAIRS...

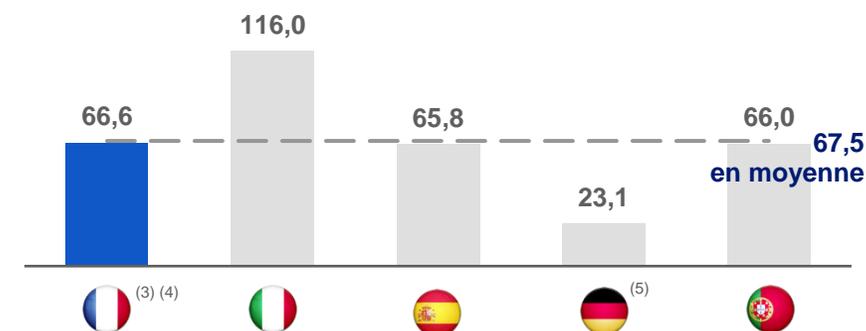
... en termes de nombre de clients...

En millions de points de livraison



... comme de qualité de fourniture

SAIDI – Temps de coupure, hors événements exceptionnels, en minutes par client par an



(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) Indicateur y compris transport, hors entreprises locales de distribution. Le temps de coupure au périmètre ENEDIS était de 57 minutes en 2021.

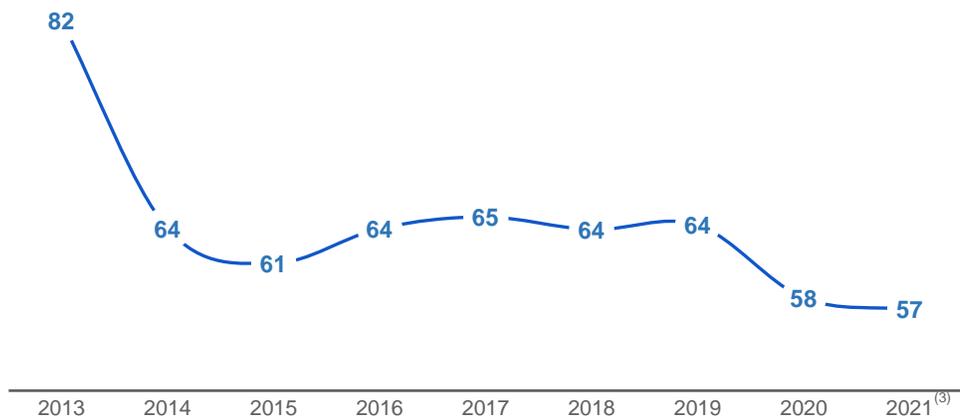
(4) GRD le plus smart du monde

(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⁾



Temps de coupure au plus bas depuis 2 ans, à moins de 60 minutes

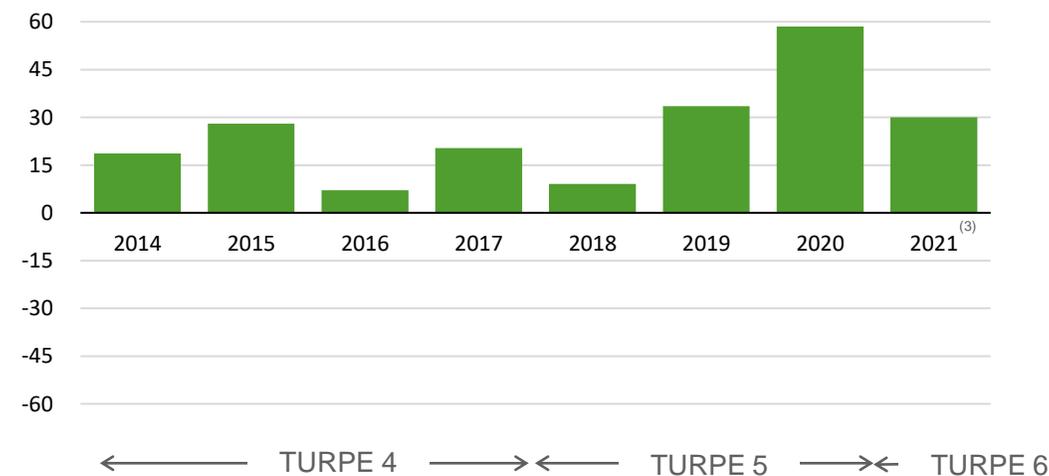
(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie en France

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

(3) Données provisoires

... 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)

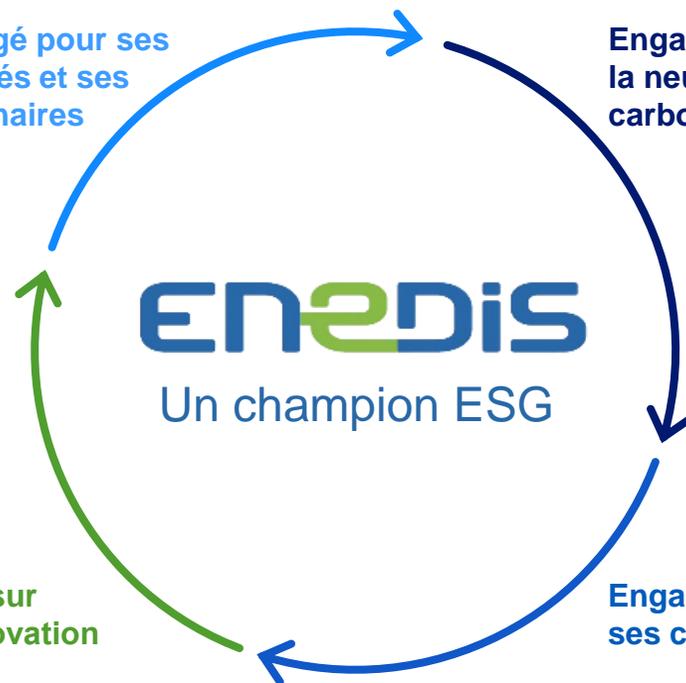


- Viser **zéro accident grave** ou mortel pour les équipes et les prestataires



- **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

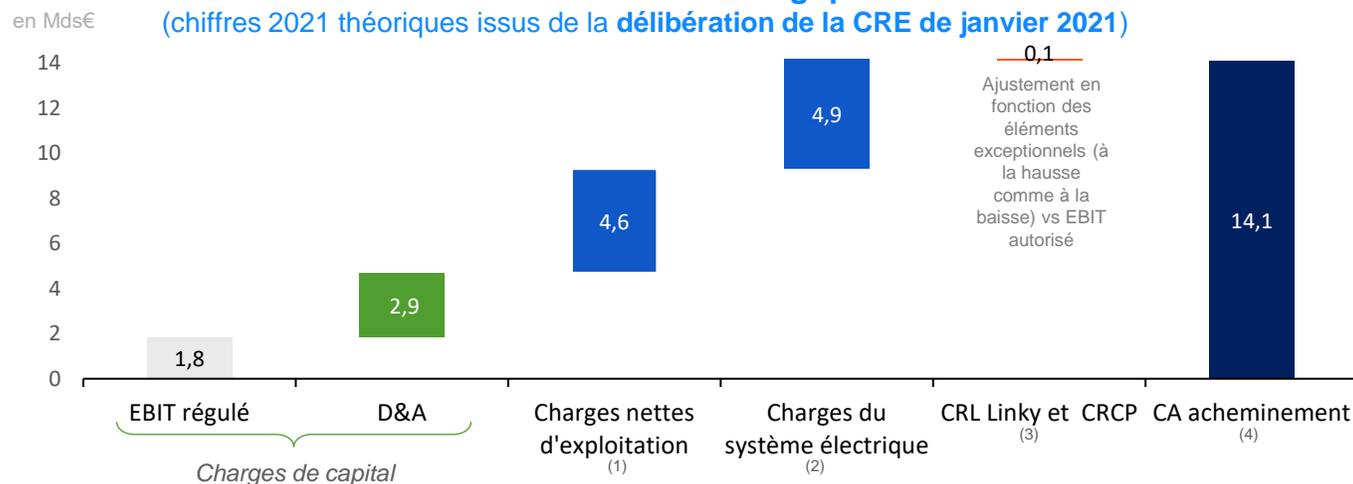


ENEDIS : TURPE 6, UN CADRE RÉGULATOIRE MATURE



Éléments clés de la rémunération : une logique de cost +

(chiffres 2021 théoriques issus de la délibération de la CRE de janvier 2021)



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

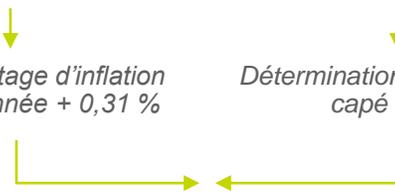
Principe d'indexation du tarif (TURPE 6)

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

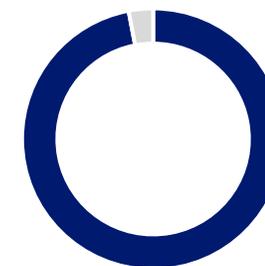
Pourcentage d'inflation pour l'année + 0,31 %

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 %



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



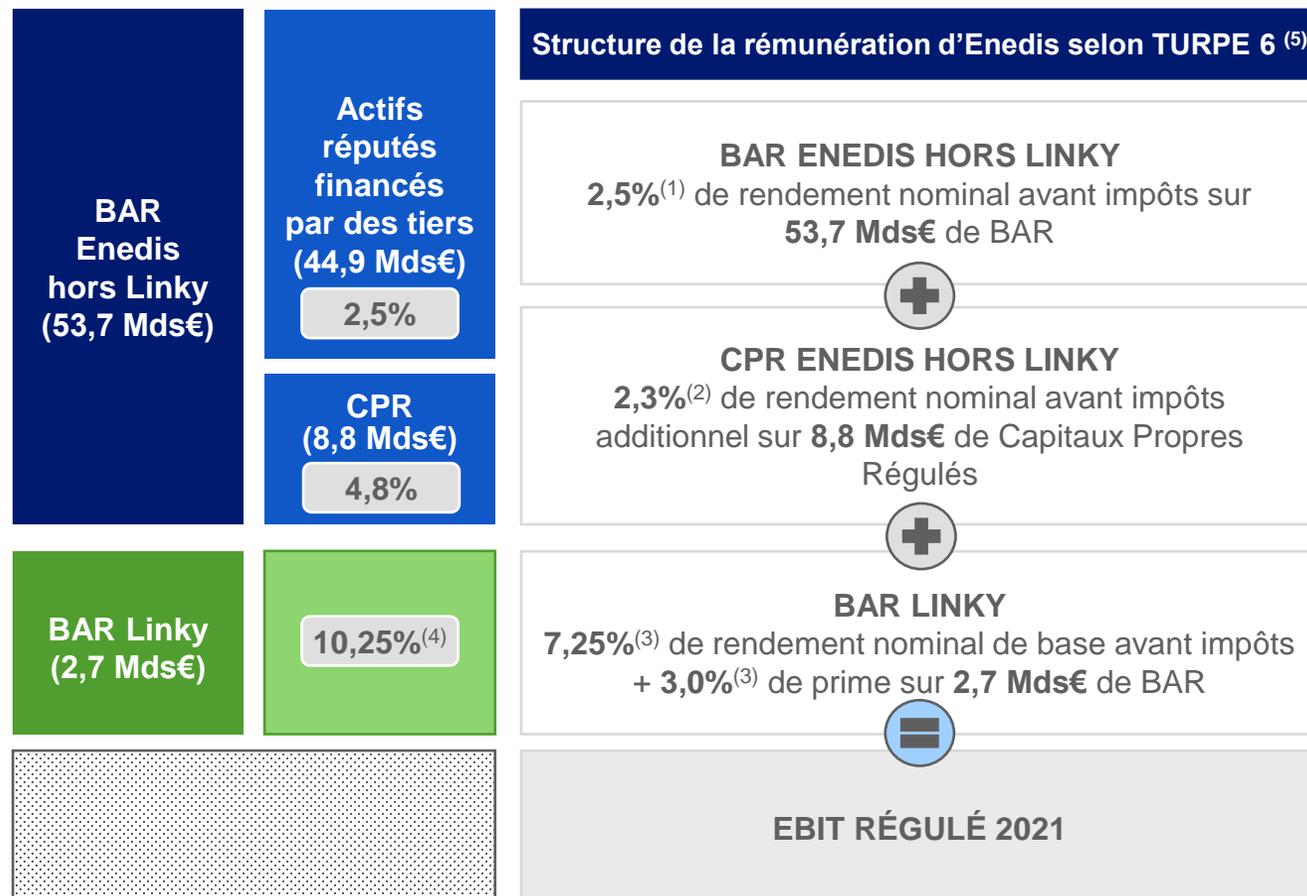
% de charges couvertes par le CRCP

- (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

- (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

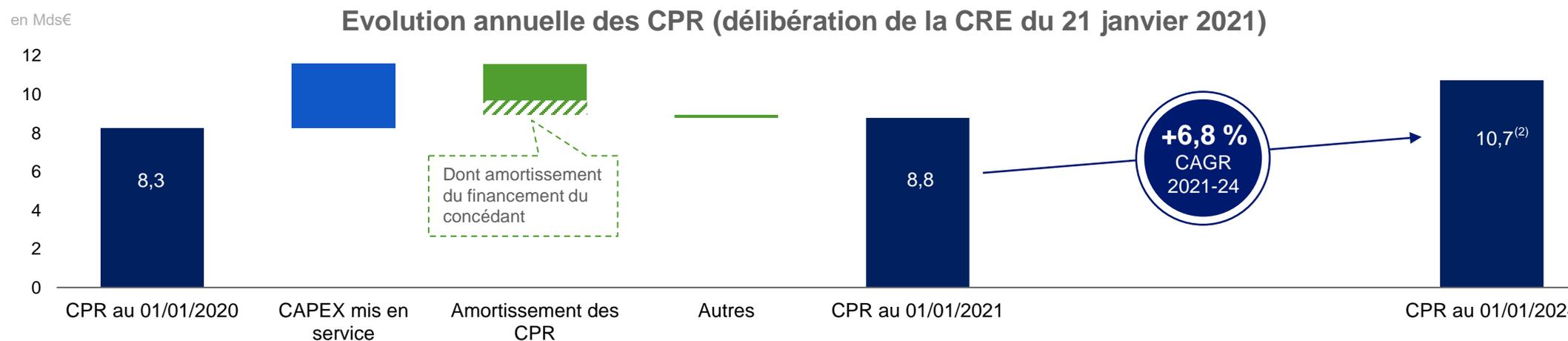
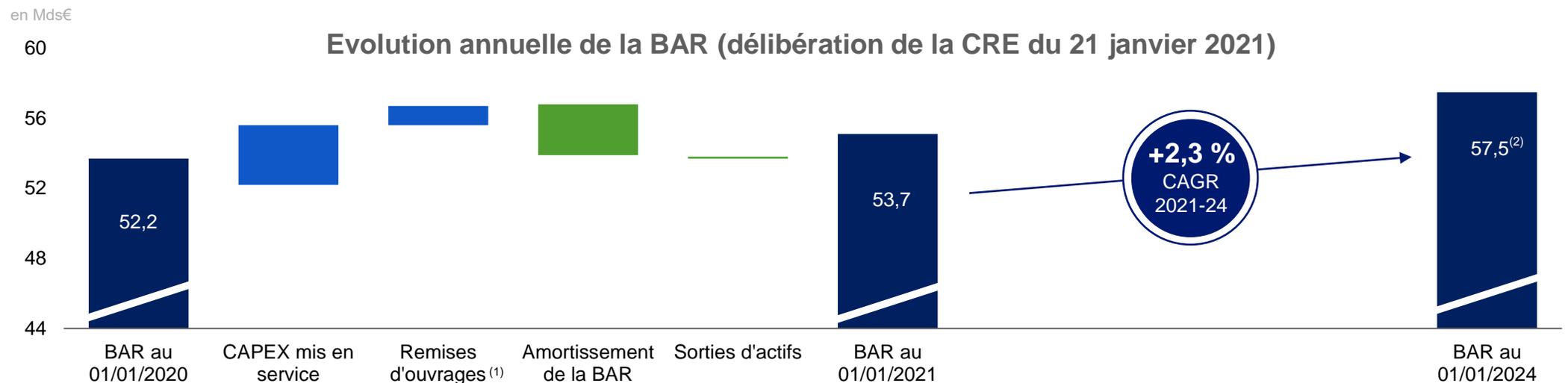
(5) Applicable à partir du 1^{er} août 2021

(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



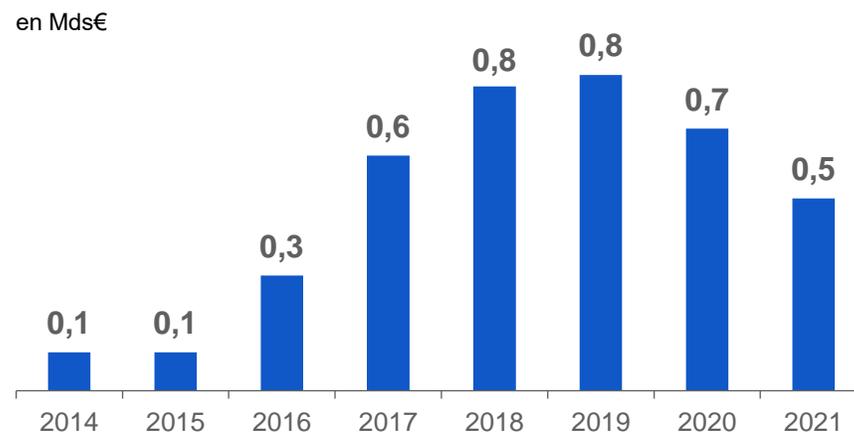
LINKY (1) : UN CADRE TARIFAIRE INCITATIF

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 (3)

→ 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

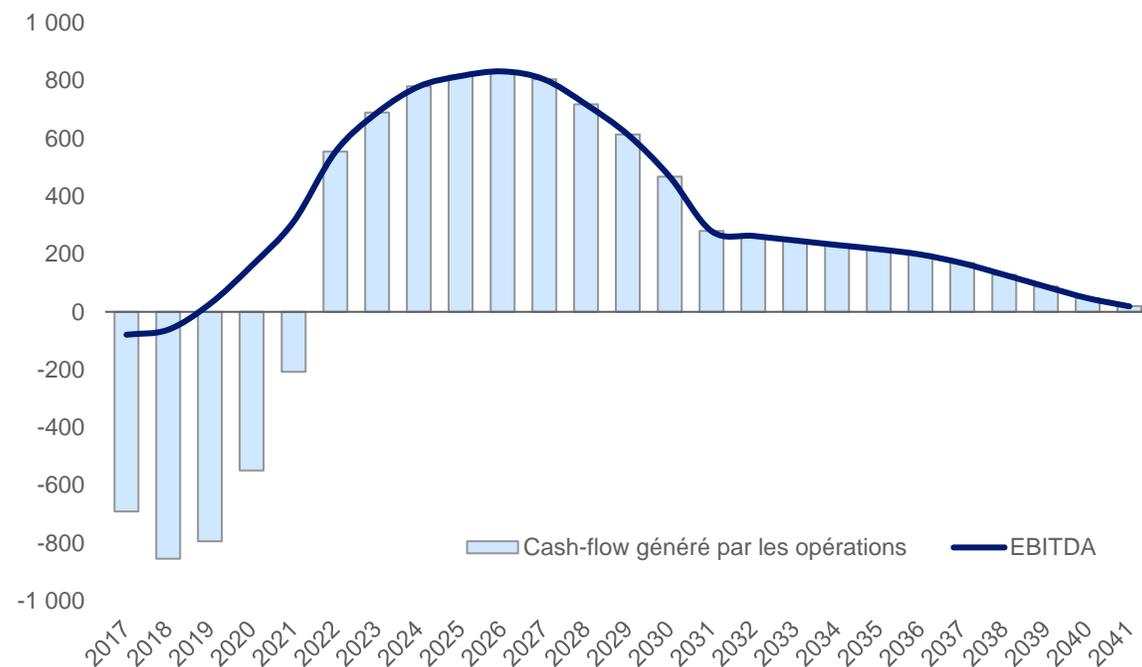
(2) Les coûts du programme sont inférieurs au budget initial prévu de 4,7 Mds€

(3) 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...

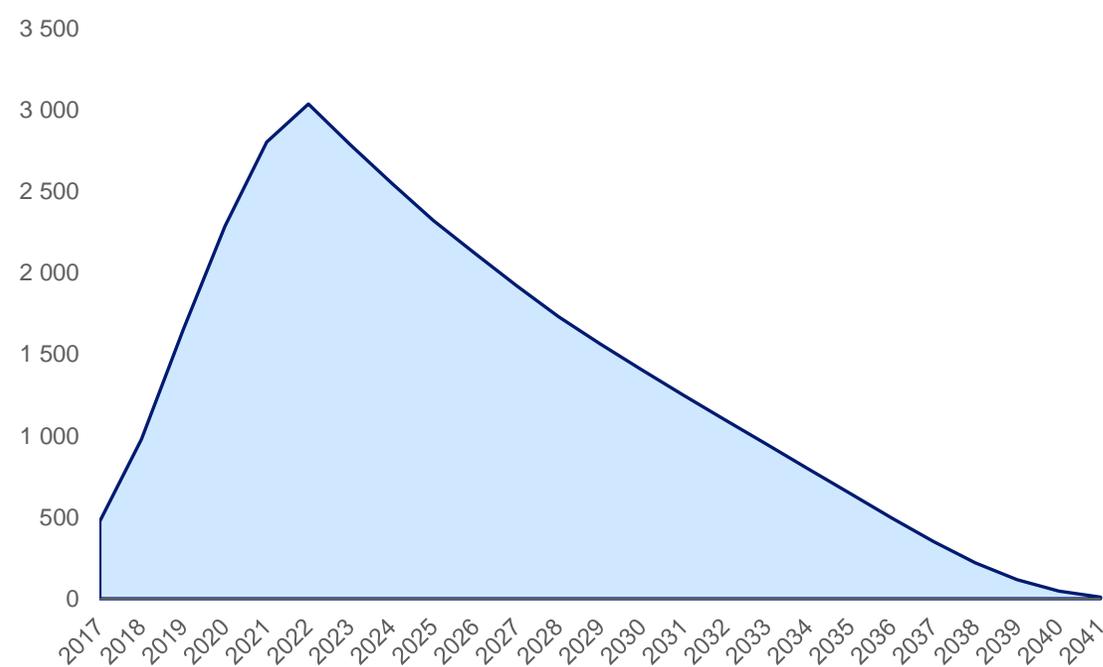
EBITDA ⁽¹⁾ et cash-flow généré par les opérations de Linky (M€)



(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

ENEDIS ⁽¹⁾ : CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	Décembre 2020	Décembre 2021	Δ %
Chiffre d'affaires	14 211	15 358	+8,1
EBITDA	4 285	4 994	+16,5
Résultat net courant	835	1 392	+66,7
Investissements opérationnels bruts ⁽²⁾	3 962	4 379	+10,5

(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 million
de clients

~37 000 km
de réseau

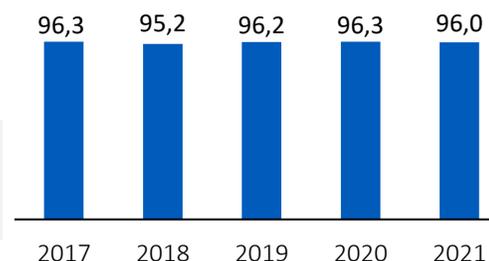
6 118 GWh
de génération

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) puis entre 6,25% et 9,75% de rémunération pour les actifs en fonction des technologies et des territoires, hors projet spécifique

Réseaux – Systèmes Energétiques Insulaires : (FPE (3))
– 4,8% de rémunération des capitaux propres régulés (0,9 Md€)
– 2,5% de rémunération de la BAR (2,6 Mds€)

Taux de disponibilité EDF PEI en %



EBITDA normalisé *

De l'ordre de 780 M€ / an**

* Retraité de l'effet du compte de régularisation (4)

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

UNE CONTRIBUTION
À LA TRANSITION
ÉNERGÉTIQUE DANS
LES ZNI (2)

Programme de compteurs communicants : installer et opérer 1,2 million de compteurs communicants d'ici fin 2024. A fin 2021, environ 715k compteurs communicants déjà installés et opérés : programme en bonne voie.

Efficacité énergétique: actions d'économies d'énergie pérennes (isolation, chauffe-eaux solaires...)

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

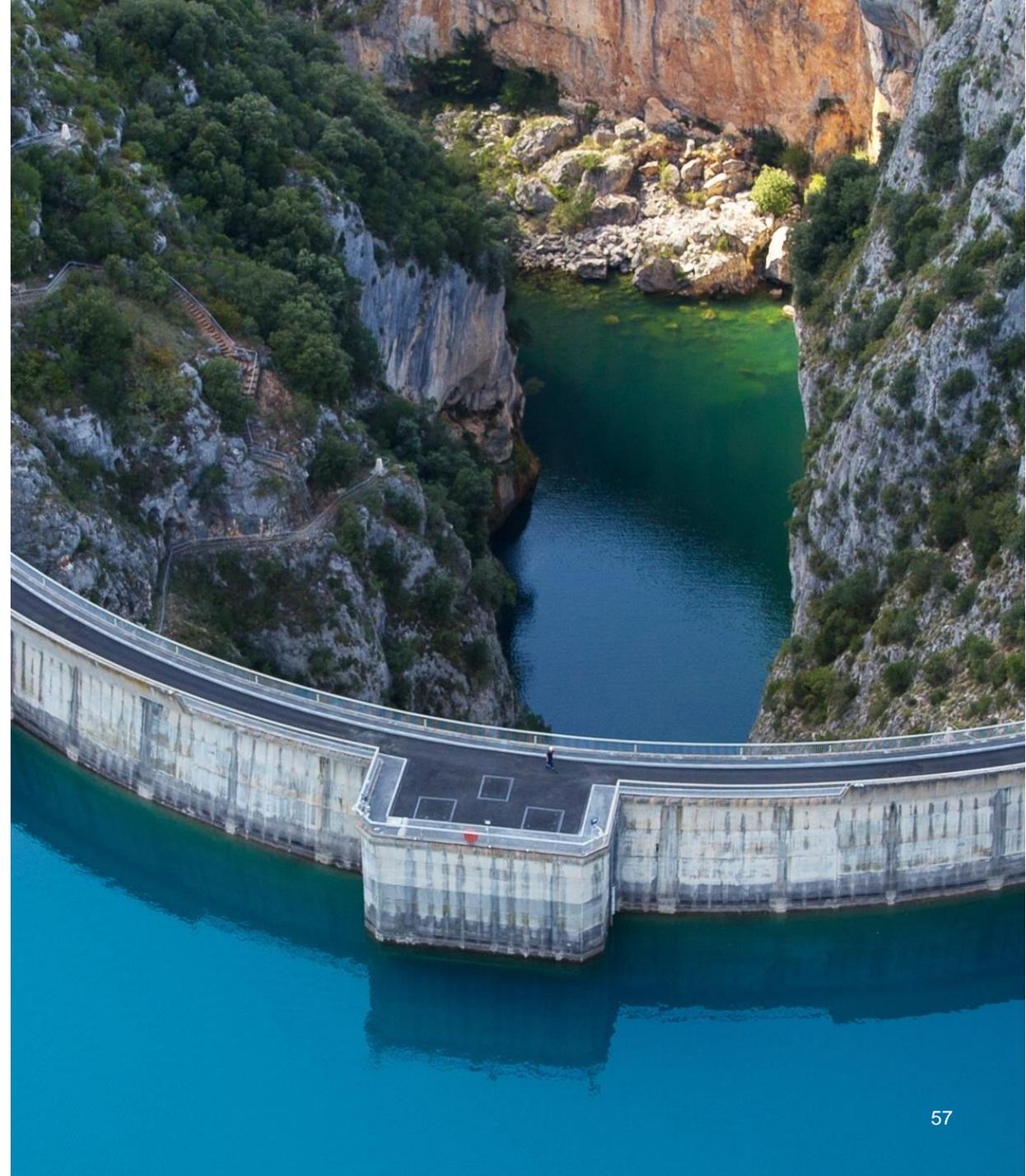
(2) FPE: Fonds de Péréquation de l'Electricité, période actuelle de 4 ans qui court de début 2022 à fin 2025

(3) FPE: Fonds de Péréquation de l'Electricité, période actuelle de 4 ans qui court de début 2022 à fin 2025

(4) CRCP du FPE

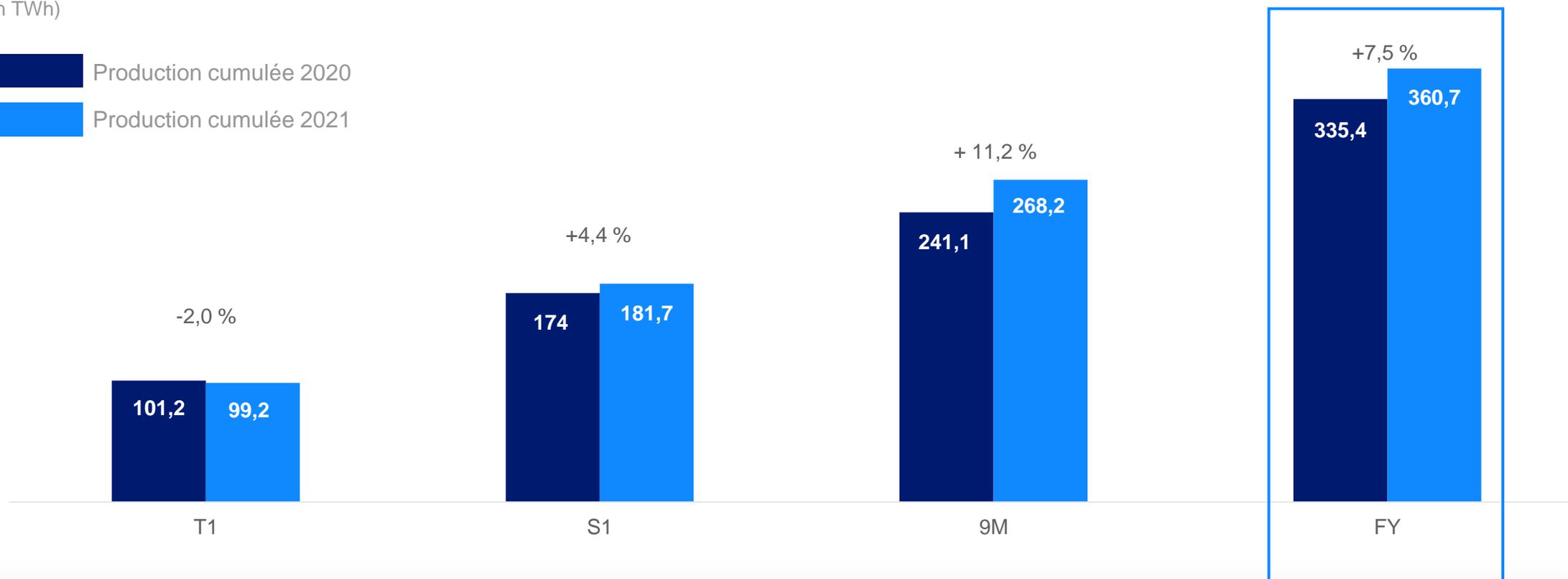
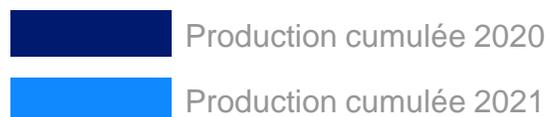
RÉSULTATS ANNUELS 2021

FRANCE – PRODUCTION ET
COMMERCIALISATION



PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

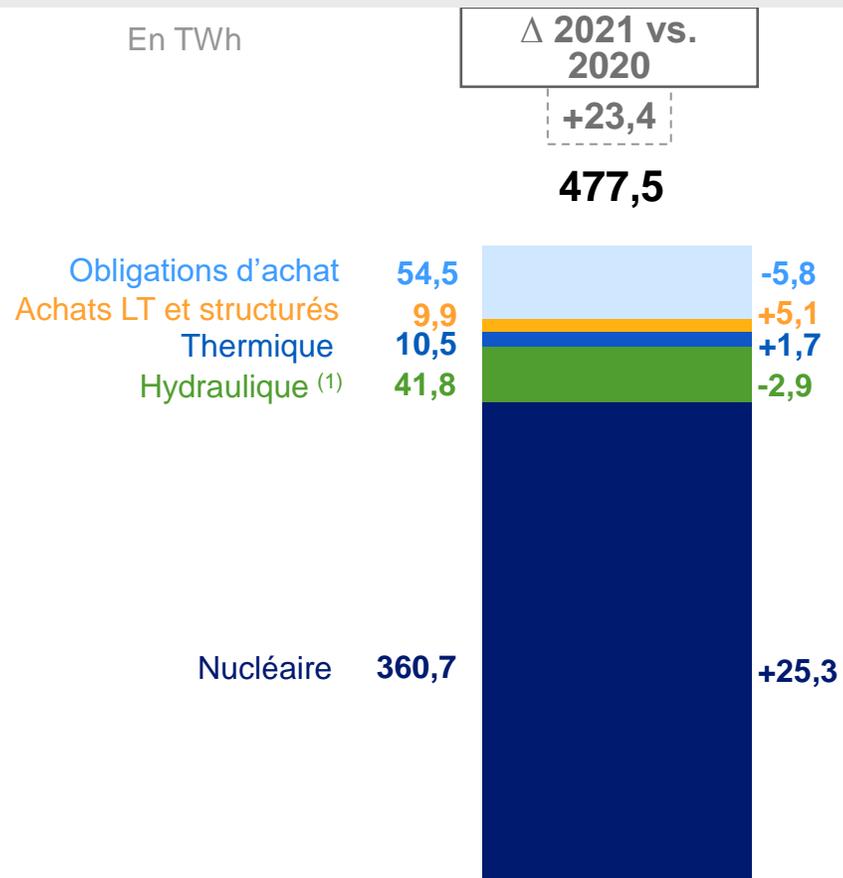
(en TWh)



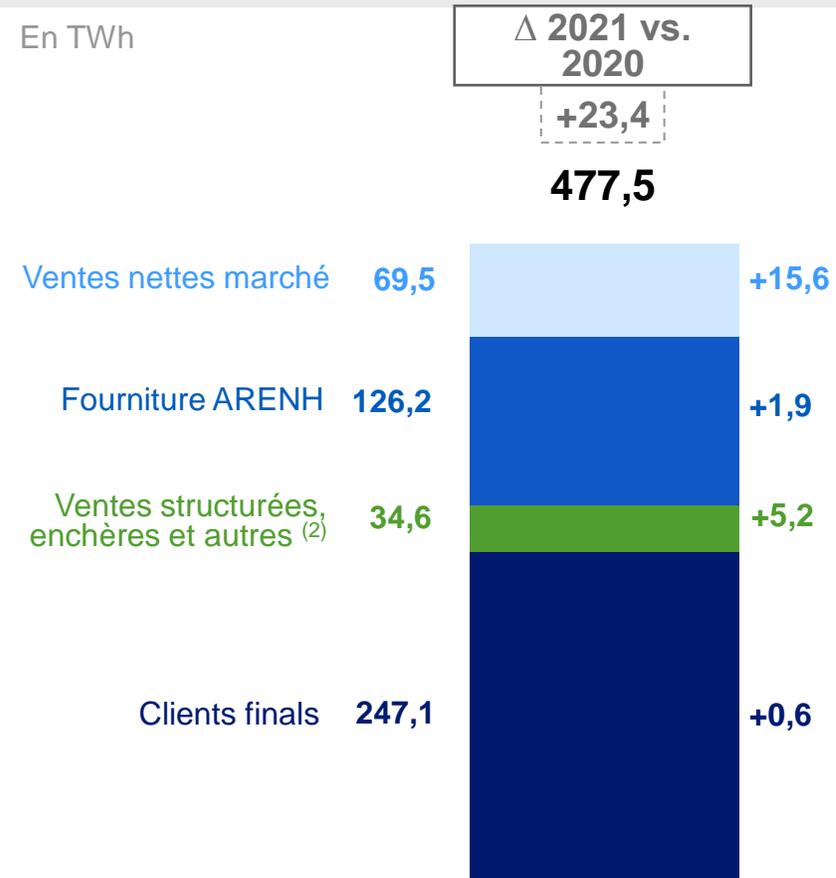
- **Production nucléaire à 360,7 TWh pour 2021, en hausse de 25,3 TWh vs 2020 malgré la fermeture des 2 réacteurs de Fessenheim. Cela est principalement expliqué par une meilleure disponibilité du parc nucléaire en 2021 et par une moindre modulation**

BILAN ÉLECTRIQUE FRANCE

PRODUCTION / ACHATS



CONSOMMATION / VENTES



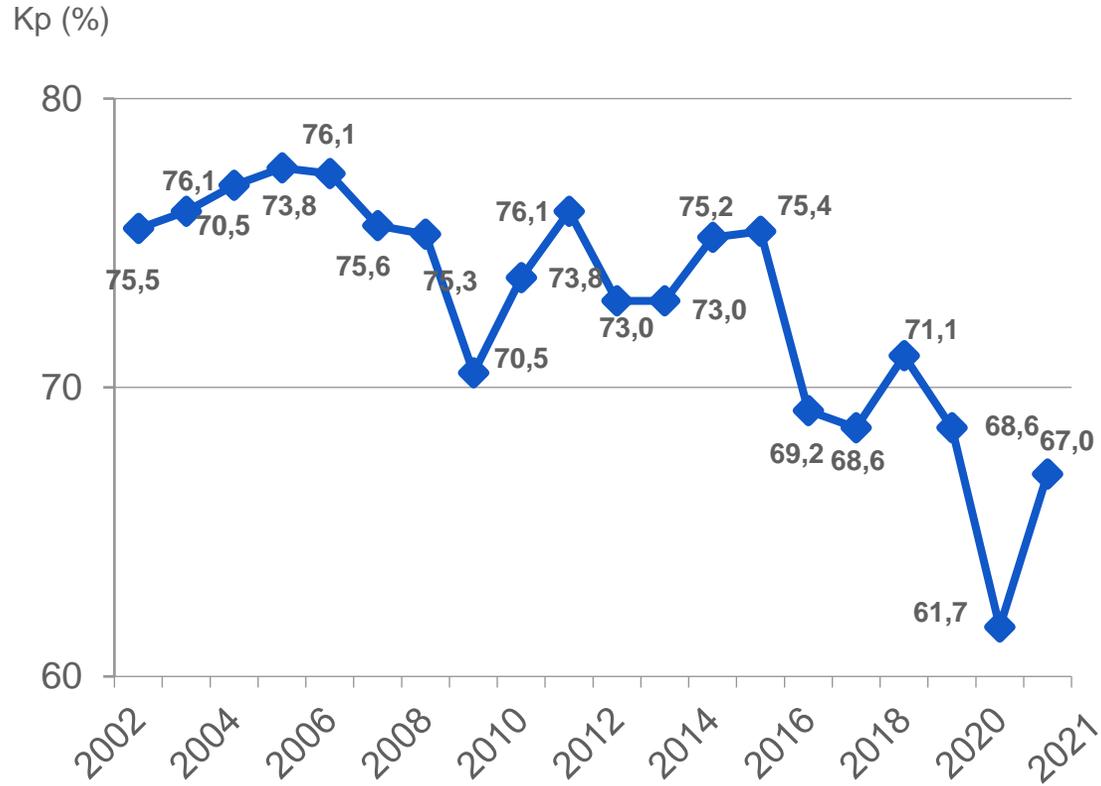
NB : EDF hors activités insulaires

(1) Production hydraulique après déduction du pompage : 35,9 TWh sur 2021 / 38,5 TWh sur 2020

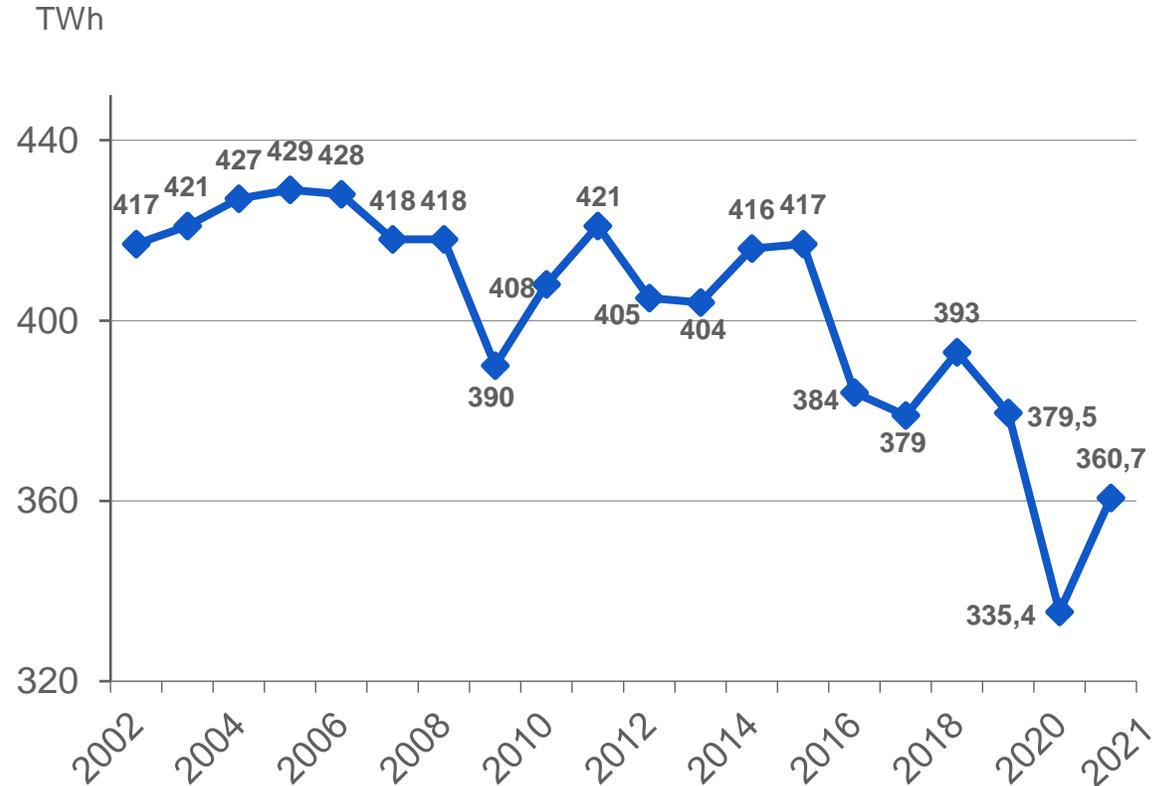
(2) Y compris pompage hydraulique pour 5,9 TWh sur 2021 / 6,2 TWh sur 2020

ÉVOLUTION DU « *LOAD FACTOR* » ET DE LA PRODUCTION NUCLÉAIRE

Kp annuel (« *load factor* ») du parc nucléaire en France



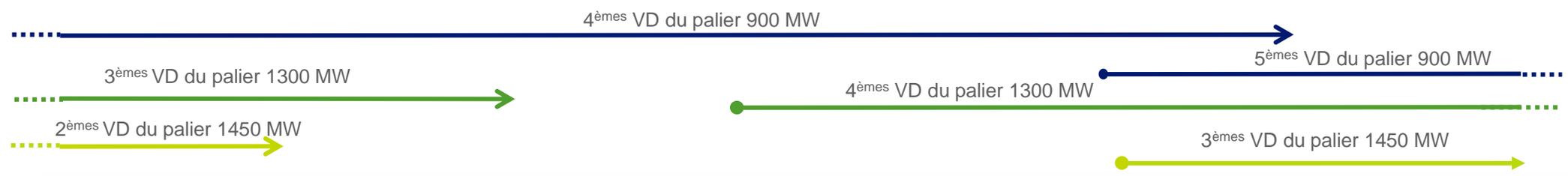
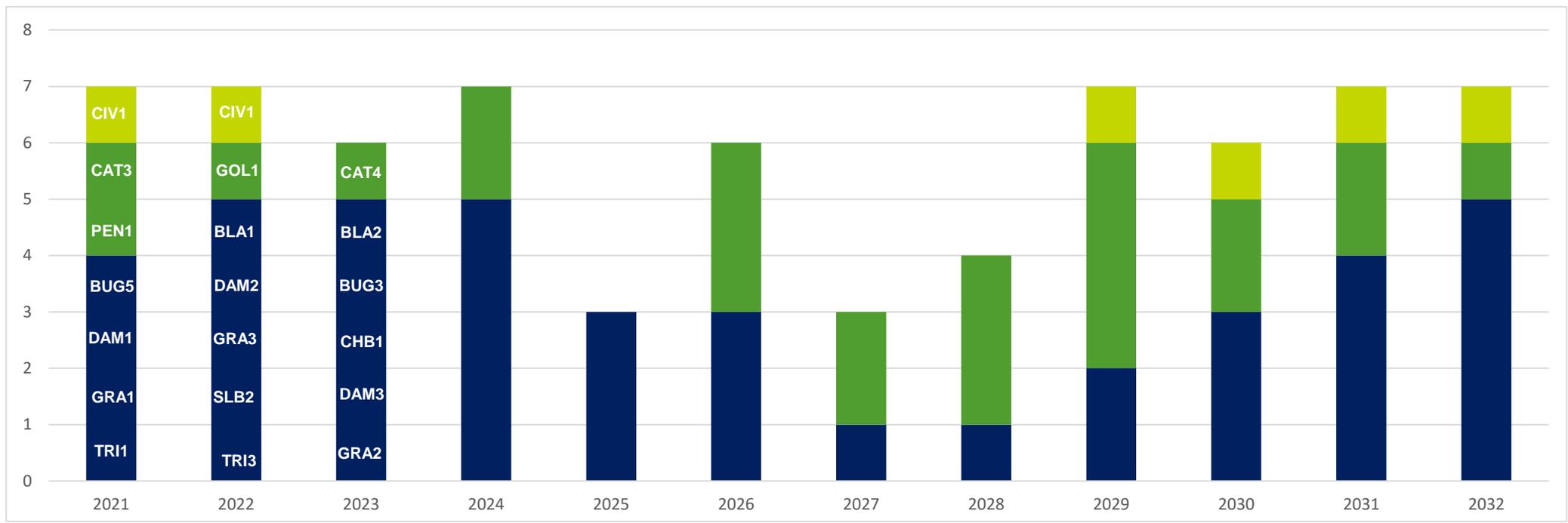
Production nette du parc REP ⁽¹⁾ en France



(1) Réacteurs à eau pressurisée

VISITES DÉCENNALES (VD) DU PARC NUCLÉAIRE

Nombre de visites décennales (VD)

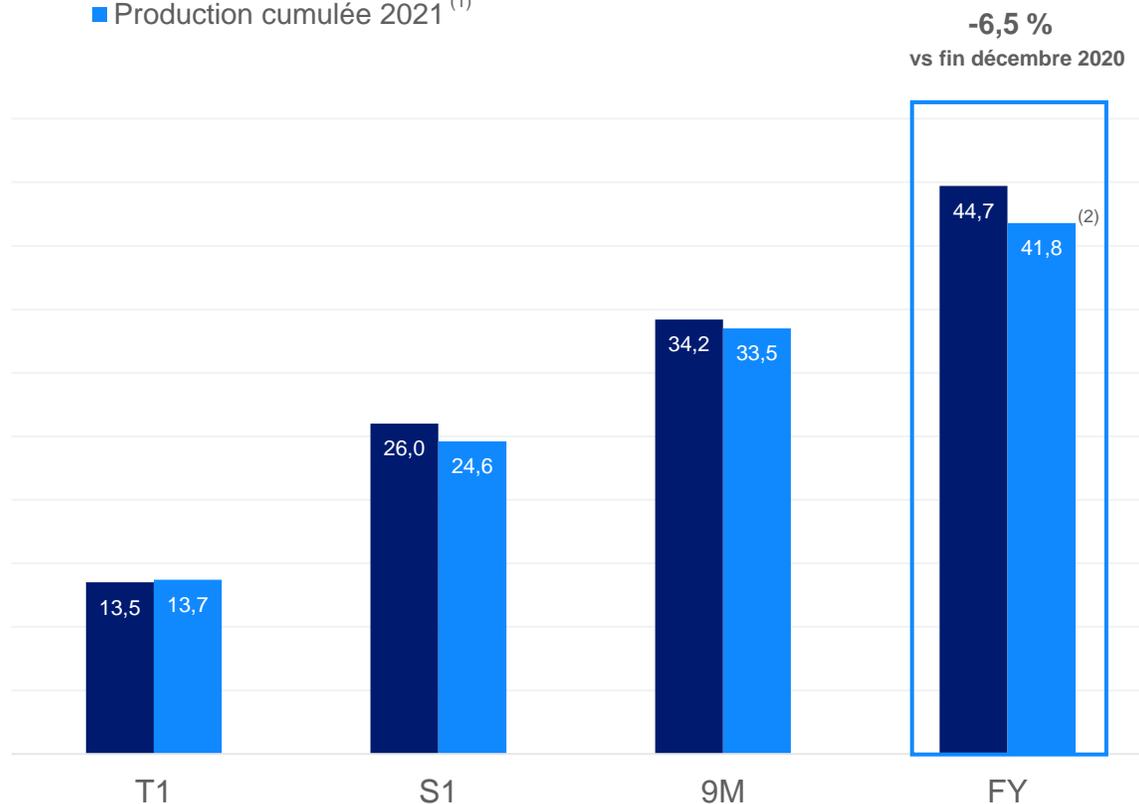


En 2029, palier 900: Tricastin 1 sera le premier site à réaliser sa VD5

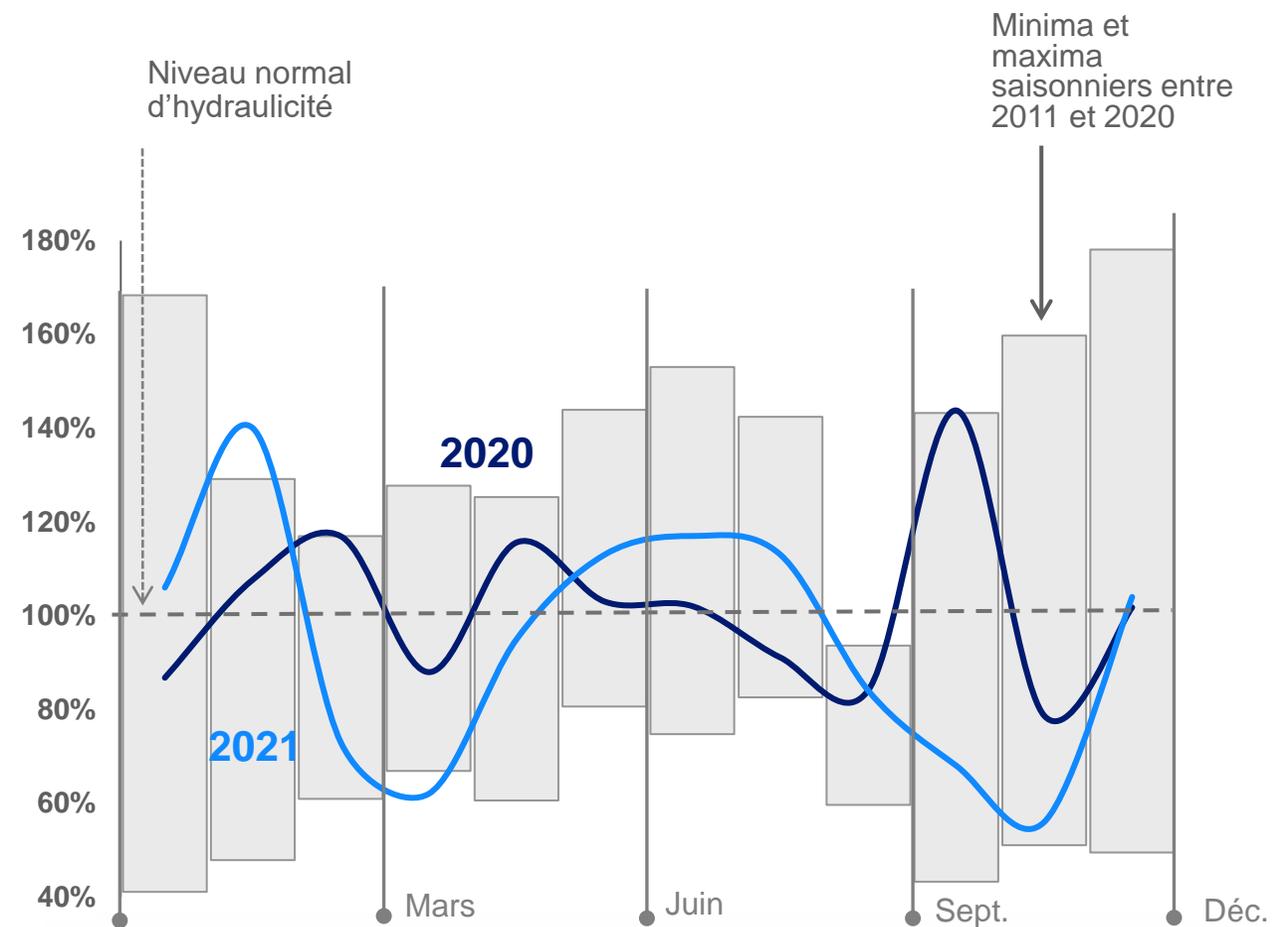
PRODUCTION HYDRAULIQUE EDF

(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 : 38,5 TWh sur 2020 et 35,9 TWh sur 2021
 (3) Taux de remplissage des retenues en énergie

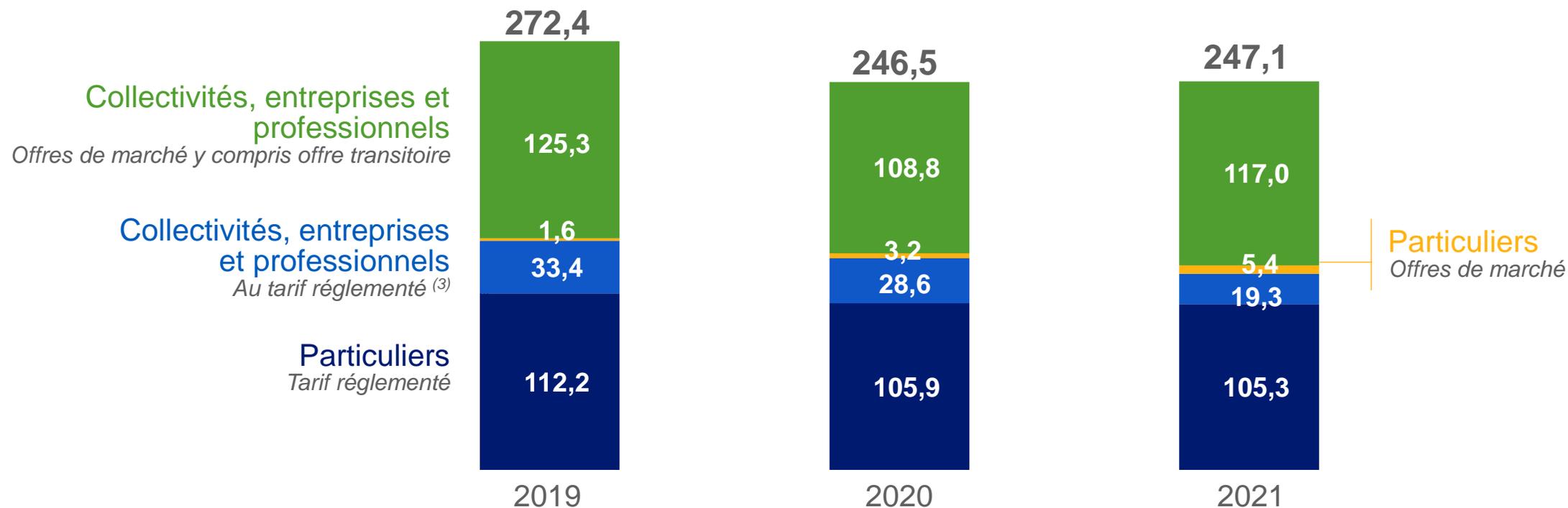


- **Hydraulicité 2021 en retrait vs 2020**
- **Lac France ⁽³⁾ à fin décembre 2021 à 61,7 % soit -1,9 points vs moyenne historique**

FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

VENTES AUX CLIENTS FINALS ^{(1) (2)}

(en TWh)



(1) Données arrondies au dixième

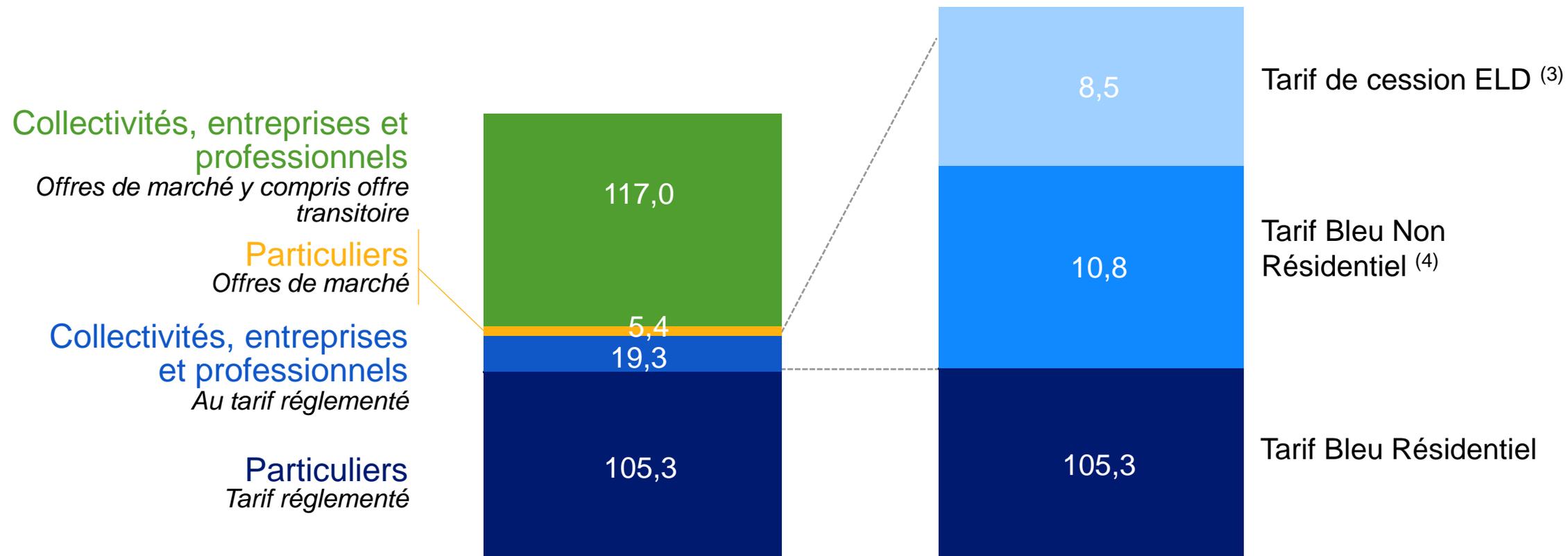
(2) Y compris autoconsommations EDF

(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

(en TWh)

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



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

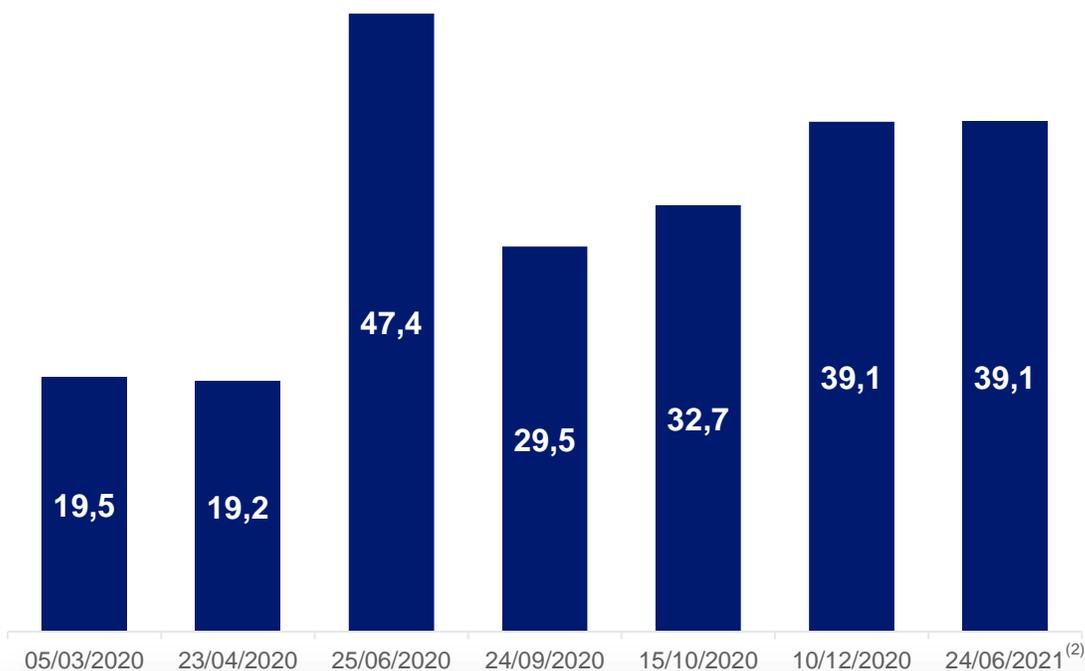
(4) Dont tarif Jaune et Vert pour 0,06 TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA

MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE

PRIX ⁽¹⁾ DES CESSIONS DE MARCHÉ DE CAPACITÉ

POUR LIVRAISON EN 2021

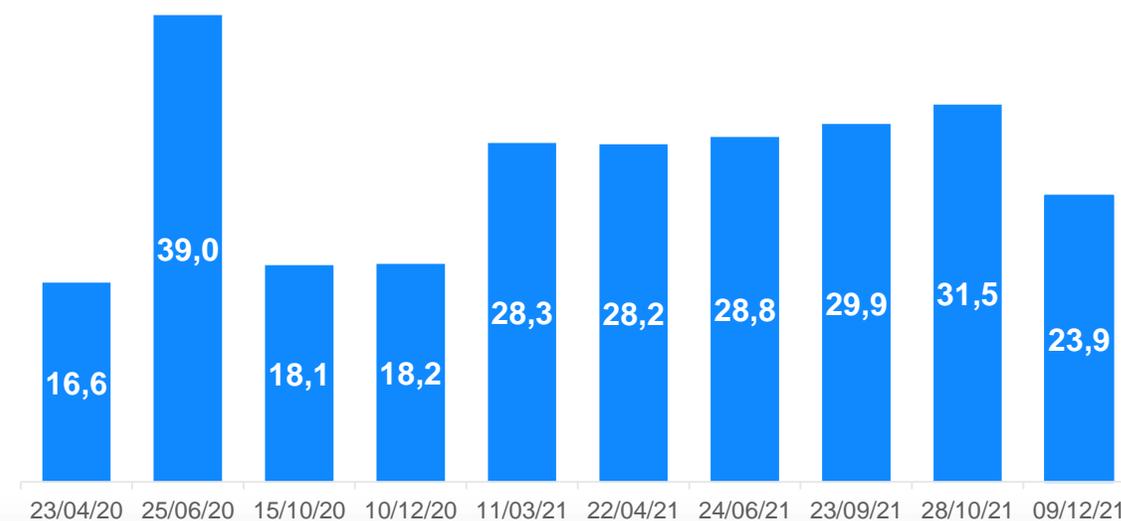
(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées: 63,5 GW à début janvier 2022
- Prix moyen ⁽³⁾: 31,2 €/kW

POUR LIVRAISON EN 2022

(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées: 64,3 GW à début janvier 2022
- Prix moyen ⁽³⁾: 26,2 €/kW

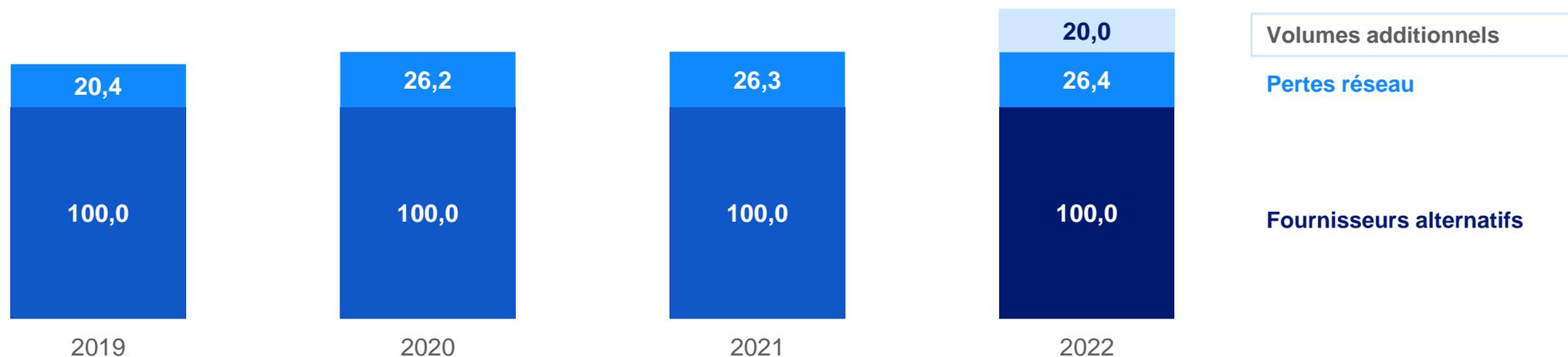
NB: la première enchère pour l'année de livraison 2023 est prévue le 24 mars 2022

(1) Données arrondies au centième

(2) Session de ré-équilibrage

(3) Ne tient pas compte des sessions de ré-équilibrage

ARENH : VOLUMES CÉDÉS



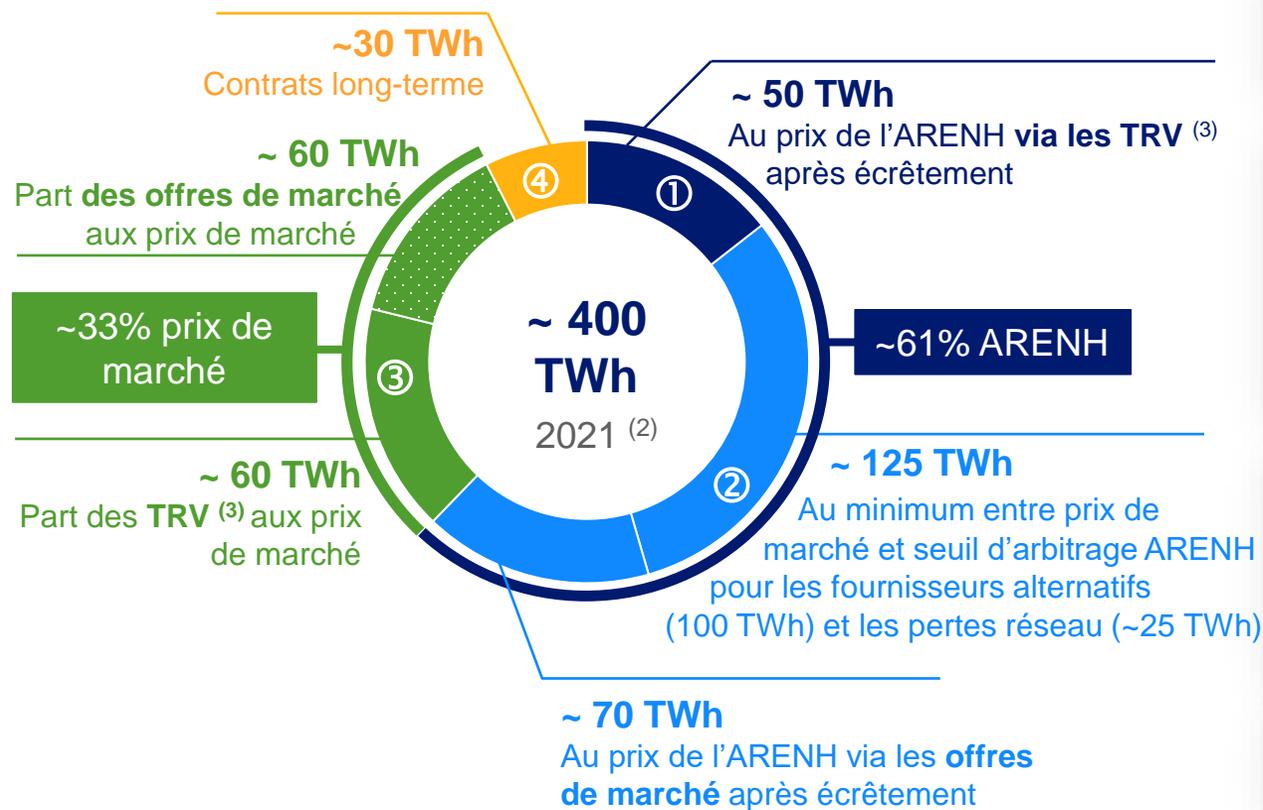
- Situation historique: volume maximum de livraison de 100 TWh ⁽¹⁾ aux fournisseurs concurrents d'EDF et de 26,4 TWh pour les pertes réseau
- Guichet de novembre 2021: demande pour 2022 de 160 TWh d'ARENH par les fournisseurs alternatifs
- Le 13 janvier 2022 : annonce d'une augmentation à titre exceptionnel de 20 TWh de volume additionnel d'ARENH pour livraison 2022 ⁽²⁾, sur la période du 1er avril au 31 décembre 2022 à un prix de 46,2 €/MWh, complétant les mesures exceptionnelles destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité en 2022.
- Volumes à céder pour 2022 (y compris 26,4 TWh au titre de la couverture des pertes réseau) : 126,4 TWh auxquels seront ajoutés 20 TWh au titre du relèvement exceptionnel annoncé le 13 janvier 2022

Source : CRE

(1) 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.

(2) En attente du décret d'application

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 la situation en 2021, notamment en termes de parts de marché aval d'EDF. En 2021, application aux offres aval du taux d'écêtement lié au niveau de souscription ARENH des fournisseurs alternatifs (146,2 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 »

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 %	+ 1,1 %
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	+ 1,08 %	+ 0,48 %	+ 0,84 %	+ 0,38 %
01/02/2022 ⁽¹⁾	+ 24,3%	+ 4,0%	+ 23,6%	+ 4,0%

(1) Valeurs calculées à partir des grilles des arrêtés du 28 janvier 2022 publiés dans le Journal Officiel du 30 janvier 2022, pour une mise en application au 1^{er} février 2022.

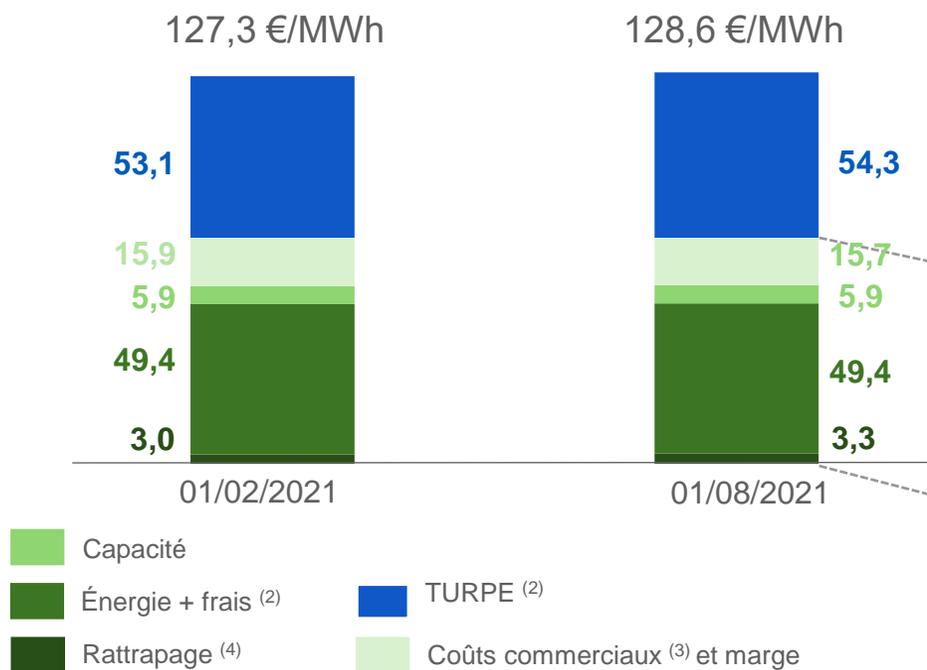
TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : ÉVOLUTION D'AOÛT 2021 (2/3)

TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT (1)

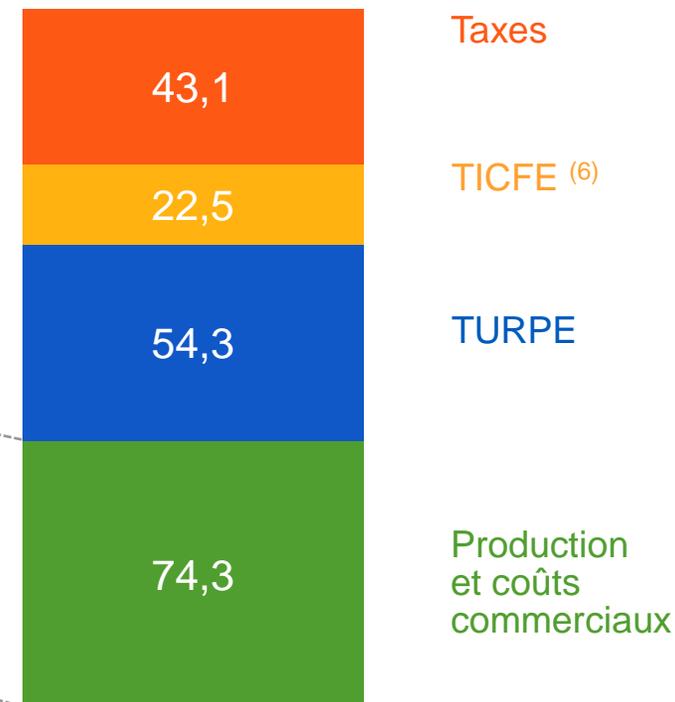
+1,08 %
+ 1,37 €/MWh

COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDENTIEL)

+0,48 %
+ 1,0 €/MWh



194,3 €/MWh (5)



(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 8 juillet 2021, confirmée par décision publiée au JO le 31/07/2021
 (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.
 (6) Ex CSPE

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : EVOLUTION DE FÉVRIER 2022 (3/3)

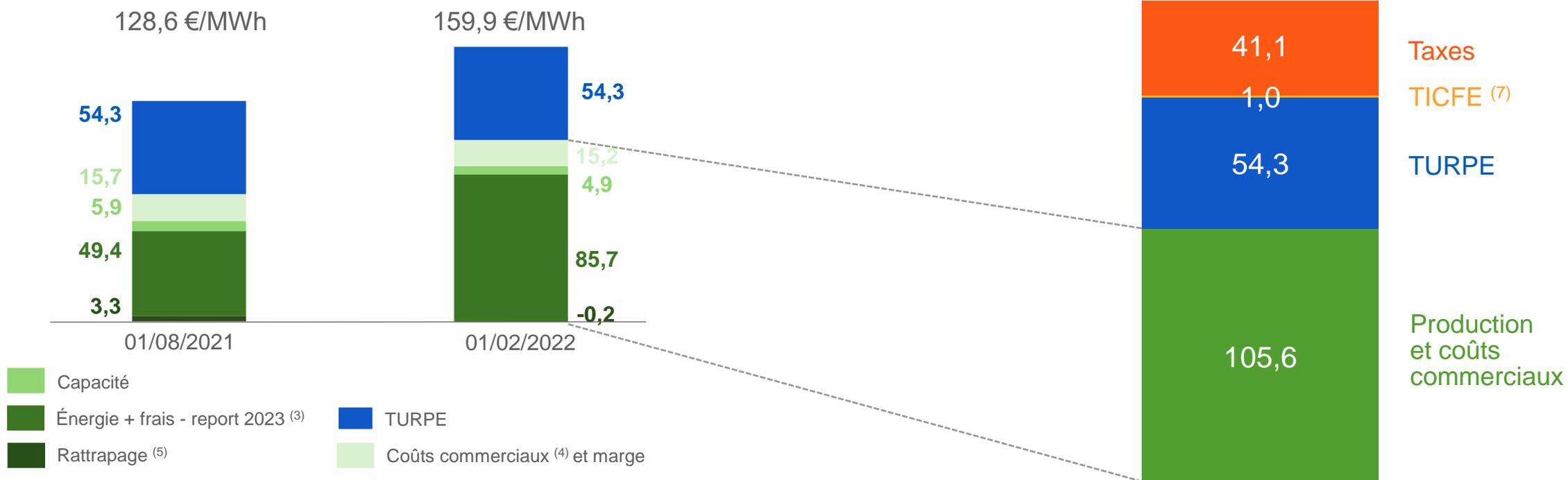
TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT (1) (2)

+24,3 %
+31,3 €/MWh

COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDENTIEL)

+4,0 %
+7,7€ /MWh

202,0 €/MWh (6)



(1) Source : pour février 2022, arrêtés du 28 janvier 2022 publiés au JO du 30 janvier 2022

(2) Pour août 2021 et février 2022, 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 18/01/2022)

(3) Dans le cadre du bouclier tarifaire, une partie de la hausse 2022 est reportée en 2023 pour limiter à 4% TTC la hausse moyenne du TRV Bleu Résidentiel 2022

(4) Y compris le coût des obligations CEE

(5) Coûts commerciaux 2021 + rattrapage de janvier 2021 (le rattrapage du gel tarifaire 2019 est terminé)

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

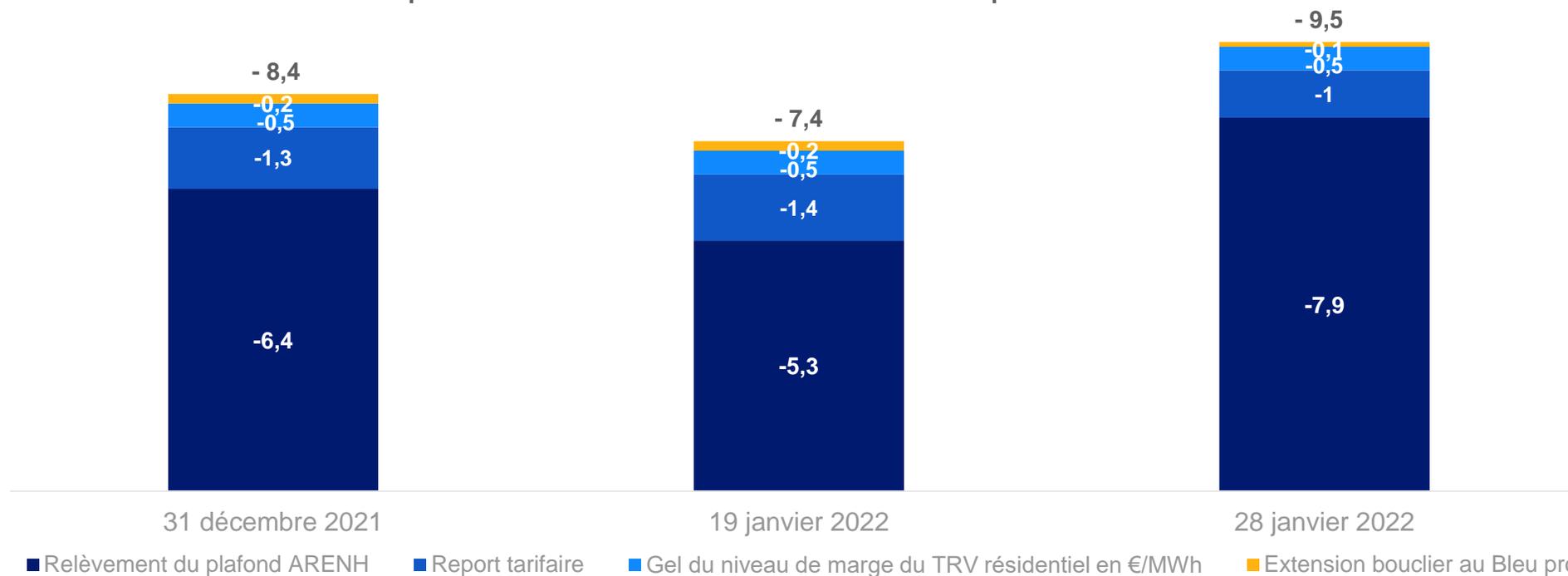
(7) Ex CSPE

IMPACT DES MESURES RÉGLEMENTAIRES: SENSIBILITÉ SUR L'EBITDA 2022

Mesures connues en date du 13 janvier 2022 et impacts EBITDA sur la base des prix de marché au 31/12/2021 :

- Un **complément de 20 TWh d'Arenh à 46,2 €/MWh** à livrer sur la période avril-décembre 2022 aux fournisseurs alternatifs ayant vu leur demande écrêtée suite au guichet de fin 2021: impact estimé à environ **-3,1 Mds€**
- L'impact de ce complément est répliqué dans les **offres EDF (TRV et offres marché)**: impact estimé à environ **-3,3 Mds€**
- Un **gel du niveau de marge en €/MWh du TRV résidentiel**: impact estimé à environ **-0,5 Md€**
- Un **report tarifaire à 2023** d'une partie de la hausse du **TRV résidentiel 2022**, afin de limiter cette hausse à 4% TTC: impact estimé à environ **-1,3 Md€**
- Une **extension des mesures du TRV résidentiel aux TRV Pros et aux ZNI** (gel du niveau de marge et report tarifaire): impact estimé à environ **-0,2 Md€**

Impact EBITDA ⁽¹⁾ en Md€ en fonction du scénario de prix de marché



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 2022 sur la base de la délibération de la CRE du 15 juillet 2021 et sera financée totalement à compter du 1er janvier 2021 par le programme « Service Public de l'Énergie » du Budget Général. La Loi de Finances Initiale 2022 budgète à un niveau de 8 449 M€ les charges de Service Public. Un écart à la baisse de 415 M€ existe entre la Loi de Finances Initiale 2022 et la délibération CRE de juillet 2021 portant sur le poste « soutien aux ENR ». Il est issu du recalage opéré par la Direction du Budget en lien avec la hausse des prix de marché de l'électricité vu de septembre 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 TICFE (ex-CSPE) a été stabilisée depuis 2016 à 22,5€/MWh (pour le taux plein), et est restée inchangée jusqu'au 31/12/2021. A compter du 1er janvier 2022, la TDCFE (Taxe Départementale) est supprimée, ce qui s'accompagne simultanément d'une majoration du tarif plein de la TICFE avec une part départementale. La TICFE s'établit ainsi à 25,83€/MWh depuis le 1er janvier 2022 pour le taux plein

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	2019		2020		2021	
Obligations d'achat ⁽¹⁾	5 699	74%	6 158	76%	3 342	61 %
Autres ⁽²⁾	1 963	26%	1 923	24%	2 130	39 %
Total CSPE EDF	7 662	100%	8 081	100%	5 472	100%

Deux effets antagonistes expliquent l'évolution des charges de service public entre 2020 et 2021 :

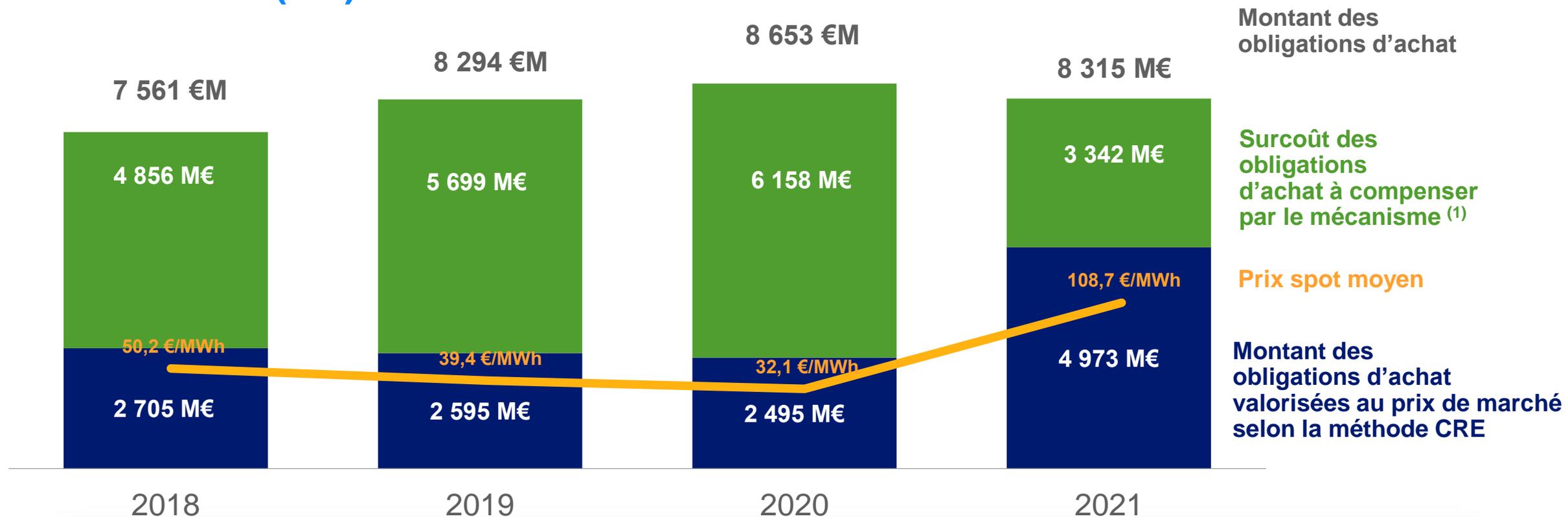
- Les charges d'obligation d'achat en métropole continentale diminuent de 2 816 M€ entre 2020 et 2021 en raison de la baisse des volumes ENR -5,8 TWh (principalement éolien -5,9 TWh et hydraulique -0,2 TWh) et ce malgré le développement de nouvelles puissances ENR installées en 2021. La production sous OA atteint ainsi 56,9 TWh en 2021. Cette baisse des volumes s'est accompagnée d'une hausse marquée des prix de marché spot de l'électricité de 77 €/MWh observée entre 2020 (32 €/MWh) et 2021 (109 €/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 ZNI ⁽³⁾ sont en hausse de 197 M€ entre 2020 et 2021 à cause de la hausse des charges de surcoûts de production d'électricité pour pallier l'arrêt de certaines centrales de producteurs-tiers d'une part et pour répondre à la hausse de la consommation d'électricité, et d'autres part des moindres effets de la crise sanitaire en 2021 par rapport à 2020

(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, ainsi que les charges liées au manque à gagner des ventes du portefeuille Gaz suite au gel tarifaire décidé par le Gouvernement à compter du 1^{er} novembre 2021.

(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 2021

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

La cinquième période des CEE a débuté le 1^{er} janvier 2022 pour une durée de quatre ans.

Objectifs renforcés,
un coût du dispositif
en forte augmentation

Publication
Obligation 5^{ème} période

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 en parallèle le recentrage de la précarité sur les ménages très modestes) et 1 770 TWhc d'obligation CEE classique (+10,7 %)
- Le coût du dispositif dépasse les 5 Mds€/an
- 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)
- Mise en place de contrôles des opérations de travaux d'économies d'énergie auprès des bénéficiaires et réalisés par des bureaux de contrôle accrédités avant que l'Obligé puisse formuler sa demande de CEE auprès des Pouvoirs Publics.
- Le package Fit For 55 et la proposition de Directive européenne EED (objectif d'économies d'énergie passant de 0,8% à date à 1,5% dès 2024) pourrait entraîner une hausse de l'obligation CEE dès 2024. Cette éventuelle hausse de l'obligation serait issue de la trajectoire d'obligation CEE 2024-2033 qui sera décidée dans le cadre de la Loi de Programmation Energie Climat qui doit être adoptée avant le 1^{er} juillet 2023.

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 :

- Résidentiel (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 et industrie et tertiaire
- Financement de programmes nationaux : ADVENIR (bornes de recharge de véhicules électriques), FEEBat (formation des artisans), SARE (Service d'Accompagnement pour la Rénovation Énergétique) avec l'ADEME, ACTEE (Agir pour les Collectivités dans l'Efficacité Énergétique) avec la FNCCR...

RÉSULTATS ANNUELS 2021

COMPTES CONSOLIDÉS



COMPTE DE RÉSULTAT SIMPLIFIÉ

En millions d'euros	2020	2021
Chiffre d'affaires	69 031	84 461
Achats de combustible et d'énergie	(32 425)	(44 299)
Autres consommations externes	(8 461)	(8 595)
Charges de personnel	(13 957)	(14 494)
Impôts et taxes	(3 797)	(3 330)
Autres produits et charges opérationnels	5 783	4 262
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	16 174	18 005
Impact de la volatilité des commodités	(175)	(215)
Dotation aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(10 838)	(10 789)
Pertes de valeur	(799)	(653)
Autres produits et charges d'exploitation	(487)	(1 123)
Résultat d'exploitation (EBIT)	3 875	5 225
Résultat financier	(2 582)	360
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	1 293	5 585
Résultat net – part du Groupe	650	5 113
Résultat net courant ⁽¹⁾	1 969	4 717

(1) Hors éléments non récurrents et volatilité des commodités

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (1)

En millions d'euros	2020	Change	Périmètre	Croissance organique	2021	Δ % org.(2)
France - Activités de production et de commercialisation	28 361	-	1	4 820	33 182	+17,0
France - Activités régulées (3)	16 228	-	-	1 336	17 564	+8,2
Framatome	3 295	(22)	27	62	3 362	+1,9
Royaume-Uni	9 041	306	5	762	10 114	+8,4
Italie	5 967	-	(13)	5 258	11 212	+88,1
Autre international	2 420	(43)	295	681	3 353	+28,1
EDF Renouvelables	1 582	(6)	(3)	194	1 767	+12,3
Dalkia	4 212	13	(35)	1 006	5 196	+23,9
Autres métiers	2 127	(10)	(3)	1 791	3 905	+84,2
Éliminations inter-segments	(4 202)	-	-	(992)	(5 194)	+23,6
Total Groupe	69 031	238	274	14 918	84 461	+21,6

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

(2) Variation organique à périmètre et change comparables, hors inflation

(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)

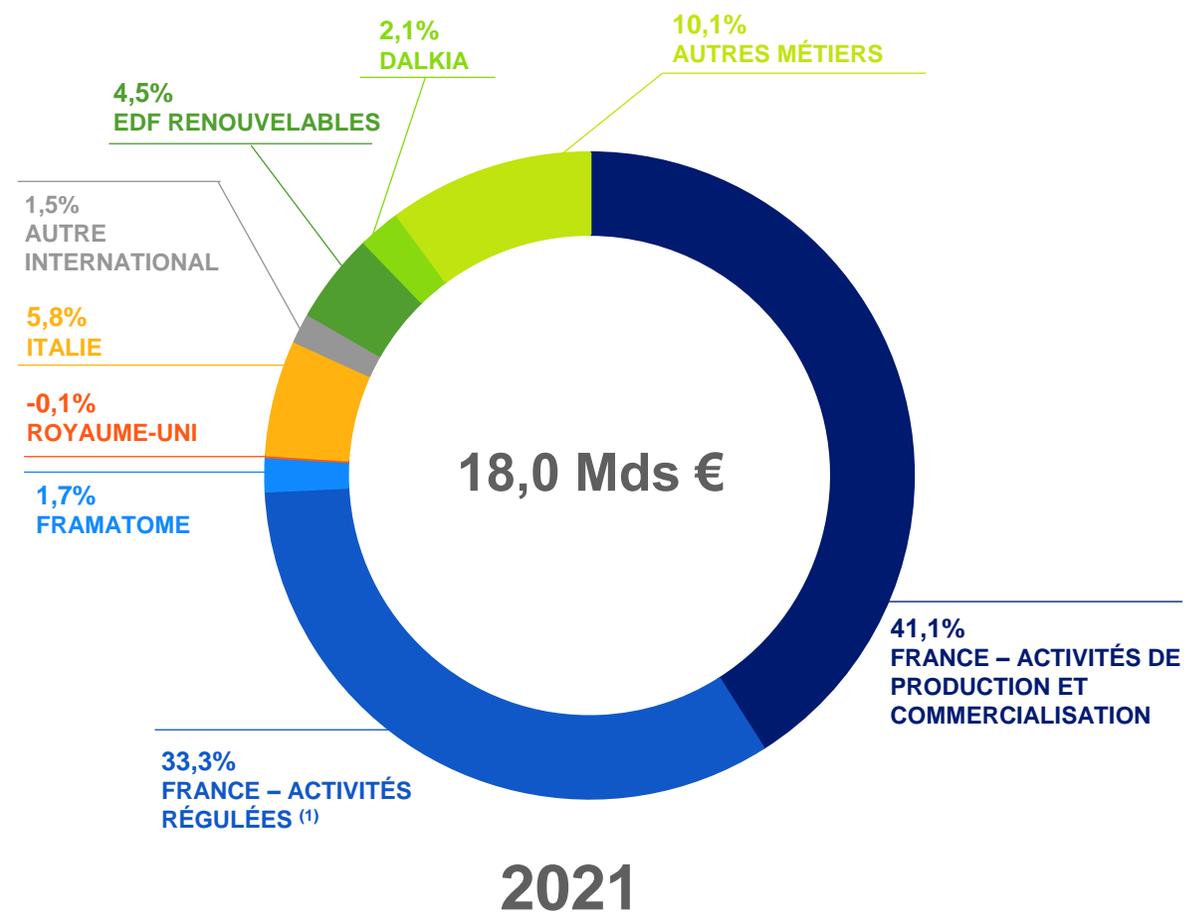
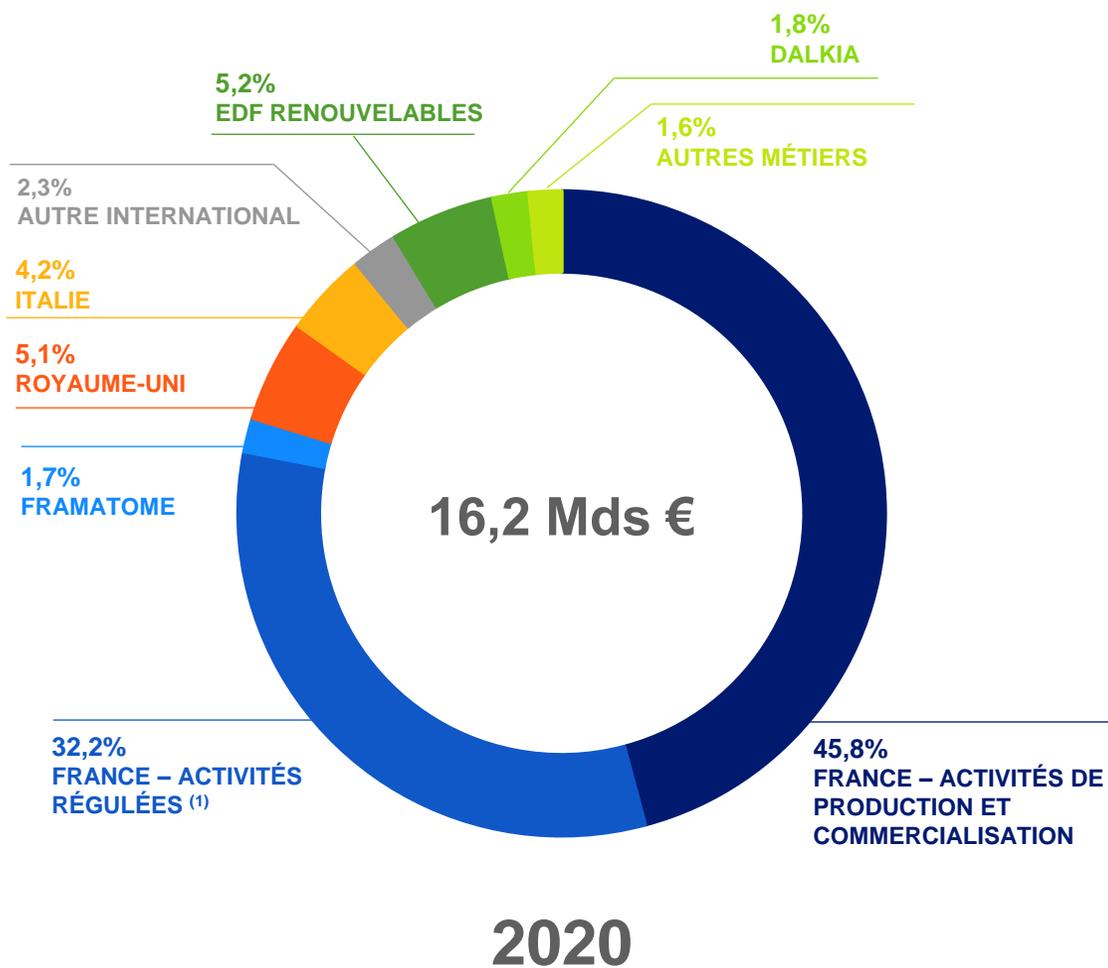
En millions d'euros	2020	Change	Périmètre	Croissance organique	2021	Δ % org.(2)
France - Activités de production et de commercialisation	7 412	-	3	(21)	7 394	-0,3
France - Activités régulées (3)	5 206	-	-	786	5 992	+15,1
Framatome	271	(3)	(8)	50	310	+18,5
Royaume-Uni	823	28	17	(889)	(21)	-108,0
Italie	683	-	1	362	1 046	+53,0
Autre international	380	(10)	(16)	(87)	267	-22,9
EDF Renouvelables	848	(3)	1	(31)	815	-3,7
Dalkia	290	(1)	(3)	92	378	+31,7
Autres métiers	261	(2)	2	1 563	1 824	x7
Total Groupe	16 174	9	(3)	1 825	18 005	+11,3

(1) En contribution au groupe

(2) Variation organique à périmètre et change comparables, hors inflation

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

RÉPARTITION EBITDA GROUPE

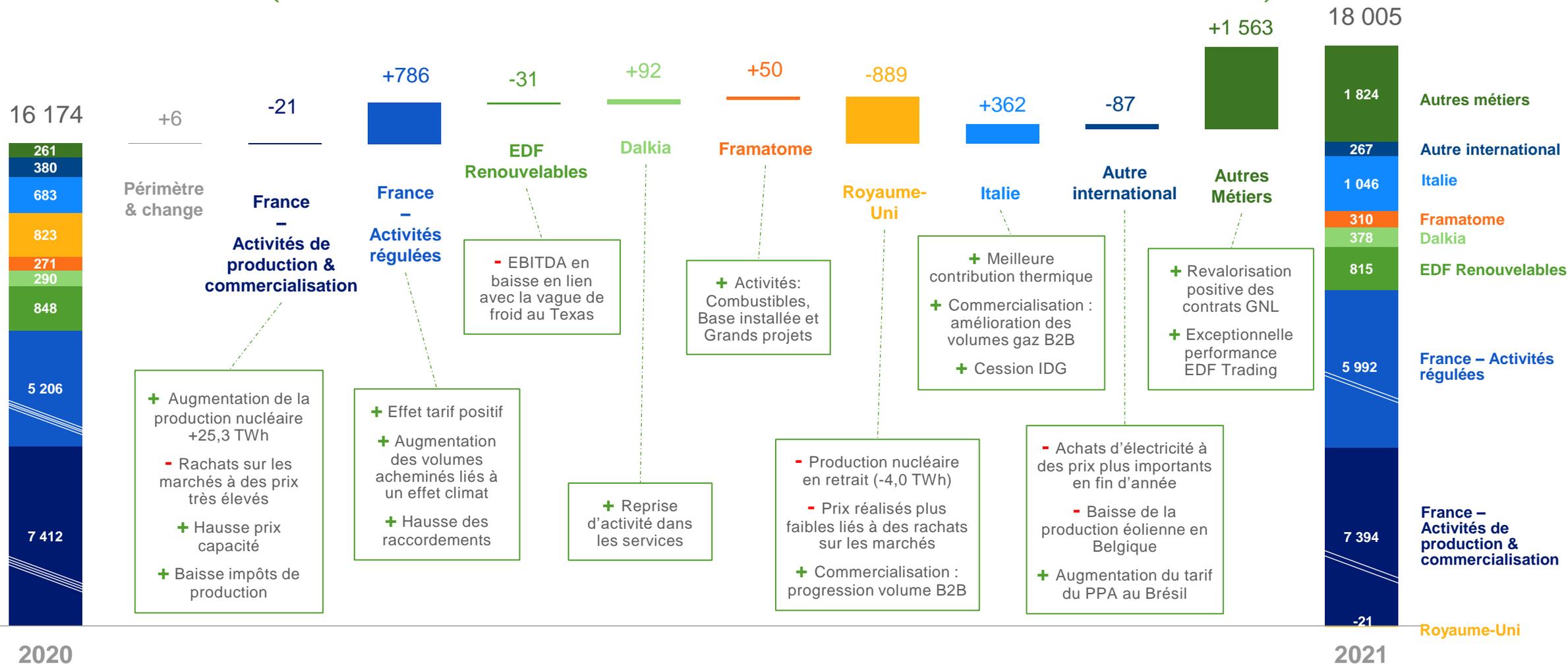


(1) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

EBITDA GROUPE PAR SEGMENT

VARIATION ORGANIQUE : +11,3 %⁽¹⁾

En millions d'euros



2020

2021

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

ÉNERGIES RENOUVELABLES

EDF RENOUVELABLES

En millions d'euros	2020	2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	848	815	-3,9	-3,7
<i>Dont EBITDA production</i>	<i>904</i>	<i>877</i>	<i>-3,0</i>	<i>-3,1</i>

- Vague de froid extrême au **Texas** induisant des achats d'énergie à des prix très élevés avec un effet estimé de - 95 M€ sur l'EBITDA
- **Production** de 17 TWh, en hausse de +10,5 % du fait de la progression des capacités mises en service
- **Meilleure contribution des opérations DVAS** (Développements Ventes d'Actifs Structurés) aux Etats-Unis et au Portugal
- Poursuite du développement avec une croissance de 27% du portefeuille de projets éoliens et solaires de 73 GW

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

(2) Hydro France EBITDA de 3 221 M€ en 2021 et 531 M€ en 2020. Pour les activités de production électrique d'origine renouvelable optimisées au sein d'un portefeuille d'actifs de production plus large, en particulier s'agissant du parc hydraulique France, le chiffre d'affaires et l'EBITDA sont estimés, par convention, comme la valorisation de la production réalisée au prix de marché (ou au tarif d'obligation d'achat), sans

RENOUVELABLES GROUPE HORS HYDRO FRANCE ⁽²⁾

En millions d'euros	2020	2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA hors Hydro France ⁽²⁾	1 331	1 279	-3,9	-4,1
Investissements nets	(1 010)	(1 351)	+33,8	-

- **EBITDA**
 - EDF Renouvelables : Vague de froid extrême au Texas au T1 2021
 - Belgique : Baisse de la production éolienne
 - Italie : Hausse de la contribution de la production renouvelable
- **Investissements nets** en hausse liés à l'acquisition en 2021 de 70 % de E2i (plateforme Renouvelables d'Edison)



RENOUVELABLES GROUPE : PROJETS EN CONSTRUCTION À 7,9 GW BRUT, ÉOLIEN ET SOLAIRE, A FIN DÉCEMBRE 2021, STABLE VS DECEMBRE 2020 (MISES EN CONSTRUCTION +3,0 GW NET DES MISES EN SERVICE +3,1 GW)

tenir compte de l'effet des couvertures, et tient compte de la valorisation de la capacité le cas échéant. Cette convention reflète au mieux l'usage du parc hydraulique et est différente de la convention utilisée pour l'évaluation des effets prix au sein de l'EBITDA du segment France-activités production et commercialisation dans laquelle toute production (nucléaire, hydraulique, thermique) est valorisée sur la base du prix moyen couvert du parc de production.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES

DALKIA

En millions d'euros	2020	2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	290	378	+30,3	+31,7

➤ **Progression de l'EBITDA de près de 32 % :**

- **Reprise d'activité** pour les services et chantiers
- Progression au Royaume-Uni



CONTRATS DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE REMPORÉS POUR L'EXPLOITATION & MAINTENANCE DE RÉSEAUX DE CHALEUR (BIOMASSE & BIOGAZ)

SERVICES ÉNERGÉTIQUES GROUPE ⁽²⁾

En millions d'euros	2020	2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	318	441	+38,7	+38,4
Investissements nets	(438)	(447)	+2	-

➤ **EBITDA**

- Reprise des activités de Dalkia et d'Edison suite à la crise sanitaire en 2020
- Croissance des ventes de services en France

➤ **Investissements nets globalement stables**



CITELUM / DALKIA ELECTROTECHNICS: LAURÉAT DU MARCHÉ DE L'ÉCLAIRAGE PUBLIC DE LA VILLE DE PARIS POUR 10 ANS

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

(2) Les Services Énergétiques Groupe comprennent Dalkia, Dalkia Electrotechnics (ex Citelum), CHAM, SOWEE, IZI Solutions, IZI Solutions Renov, Izivia, EDEV, EDF China Holding, EDF Pulse croissance 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

	2020	2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	534	584	+9,4	+11,4
EBITDA contributif groupe EDF	271	310	+14,4	+18,5

- **Meilleure production** dans les usines de « Combustibles » et de « Fabrication de composants primaires » en partie liée à un **niveau d'activité soutenu**
- Meilleure contribution de l'activité de la « Base installée » en Amérique du Nord et en France
- **Poursuite du plan d'action sur les coûts de structure**



ACQUISITION DE
L'ACTIVITÉ
« CIVIL NUCLEAR
INSTRUMENTATION
AND CONTROL » DE
ROLLS-ROYCE ⁽³⁾



PRISE DE
COMMANDES
2021 : 3,7 Mds€ ⁽²⁾

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

(2) Aux bornes de Framatome

(3) Voir communiqué de presse Framatome du 8 novembre 2021.

AUTRE INTERNATIONAL

En millions d'euros

	2020	2021	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	380	267	-29,7	-22,9
<i>dont Belgique</i> ⁽²⁾	247	125	-49,4	-42,9
<i>dont Brésil</i>	115	143	+24,3	+32,2

➤ Belgique ⁽²⁾

- **Éolien** : production en diminution de -11,1 % en lien avec des conditions de vent moins favorables qu'en 2020 malgré la progression des capacités installées à 591 MW ⁽³⁾ (+7,8 % vs fin 2020)
- **Achats d'électricité** à prix élevés en fin d'année
- **Thermique** : production en hausse grâce à une meilleure disponibilité des centrales et une augmentation des services rendus au système électrique

➤ Brésil

- Augmentation du tarif du contrat de vente d'électricité (PPA) d'EDF Norte Fluminense et ventes sur les marchés spot à prix élevés



CESSION DE LA
PARTICIPATION
DE 49,99 %
DANS **CENG** ⁽⁴⁾



ACQUISITION DU
PORTEFEUILLE ⁽⁵⁾
D'ENV. **330 000**
CLIENTS (ESSENT
BELGIUM - GAZ ET
ÉLECTRICITÉ)
EN BELGIQUE

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

(2) Luminus et EDF Belgium.

(3) Capacité nette au périmètre Luminus. 658 MW en capacité brute (croissance de +11,9 % vs fin 2020).

(4) Voir communiqué de presse EDF du 9 août 2021

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

ÉVOLUTION DE LA VOLATILITÉ DES COMMODITÉS (1)

En millions d'euros	2020	2021	Δ
France - Activités de production et commercialisation	(108)	(100)	8
France - Activités régulées	1	(1)	(2)
Royaume-Uni	18	1	(17)
Italie	(3)	(10)	(7)
Dalkia	-	(8)	(8)
Autres métiers	(83)	(97)	(14)
Total Groupe (2)	(175)	(215)	(40)

(1) Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de trading

(2) Les segments Autre international, Framatome et EDF Renouvelables ne sont pas concernés

DE L'EBITDA À L'EBIT ⁽¹⁾ 2021

En millions d'euros	TOTAL GROUPE	France-Activités de production et de commercialisation	France-Activités régulées ⁽²⁾	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre International	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers
EBITDA	18 005	7 394	5 992	310	(21)	1 046	267	815	378	1 824
Volatilité des commodités	(215)	(100)	(1)	-	1	(10)	-	-	(8)	(97)
Dotations aux amortissements	(10 789)	(4 449)	(3 381)	(291)	(1 071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)
Pertes de valeur	(653)	(24)	-	(5)	(713)	149	-	(54)	(5)	(1)
Autres produits et charges d'exploitation	(1 123)	(427)	-	(23)	(212)	(155)	(437)	-	133	(2)
EBIT	5 225	2 394	2 610	(9)	(2 016)	608	(475)	241	217	1 655

(1) En contribution au Groupe

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

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2020	2021	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(1 610)	(1 459)	151
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	(1 699)	(1 494)	205
Charges de désactualisation ⁽¹⁾	(3 733)	(2 670)	1 063
Autres produits et charges financiers	2 761	4 489	1 728
<i>Dont plus-values sur cessions d'actifs dédiés</i>	162	41	(121)
<i>Dont variation nette de juste valeur de titres de dette et de capitaux propres des actifs dédiés</i>	1 218	2 739	1 521
Résultat financier	(2 582)	360	2 942
<i>Hors éléments non récurrents, avant impôts (dont variation nette de la JV des instruments financiers IFRS 9)</i>	(1 123)	(2 797)	(1 674)
Résultat financier courant	(3 705)	(2 437)	1 268

(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	2020 ⁽¹⁾	2021	Δ
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(1 699)	(1 494)	205
Intérêts courus non échus	(86)	(69)	17
Autres produits & charges financiers (y compris dividendes)	856	975	119
Frais financiers nets décaissés	(929)	(588)	341

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2020 intègrent le reclassement d'un montant de 79 millions d'euros en « Frais financiers nets décaissés » : (30) en « Actifs dédiés » et (49) en « Autres variations non monétaires »

RÉSULTAT NET – PART DU GROUPE

En millions d'euros	2020 Courant	2020 non courant	2020	2021 courant	2021 non courant	2021
EBITDA	16 174	-	16 174	18 005	-	18 005
Volatilité des commodités	-	175	(175)	-	215	(215)
Dotation aux amortissements et provisions pour renouvellement	(10 568)	270	(10 838)	(10 789)	-	(10 789)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	-	1 286	(1 286)	-	1 776	(1 776)
EBIT	5 606	1 731	3 875	7 216	1 991	5 225
Résultat financier	(3 705)	(1 123)	(2 582)	(2 437)	(2 797)	360
Impôts sur les résultats	(361)	584	(945)	(1 019)	381	(1 400)
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	547	122	425	787	143	644
Résultat net des activités en cours de cession	(41)	117	(158)	(1)	-	(1)
Déduction du résultat net – part des minoritaires	77	112	(35)	(171)	114	(285)
Résultat net - part du groupe	1 969	1 319	650	4 717	(396)	5 113

QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES

En millions d'euros	2020	2021	Δ
CTE/RTE	237	307	70
CENG	63	131	68
Autres ⁽¹⁾	125	206	81
TOTAL	425	644	219

(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	2020	2021	Δ
Framatome	(26)	(22)	4
Royaume-Uni	(92)	(312)	(220)
Italie	11	30	19
Autre international	3	(27)	(30)
EDF Renouvelables	39	(4)	(43)
Autres	30	50	20
TOTAL	(35)	(285)	(250)

ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros	2020 ⁽¹⁾	2021
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	16 174	18 005
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	328	(869)
Excédent brut d'exploitation Cash (EBITDA Cash)	16 502	17 136
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(1 679)	(1 526)
Investissements nets – hors cessions 2020-2022 ⁽²⁾	(14 145)	(15 725)
Dividendes reçus des entreprises associées	433	467
Autres éléments	(450)	(565)
Cash flow généré par les opérations	661	(213)
Cessions d'actifs	187	2 847
Impôts sur le résultat payé	(983)	(2 276)
Frais financiers nets décaissés	(929)	(588)
Actifs dédiés	(828)	(501)
Dividendes versés	(768)	(794)
Cash flow Groupe	(2 660)	(1 525)
Emissions d'emprunt d'hybrides et autres variations monétaires	2 194	192
Variation monétaire de l'endettement financier net	(466)	(1 333)
Effet de la variation de change	445	(515)
Autres variations non monétaires – IFRS 16	(574)	(712)
Autres variations non monétaires	(552)	1 862
Variation de l'endettement financier net des activités poursuivies	(1 147)	(698)
Variation de l'endettement financier net des activités en cours de cession	(10)	-
Endettement financier net d'ouverture	41 133	42 290
Endettement financier net de clôture	42 290	42 988

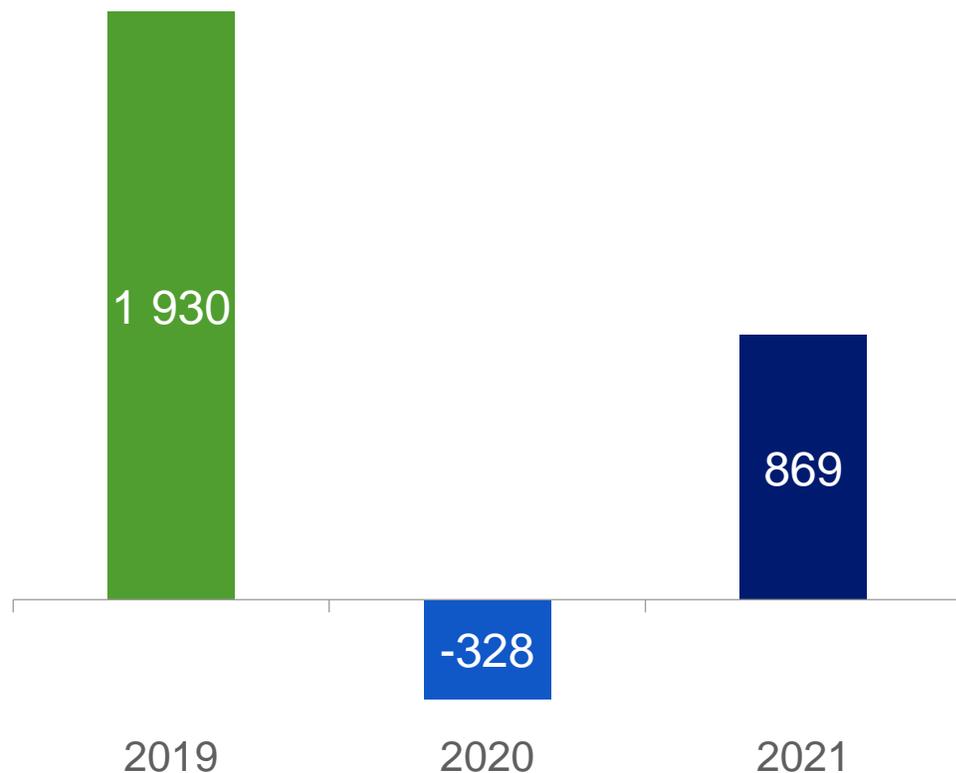
(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2020 intègrent le reclassement d'un montant de 79 millions d'euros en « Frais financiers nets décaissés » : (30) en « Actifs dédiés » et (49) en « Autres variations non monétaires »

(2) Y compris HPC et Linky

ÉLÉMENTS NON MONÉTAIRES DE L'EBITDA

Évolution 2019-2021

En millions d'euros



Principaux éléments

- Ajustements de juste valeur (forte variation de la juste valeur de EDF Trading entre 2019 et 2020 et entre 2020 et 2021)
- Plus ou moins-values de cessions d'actifs significatives en 2019 (NNG)
- Mouvements sur provisions enregistrées dans l'EBITDA (provisions nucléaires, avantages du personnel, autres provisions)

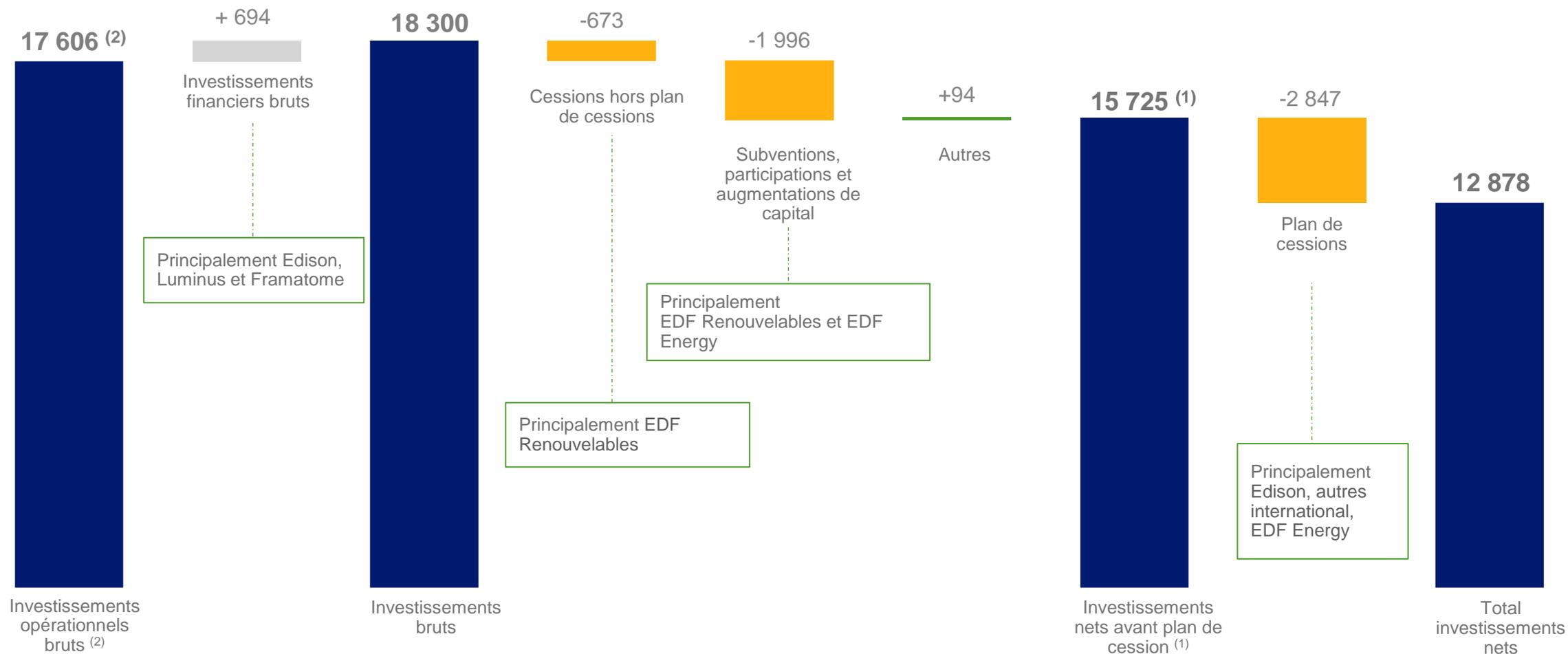
INVESTISSEMENTS NETS

En millions d'euros	2020	2021	Δ	Δ %
France – Activités de production et commercialisation	5 484	5 338	(146)	(3)
France – Activités régulées	4 049	4 617	569	14
Framatome	219	381	162	74
Royaume-Uni	2 625	3 054	428	16
Italie	531	909	379	71
Autre international	207	289	81	39
EDF Renouvelables	812	853	41	5
<i>Dont investissements bruts</i>	<i>1 852</i>	<i>1 928</i>		
<i>Dont désinvestissements et subventions</i>	<i>1 040</i>	<i>1 075</i>		
Dalkia	180	284	104	58
Autres métiers	38	-	(38)	(100)
Investissements nets hors plan de cession d'actifs	14 145	15 725	1 580	11
Plan de cessions d'actifs Groupe	(187)	(2 847)	(2 661)	1 427
INVESTISSEMENTS NETS	13 959	12 878	(1 081)	(8)

NB : Chiffres arrondis à l'entier le plus proche

INVESTISSEMENTS : PASSAGE DU BRUT AU NET (1)

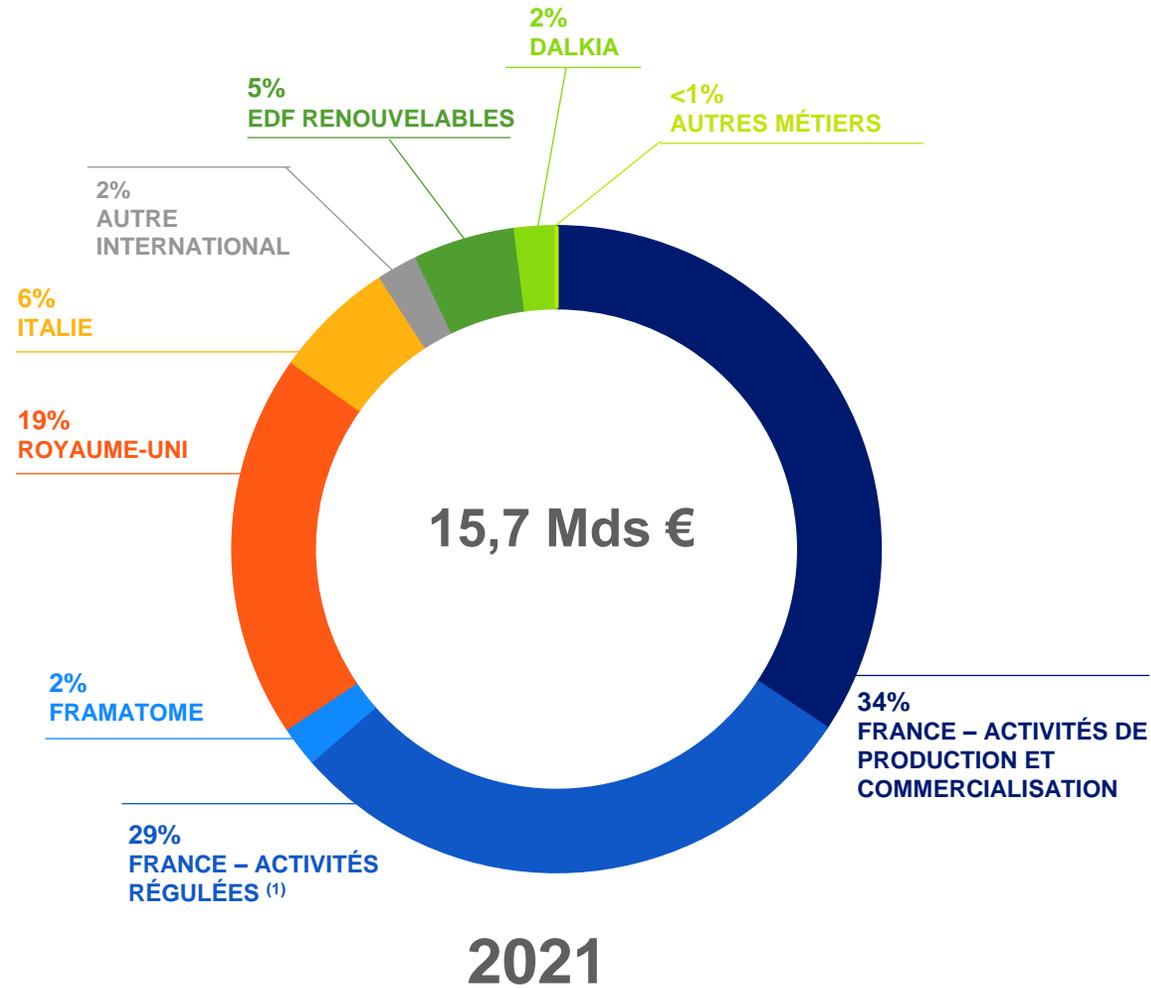
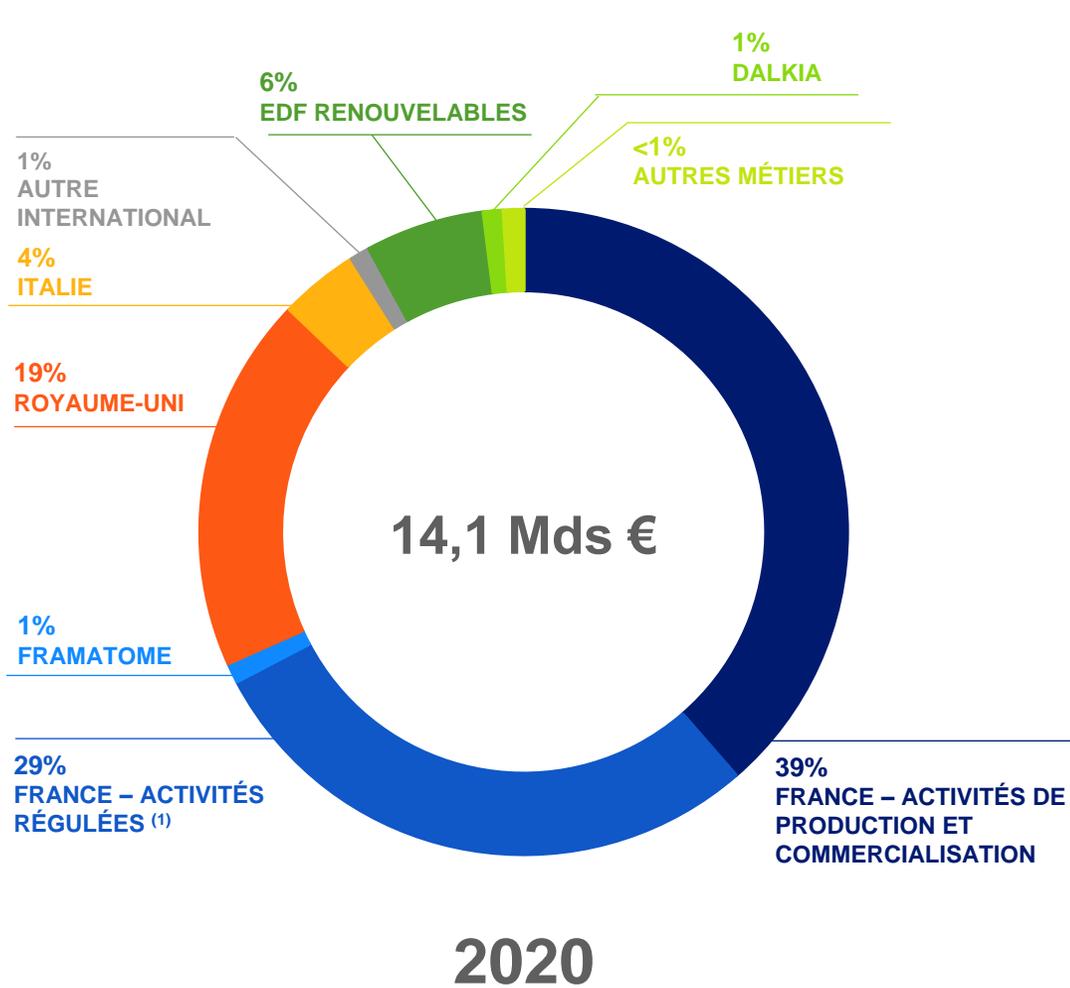
En millions d'euros



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

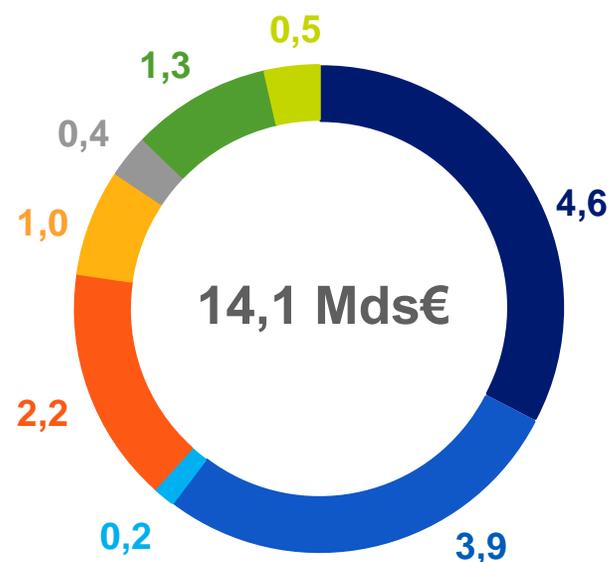
(2) Investissements incorporels et corporels dans le TFT des comptes consolidés

INVESTISSEMENTS NETS TOTAUX Y COMPRIS ACQUISITIONS, HORS PLAN DE CESSION



INVESTISSEMENTS NETS Y COMPRIS ACQUISITIONS HORS PLAN DE CESSION

En milliards d'euros



2020

■ Maintenance nucléaire (France, Belgique, UK) dont Grand Carénage

■ Enedis, SEI et ES

■ Framatome

■ Nouveau nucléaire

■ Autres (1)

■ Services



2021

■ Renouvelables

■ Flamanville 3

NB : chiffres arrondis à la décimale la plus proche

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

Données 2021

En milliards d'euros

Maintenance Développement TOTAL

En milliards d'euros	Maintenance	Développement	TOTAL
Renouvelables	0,3	1,4	1,7
Maintenance Nucléaire (France, Belgique, UK) yc Grand Carénage	4,4	-	4,4
Enedis, SEI et ES	1,8	2,7	4,4
Framatome	0,1	0,3	0,4
Projet Flamanville 3	-	0,3	0,3
Services	0,1	0,4	0,5
Nouveau nucléaire	-	2,9	2,9
Autres (1)	0,4	0,7	1,2
TOTAL	7,1	8,6	15,7

BILAN SIMPLIFIÉ

ACTIF (en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2021	PASSIF (en millions d'euros)	31/12/2020	31/12/2021
Actif immobilisé	179 658	188 416	Capitaux propres - part du Groupe	45 633	50 211
Autres actifs non courants	57 574	67 452	Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	9 593	11 778
Actifs non courants	237 232	255 868	Total des capitaux propres	55 226	61 989
Stocks et clients	29 259	38 432	Provisions non courantes	85 837	89 225
Autres Actifs courants	30 834	56 678	Passifs spécifiques des concessions	48 420	48 853
Trésorerie et équivalents	6 270	9 919	Autres passifs non courants	63 888	63 760
Actif courant	66 363	105 029	Passifs non courants	198 145	201 838
Actifs détenus en vue de leur vente	2 296	69	Passifs courants	52 412	97 109
			Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	108	30
Total Actifs	305 891	360 966	Total Passif	305 891	360 966

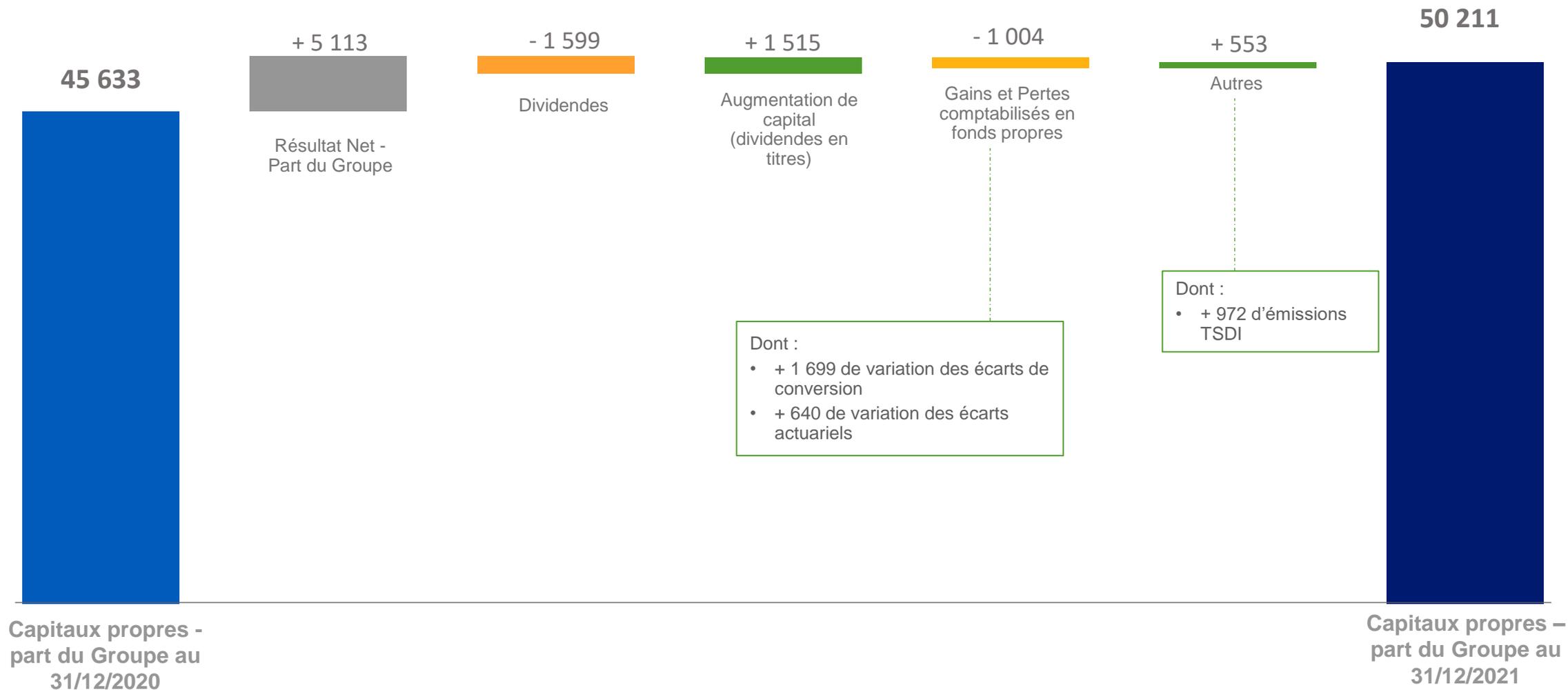
GOODWILL

En millions d'euros	31/12/2020	31/12/2021	Δ
EDF Energy ⁽¹⁾	7 569	8 095	526
Framatome	1 332	1 428	96
Dalkia	572	592	20
Autres	792	830	38
TOTAL	10 265	10 945	680

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

CAPITAUX PROPRES - PART DU GROUPE

En millions d'euros

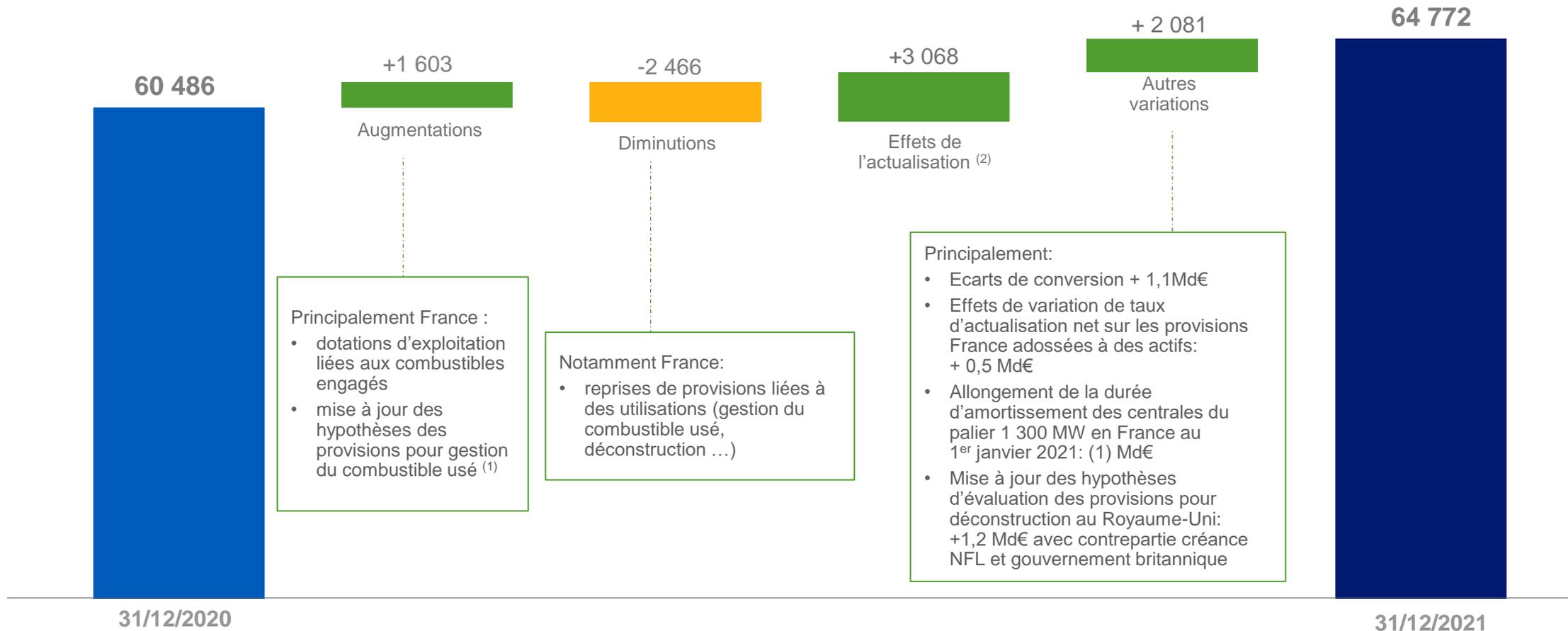


PROVISIONS GROUPE

En millions d'euros	31 décembre 2020			31 décembre 2021		
	Courant	Non Courant	Total	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 430	26 137	27 567	1 359	28 155	29 514
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	723	32 196	32 919	1 346	33 912	35 258
Autres provisions pour déconstruction	120	1 744	1 864	95	1 872	1 967
Provisions pour avantages du personnel	879	22 130	23 009	791	21 716	22 507
Autres provisions	2 675	3 630	6 305	3 245	3 570	6 815
Total des provisions	5 827	85 837	91 664	6 836	89 225	96 061

PROVISIONS NUCLÉAIRES GROUPE

En millions d'euros

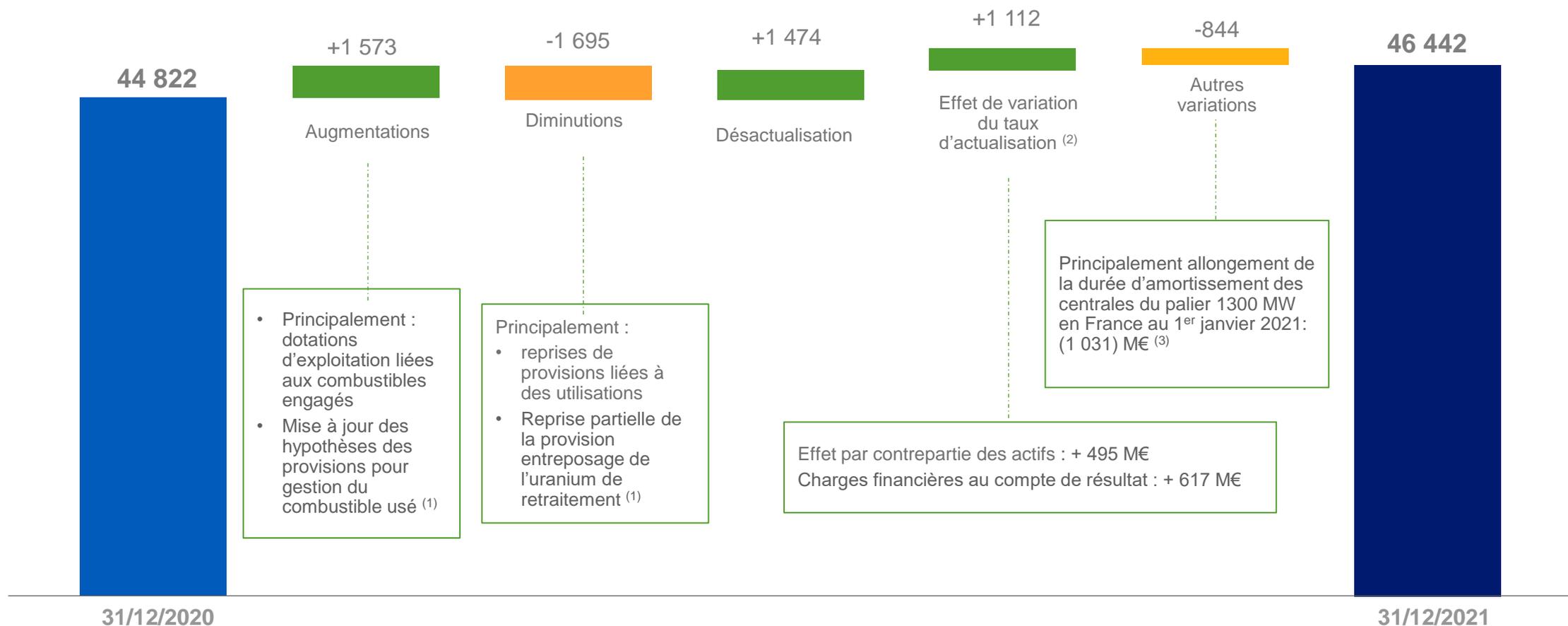


(1) Voir note 15.1.1.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2021

(2) Impacts sur le compte de résultat dont France +2 091 M€ (+1 474 M€ de désactualisation et +617 M€ d'effets de variation de taux d'actualisation net sur les provisions non adossées à des actifs) et Royaume-Uni +968 M€ (désactualisation – à noter un effet symétrique lié à la désactualisation des créances du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du Gouvernement Britannique amenant à un effet sur le compte de résultat globalement neutre)

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros



• Principalement : dotations d'exploitation liées aux combustibles engagés

• Mise à jour des hypothèses des provisions pour gestion du combustible usé (1)

Principalement :

- reprises de provisions liées à des utilisations
- Reprise partielle de la provision entreposage de l'uranium de retraitement (1)

Effet par contrepartie des actifs : + 495 M€

Charges financières au compte de résultat : + 617 M€

Principalement allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1300 MW en France au 1^{er} janvier 2021: (1 031) M€ (3)

(1) Voir note 15.1.1.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2021

(2) Effets de la variation du taux d'actualisation net pour la France :

- pour les provisions non adossées à des actifs : impact sur le compte de résultat

- pour les provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) : impact sur la valeur des actifs au bilan

(3) Voir note 1.4.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2021

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros	31/12/2020	Dotations nettes	Effets de l'actualisation	Autres variations ⁽¹⁾	31/12/2021
Total des provisions pour aval du cycle nucléaire	24 622	(198)	1 359	269	26 052
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 322	(97)	505	89	11 819
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	(101)	854	180	14 233
Total des provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20 200	76	732	(618)	20 390
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	76	649	(484)	17 730
Provisions pour derniers cœurs	2 711	-	83	(134)	2 660
TOTAL PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE	44 822	(122)	2 091	(349)	46 442

NB : Concernant la dotation aux actifs dédiés en couverture des provisions nucléaires, cf. la slide « Actifs dédiés » en page 123

(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	Décembre 2021
Taux plafond réglementaire – réel	2,7 % ⁽¹⁾	2,8 %
Taux d'actualisation nominal	3,3 %	3,7 %
Taux d'actualisation réel	2,1 %	2,0 %
Inflation	1,2 %	1,7 %

Le taux réel d'actualisation, calculé selon les modalités de calcul appliquées depuis fin 2020, s'établit à 2,0% au 31 décembre 2021 compte tenu des données de marché à cette date, avec une hypothèse d'inflation de 1,7 %.

Le taux d'actualisation réel est en baisse de 10 bps 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 31/12/2021 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 31 décembre 2021 à un taux d'actualisation nominal de 3,7% associé à un taux d'inflation de 1,7% (respectivement 3,3% et 1,2% au 31 décembre 2020), soit un taux réel en baisse de 10 bps à 2,0%
- La baisse de 10 bps par rapport à fin 2020 n'a pas d'impact sur l'EFN (hors effet d'impôt) car il n'y a pas d'endettement lié à un besoin de dotation en raison d'un taux de couverture supérieur à 100% (l'effet cash sera quant à lui favorable pour environ 244 M€)
- L'impact de cette baisse sur la dette économique ajustée (DEA) hors effet d'impôt correspond à l'augmentation des provisions, soit 1 112 M€ (soit un effet net sur la DEA de 868 M€ après effet d'impôt)

(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 31/12/2021

- 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 0,1% (hors effet d'impôt associé) serait de :**
 - Sur la provision au bilan : 1 073 M€ ⁽²⁾ (dont 963 M€ pour les provisions couvertes par des actifs dédiés)
 - Sur le résultat avant impôts : (611) 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 2021

(2) Dont 462 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 31/12/2021 (5/5)

Pour une variation de 10 points de base	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
En millions d'euros		+0,10 %	-0,10 %	+0,10 %	-0,10 %
Aval du cycle nucléaire					
Gestion du combustible utilisé	11 819	(120)	124	102	(107)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	(472)	504	385	(413)
Déconstruction et derniers cœurs					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	(291)	299	-	-
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	(88)	91	88	(91)
Derniers cœurs	2 660	(54)	55	-	-
Total	46 442	(1 025)	1 073	575	(611)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	34 276	(917)	963	515	(548)

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE : ÉVOLUTIONS 2015-2021

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coûts de déconstruction centrales en exploitation	Conclusions de l'audit externe piloté par la DGEC sur les coûts de déconstruction publié en janvier 2016 ⁽¹⁾ , confortant globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire. Révision triennale de l'évaluation des coûts de démantèlement des centrales de 1 ^{ère} génération permettant d'intégrer le retour d'expérience des chantiers actuels.	Révision approfondie du devis de déconstruction des centrales en exploitation prenant en compte les recommandations de l'audit DGEC Evolutions limitées du devis et des provisions associées : -0,5 Md€ ⁽²⁾	Après la révision approfondie du devis, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux (notamment pour la France les effets liés à la taille du parc) et réglementaires. Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une révision annuelle qui, en 2017, 2018, 2019 et 2020 a donné lieu à des ajustements non significatifs.				Mise à jour du devis de référence de la tête de série 900 MW, afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur les provisions.
Coûts de déconstruction centrales à l'arrêt	Mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales UNGG ⁽³⁾ : → Démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs) sous air et non plus sous eau → Retour d'expérience du démantèlement d'un 1 ^{er} caisson avant d'engager les opérations sur les cinq autres Augmentation des provisions d'un montant de 0,3 Md€.	Mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement des centrales de 1 ^{ère} génération Ces travaux annuels confirment les évolutions précédemment réalisées et n'entraînent pas de mouvement significatif des provisions	UNGG⁽³⁾ : Révision annuelle du devis → Ajustements non significatifs				Finalisation en juillet 2021 de l'audit externe, commandité par la DGEC, sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF. Le rapport, mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition Écologique en novembre 2021 considère le processus de chiffrage et de révision annuelle comme robuste, et confirme le dimensionnement adéquat des charges et provisions sur le périmètre de l'audit.
			Revue d'experts indépendants mandatés par l'ASN. Les principaux choix d'EDF ont été confortés Audition du collège de l'ASN en juin Dossier de stratégie, DOS (5) sur la mise en configuration sécurisée et calendrier détaillé 2017-2032 transmis fin décembre	L'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air, l'intérêt d'un démonstrateur industriel et le planning du 1 ^{er} réacteur démantelé (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs	Projets de décision de l'ASN soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. L'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques d'ED. Elle demande une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série. Prise en compte des projets de décision → +108M€ dans les provisions déconstruction et gestion long terme des déchets	Décisions de l'ASN publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Lancement en décembre 2020 d'un audit externe, commandité par la DGEC, sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF. Fin de l'audit attendu en juillet 2021. Effet de la crise sanitaire sur les provisions déconstruction pour environ 45 M€	
Coûts du projet stockage Cigéo	Coûts du projet Cigéo fixés à 25 Mds€ ⁽⁴⁾ par arrêté ministériel ⁽¹⁾ , se substituant à l'estimation 2005 du coût de référence de 20,8 Mds€ sur laquelle le groupe EDF s'appuyait. Augmentation de la provision de 0,8 Md€.	Poursuite des études de conception (ANDRA)		Poursuite des études de conception (ANDRA). Le 15.01.2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo : maturité technologique satisfaisante, demande d'étude de filière alternative pour le stockage des déchets bitumineux. Septembre 2018 : groupe d'experts mandaté par la DGEC → état des lieux de la gestion des bitumes Dossier de demande de création de l'installation à horizon 2019 (pour obtention de l'autorisation en 2022).	Poursuite des études de conception (ANDRA). Le groupe d'experts mandaté en septembre 2018 a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion des bitumes mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Planning ANDRA → demande de création CIGEO en 2020, phase industrielle pilote horizon 2030, maintien de la réception des premiers colis de déchets en 2031.	Poursuite des études de conception (ANDRA). La loi de finances pour 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'Etat Planning ANDRA → demande de création CIGEO en 2021, maintien de la réception des premiers colis de déchets en 2031.	Poursuite des études de conception (ANDRA). Tenue sur 2021 de l'enquête publique associée à la demande de déclaration d'utilité publique (DUP). Les commissaires enquêteurs ont rendu, fin décembre un avis favorable sans réserve à l'utilité publique du projet. Les dispositions associées à l'évolution de la fiscalité du projet (loi de finance 2021) restent toujours à préciser et à encadrer par l'Etat Planning ANDRA → demande de création CIGEO (DAC) en 2022, maintien de la réception des premiers colis de déchets en 2031.

(1) Voir le communiqué de presse de la Ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie du 15 janvier 2016

(2) Baisse de la provision par contrepartie des actifs sous-jacents

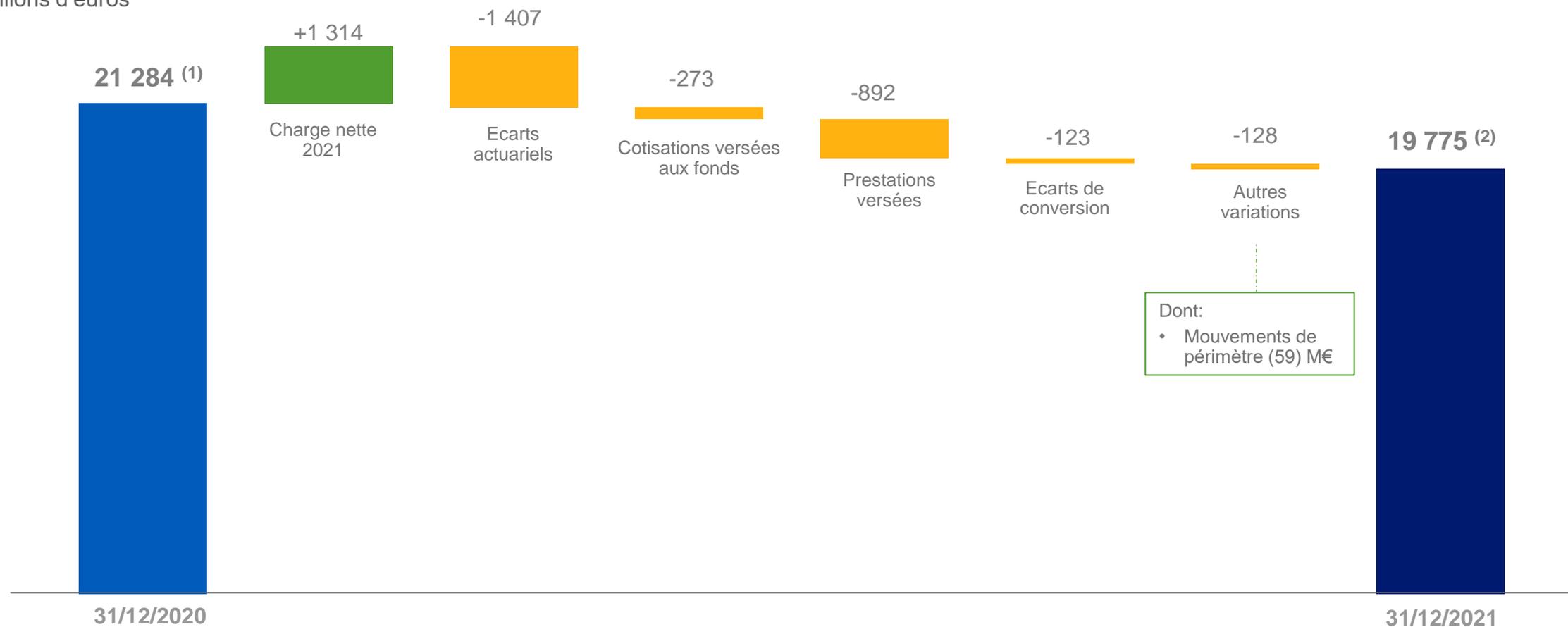
(3) UNGG : Réacteur uranium naturel graphite-gaz

(4) Aux conditions économiques de 2011

(5) Dossier sur les Opérations de Sûreté

PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL GROUPE : VARIATION DU PASSIF NET

En millions d'euros



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

(2) Dont 22 508 M€ de provisions pour avantages du personnel et (2 733) M€ d'actifs financiers non courants

RÉSULTATS ANNUELS 2021

FINANCEMENT ET TRÉSORERIE



ENDETTEMENT ET LIQUIDITÉ

En milliards d'euros	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2021
Endettement financier net	41,1	42,3	43,0
Ratio EFN / EBITDA	2,46x	2,61x	2,39x
Dette			
• Dette obligataire	52,4	50,2	49,2
• Maturité moyenne de la dette brute (années)	15,4	14,5	13,7
• Coupon moyen	2,69 %	2,32 %	2,06%
Liquidité brute ⁽¹⁾	33,4	32,4	35,7

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

ENDETTEMENT FINANCIER NET

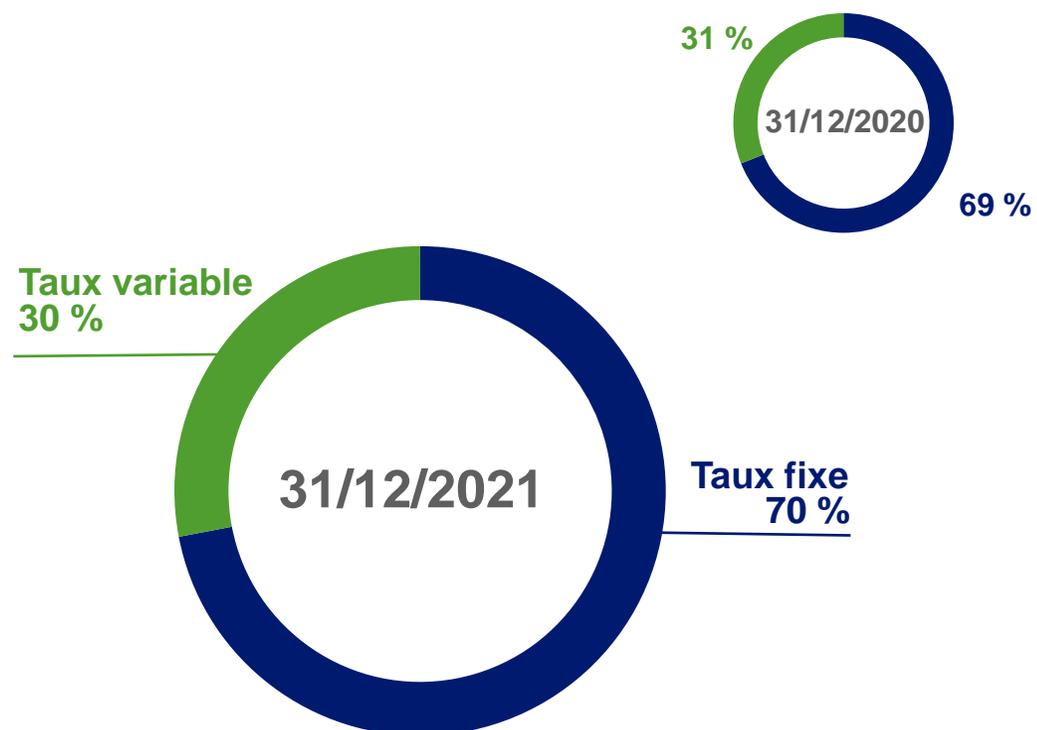
En millions d'euros	31/12/2019 ⁽¹⁾	31/12/2020 ⁽¹⁾	31/12/2021 ⁽¹⁾
Emprunts et dettes financières	67 380	65 591	69 406
Dérivés de couverture de dettes	(3 387)	(1 986)	(3 762)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 934)	(6 270)	(9 919)
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(18 900)	(15 028)	(12 737)
Dettes financières nettes reclassées (IFRS 5) ⁽²⁾	(26)	(17)	-
Endettement financier net	41 133	42 290	42 988

(1) Après application de la norme IFRS 16

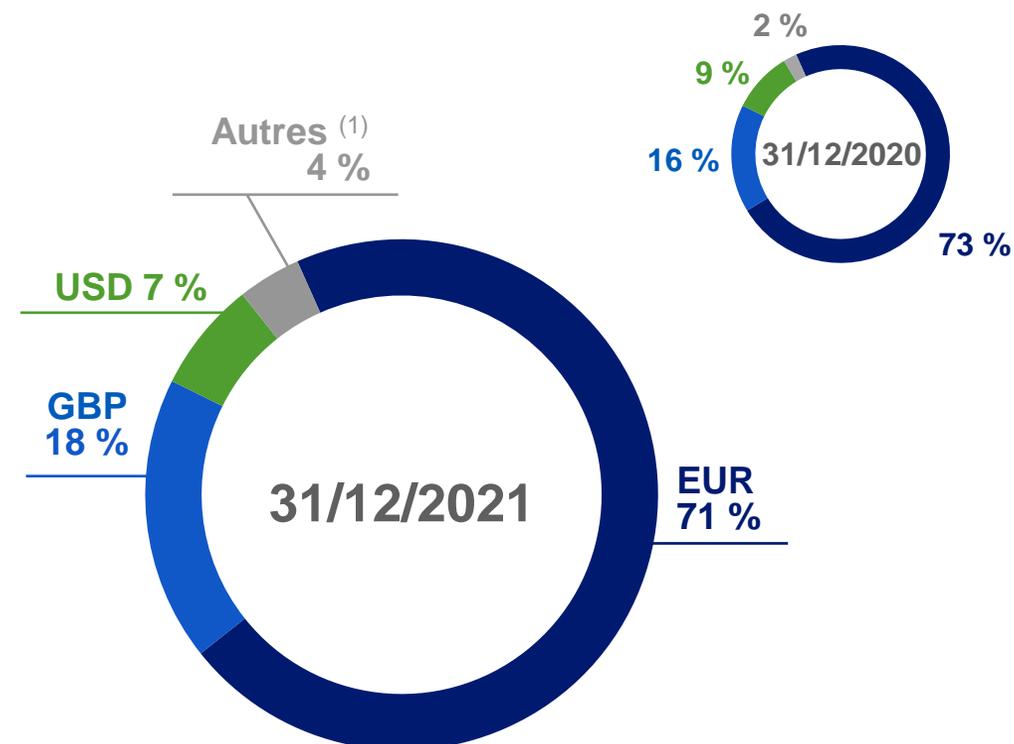
(2) Suite à la cession de l'activité E&P d'Edison

DETTE FINANCIÈRE BRUTE APRÈS SWAPS

Ventilation par type de taux



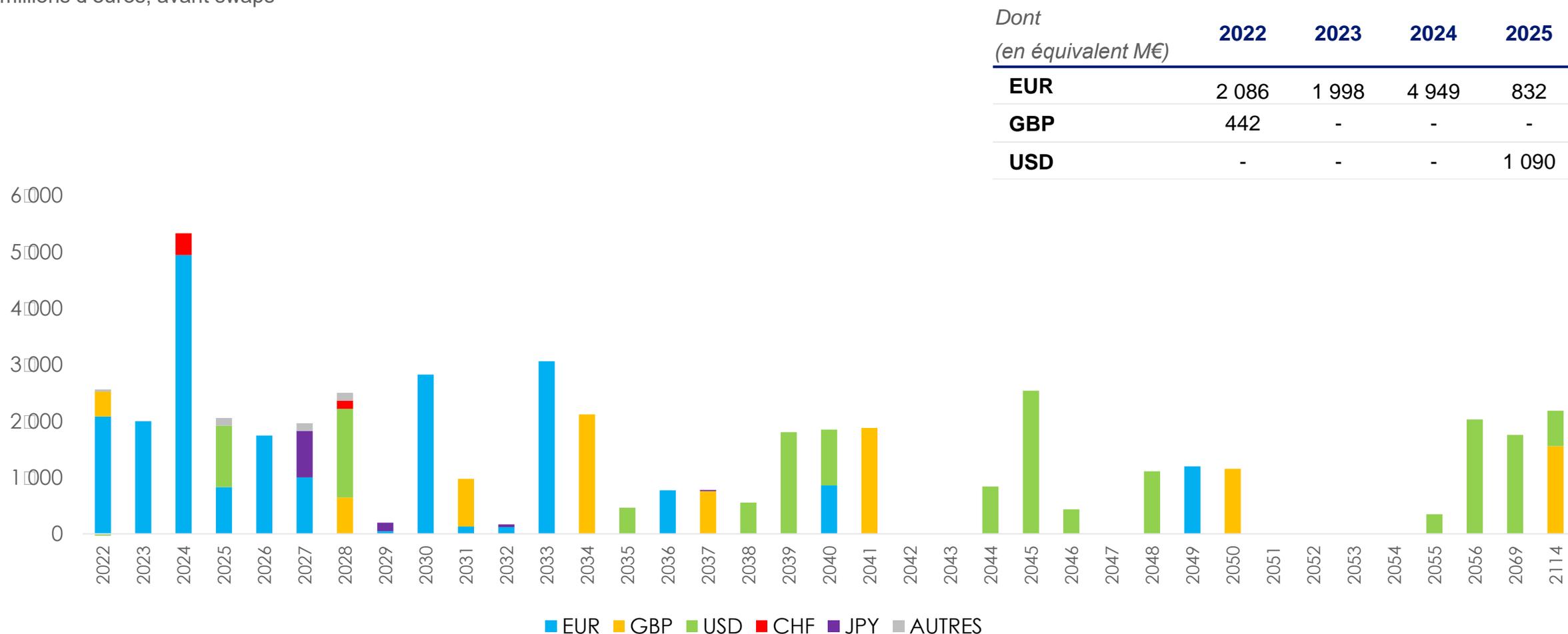
Ventilation par devise



(1) Principalement CHF, PLN, CAD et JPY

TOMBÉES DE DETTES OBLIGATAIRES PAR DEVISE

En millions d'euros, avant swaps



PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 31 DÉCEMBRE 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%
	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88%
	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63%

(1) Date de réception des fonds

PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2021 (2/2)

Green Bond

Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00%
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%
01/2010	01/2040	850	USD	5,60%
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	700	USD	6,00%
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 par 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

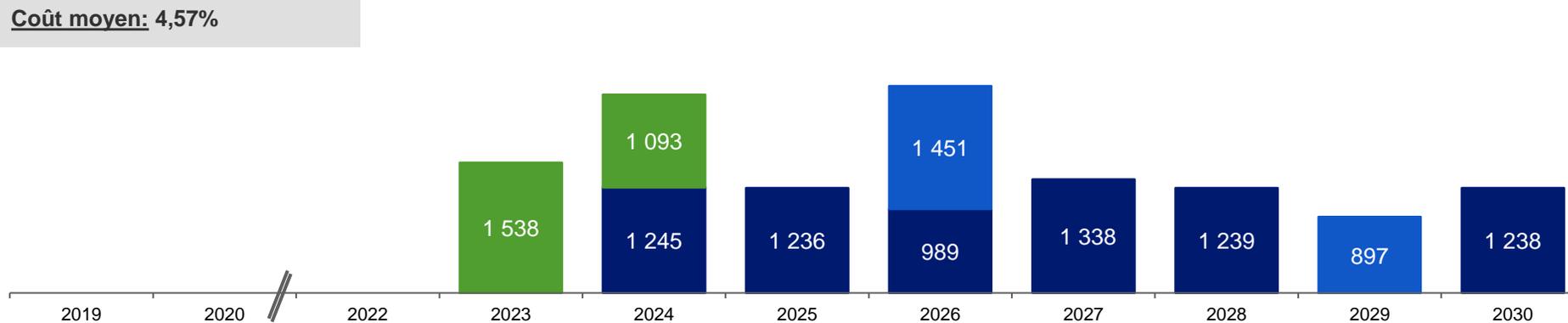
Stock de titres hybrides suite à l'émission de nouveaux titres (en millions d'euros) ⁽¹⁾

Montant total: 12,3 Mds € ⁽¹⁾

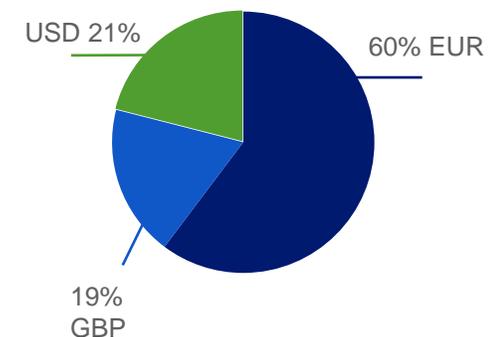
Maturité moyenne: 4,77 ans

Coût moyen: 4,57%

Echéancier en base correspondant aux premières dates de call

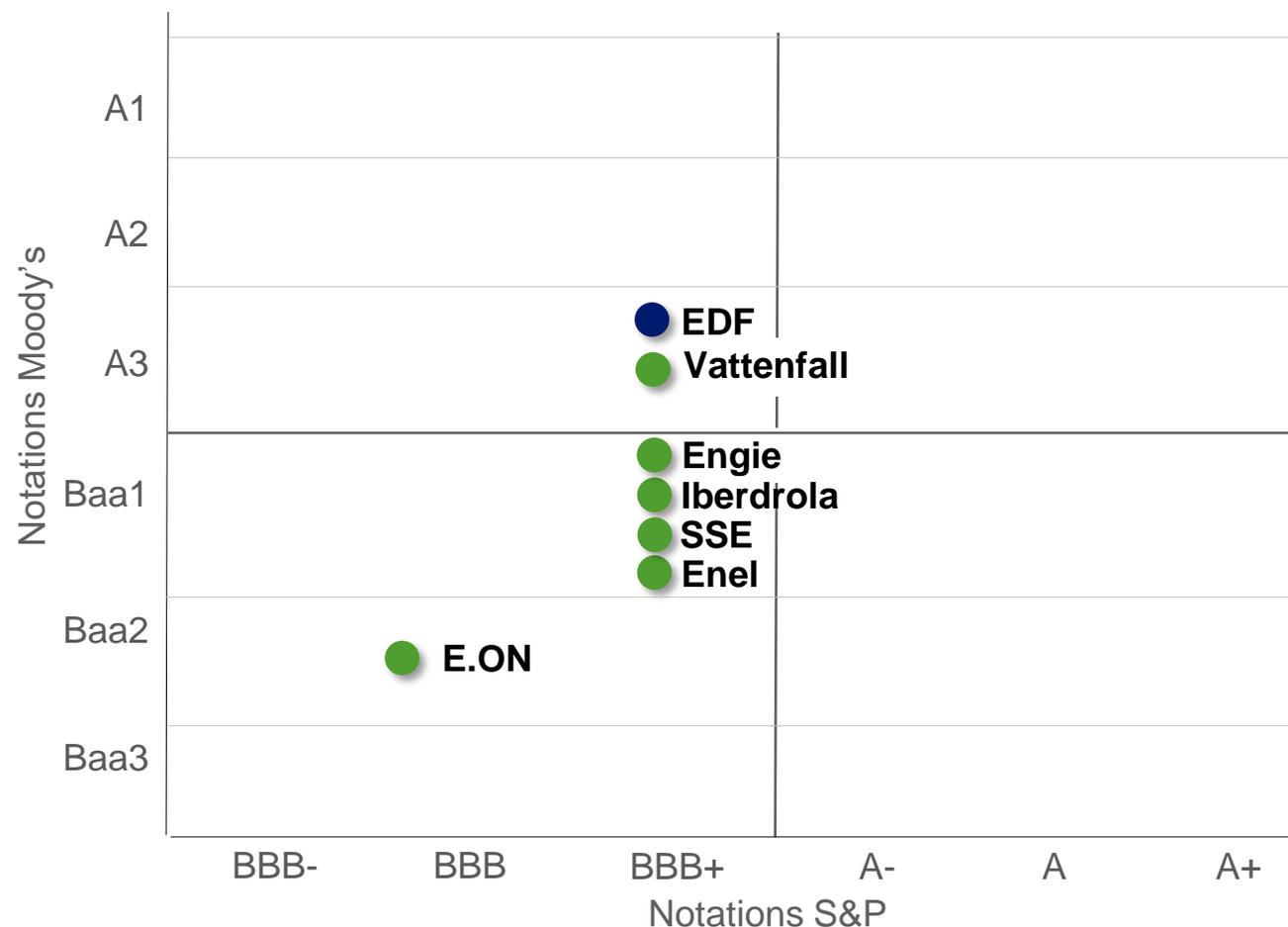


Répartition du stock par devise



(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 stable ⁽²⁾	BBB+ negative ⁽³⁾
Engie	BBB+ stable	Baa1 stable	A- stable
Vattenfall	BBB+ positive	A3 stable	n.d.
SSE	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB stable
Iberdrola	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ stable
Enel	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ 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 17/02/2022

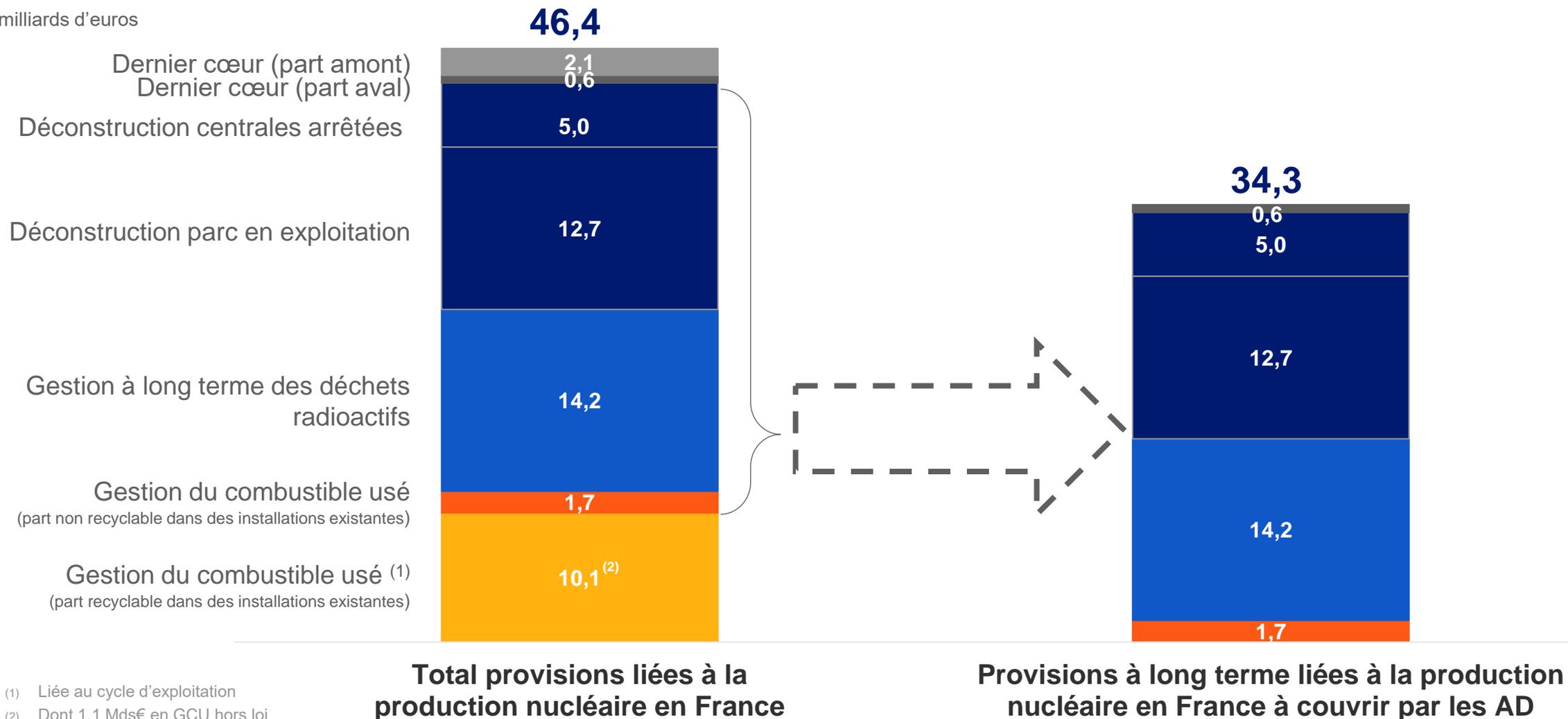
(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 8 février 2022

(2) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Moody's en date du 17 janvier 2022

(3) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Fitch en date du 17 janvier 2022

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

En milliards d'euros

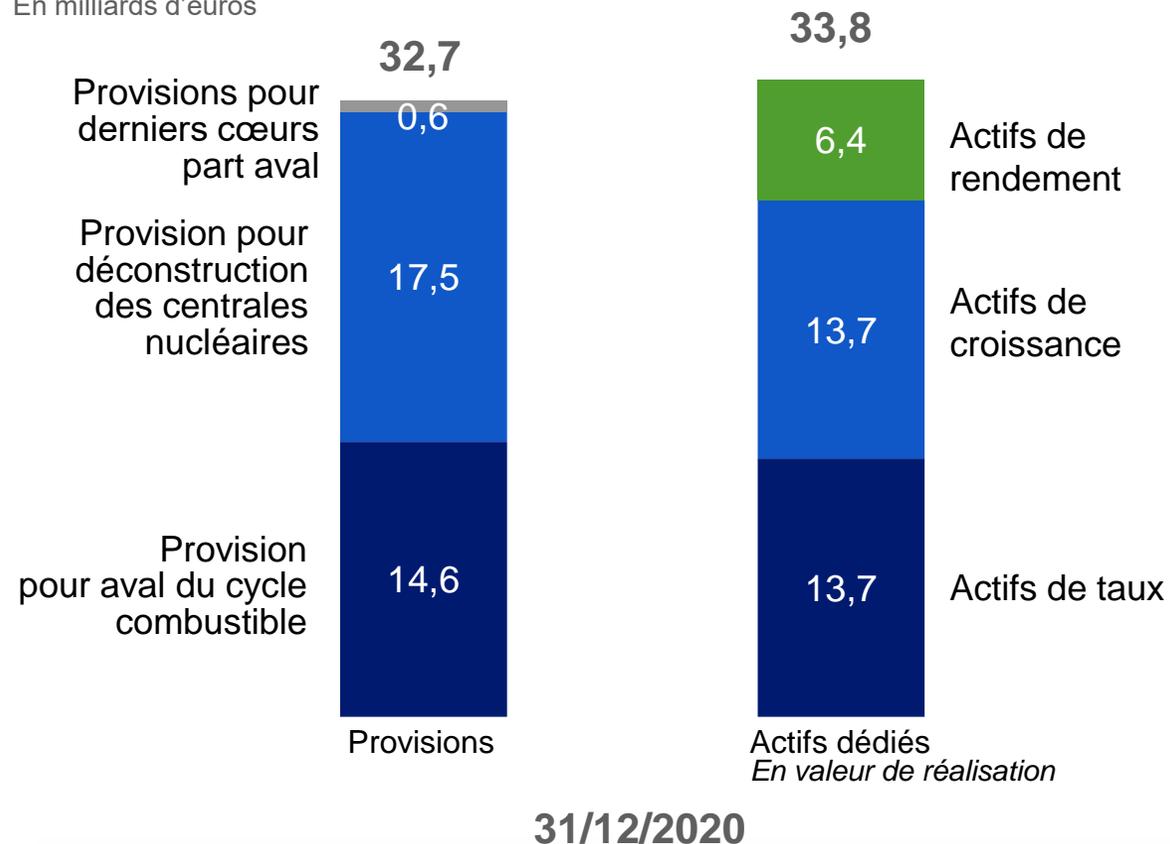


(1) Liée au cycle d'exploitation

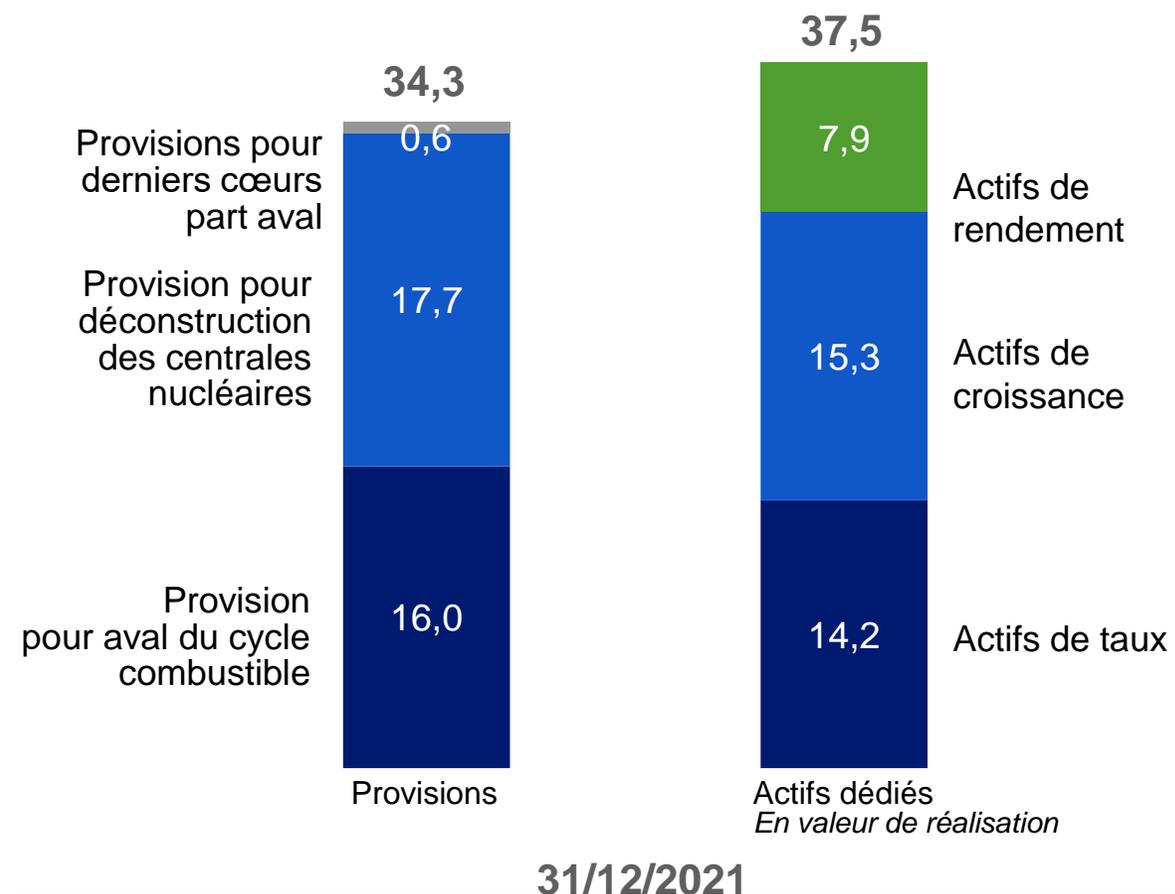
(2) Dont 1,1 Mds€ en GCU hors loi

ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA

En milliards d'euros



- Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire est de 103,6%



- Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire est de 109,3%
- Pas de dotation aux AD à réaliser en 2022 au titre de 2021 du fait du taux de couverture supérieur à 100%, conformément à la réglementation en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2020

PERFORMANCE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA (1)

ACTIFS DE RENDEMENT:
+ 17,1 %

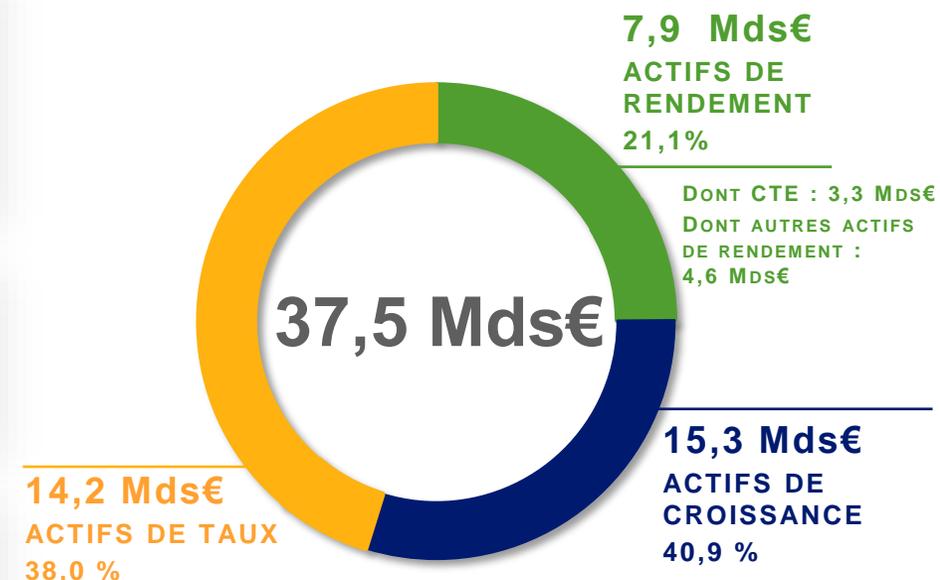
Les actifs de rendement sont constitués **d'actifs immobiliers et d'infrastructures**. Ils ont généré en 2021 une performance de 17,1% composée des **dividendes reçus** et de la variation de la valeur de réalisation des participations au cours de l'année. Cette performance solide est obtenue grâce à une **bonne diversification sectorielle et géographique**.

ACTIFS DE CROISSANCE:
+ 22,6 %

Du fait de la hausse des marchés actions, la poche des actifs de croissance affiche une performance de + 22,6 % portée principalement par les **investissements dans les pays développés**. La diversification a permis de contenir la volatilité.

ACTIFS DE TAUX:
- 0,7 %

Les actifs de taux affichent une performance de - 0,7 % en 2021 malgré la remontée des taux, principalement en lien avec les **emprunts d'Etat restant à des niveaux exceptionnellement bas**. De plus, la **bonne performance des marchés du crédit**, la **sélection** et la **sensibilité réduite** du portefeuille ont permis de **limiter la baisse** de valeur. Enfin, certaines poches, dont les obligations subordonnées bancaires et le crédit *High Yield*, ont affiché une performance largement positive.



PERFORMANCE 2021 : 11,9 % (1)

Performance moyenne annualisée de +6,5 % 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 COTÉS

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 **8,6 milliards d'euros au 31 décembre 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

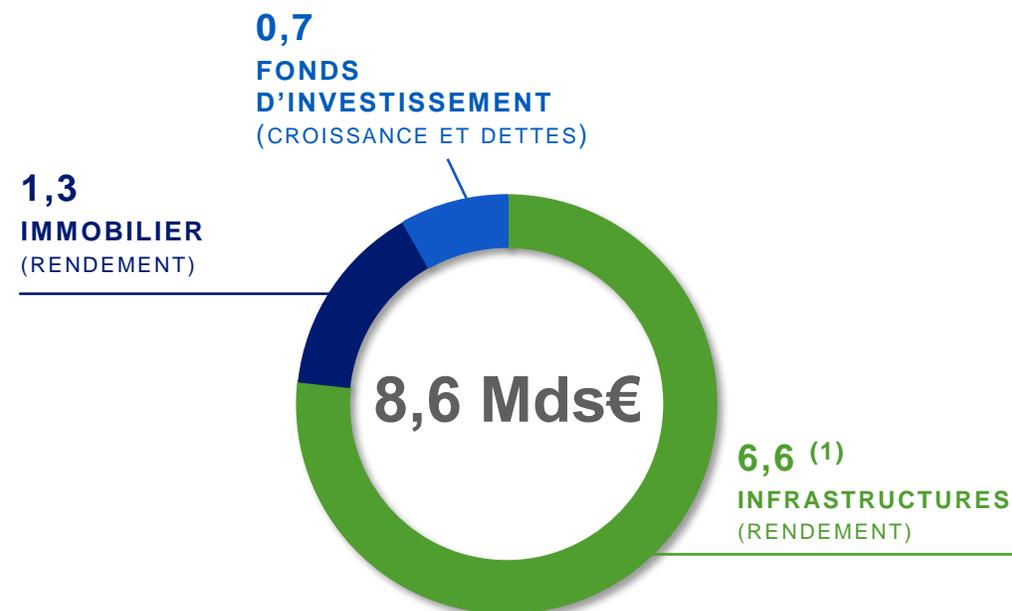
... POUR UN PORTEFEUILLE DIVERSIFIÉ

- **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**
- En 2021, EDF Invest a :
 - diversifié son portefeuille dans les télécoms en France dans le domaine de la fibre optique
 - complété son investissement au Royaume-Uni dans le domaine des compteurs intelligents
 - réalisé de nouveaux investissements immobiliers en France et en Allemagne



COMPOSITION DU PORTEFEUILLE AU 31 DÉCEMBRE 2021

En milliards d'euros



(1) Dont CTE: 3,3 Mds€

RÉSULTATS ANNUELS 2021

DONNÉES OPÉRATIONNELLES
& DE MARCHÉ



CAPACITÉS INSTALLÉES AU 31 DÉCEMBRE 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⁾	69,5	56 %	-0,6	70,1	60 %
Hydraulique ⁽²⁾	22,5	18 %	1,0	21,5	18 %
ENR	12,2	10 %	2,9	9,3	8 %
Gaz	11,0	9 %	0,2	10,8	9 %
Fioul	3,7	3 %	0,2	3,5	3 %
Charbon ⁽³⁾	4,2	3 %	2,0	2,2	2 %
Total	123,2	100 %	5,8	117,3	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 et de la cession de CENG aux Etats Unis

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

(3) Les chiffres tiennent compte de l'arrêt définitif de la centrale du Havre en France et des unités 3&4 de la centrale de West Burton A au Royaume Uni

ÉLECTRICITÉ PRODUITE

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	2020		2021	
Nucléaire	384,1	76,5 %	409,8	78 %
Hydraulique ⁽¹⁾	49,4	9,8 %	46,2	9 %
ENR	19,3	3,8 %	20,9	4 %
Gaz	42,0	8,4 %	38,0	7 %
Fioul	5,0	1,0 %	5,1	1 %
Charbon	2,2	0,4 %	3,5	1 %
Groupe	501,9	100 %	523,7	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 (540 GWh en 2020 et 543 GWh en 2021). Après déduction du pompage, cette production est de 43,2 TWh en 2020 et de 40,3 TWh en 2021

PRODUCTION DE CHALEUR

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	2020		2021	
ENR ⁽¹⁾	8,6	33 %	7,9	29 %
Gaz	15,6	60 %	17,9	65 %
Fioul	0,2	1 %	0,2	1 %
Charbon	0,9	3 %	0,9	3 %
Divers ⁽²⁾	0,8	3 %	0,5	2 %
Groupe	26,1	100 %	27,5	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)	2020		2021	
Hydraulique ⁽¹⁾	49,4	72 %	46,2	69 %
Éolien	17,2	25 %	18,3	27 %
Solaire	1,2	2 %	1,8	3 %
Biomasse	1,0	1 %	0,8	1 %
Total électricité Groupe	68,7	100 %	67,1	100 %
Total chaleur Groupe	8,6	100 %	7,9	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 (540 GWh en 2020 et 543 GWh en 2021). Après déduction du pompage, cette production est de 43,2 TWh en 2020 et de 40,3 TWh en 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	
	2020		2021	2020	2021
France - Activités de production et commercialisation	4 059	15 %	5 708	10	14
France - Activités insulaires régulées (2)	3 130	12 %	3 285	532	515
Dalkia	5 670	21 %	5 077	212	186
Royaume-Uni	2 980	11 %	1 703	58	38
Italie	6 050	22 %	5 778	277	274
Autre international	5 003	19 %	5 019	288	233
Groupe (3)	26 919	100 %	26 601	51	48

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

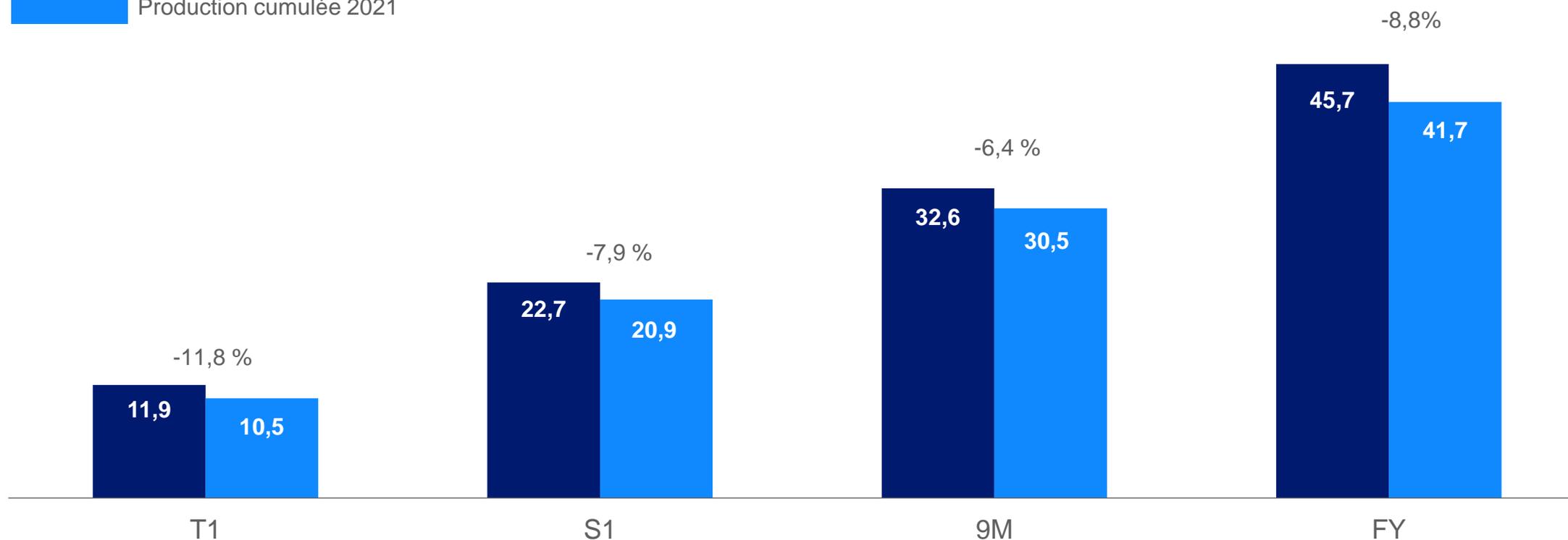
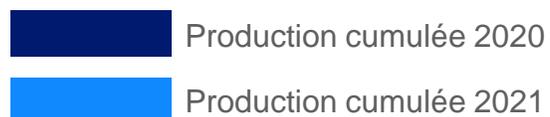
(1) Émissions directes de CO₂, hors Analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles

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

(3) Framatome contribue à 26 kt CO₂ en 2020 et à 31 kt CO₂ en 2021. Les émissions directes de CO₂ des entités du segment « Autres métiers » ne sont pas significatives au regard des émissions totales du Groupe

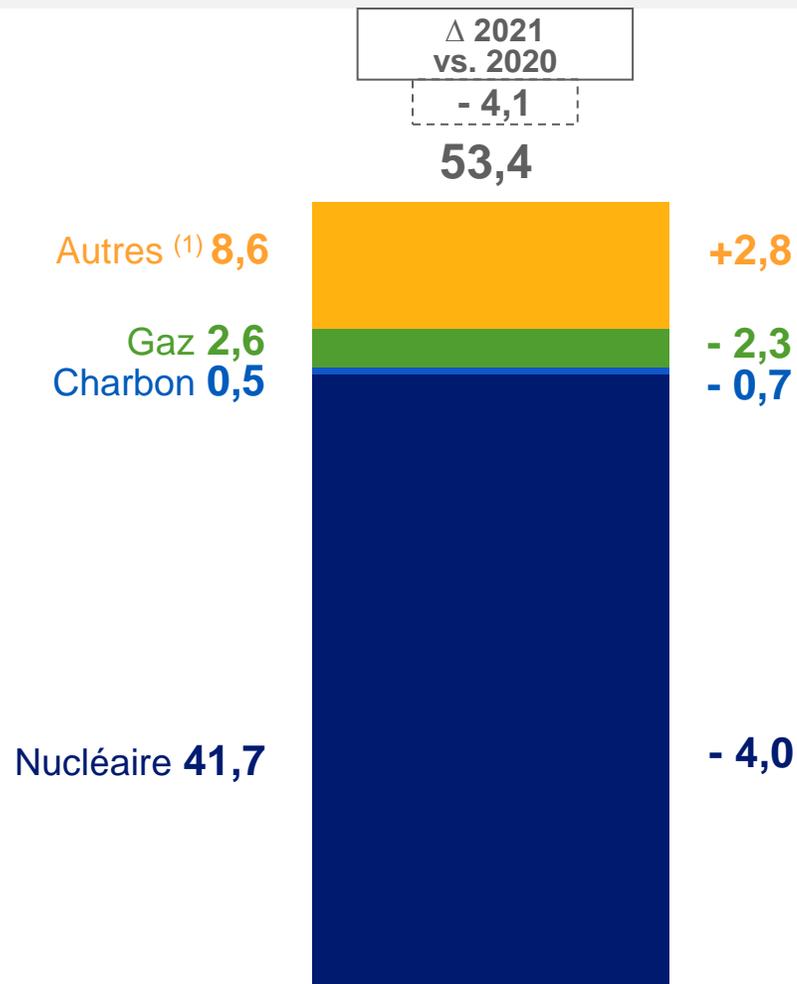
ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE

En TWh



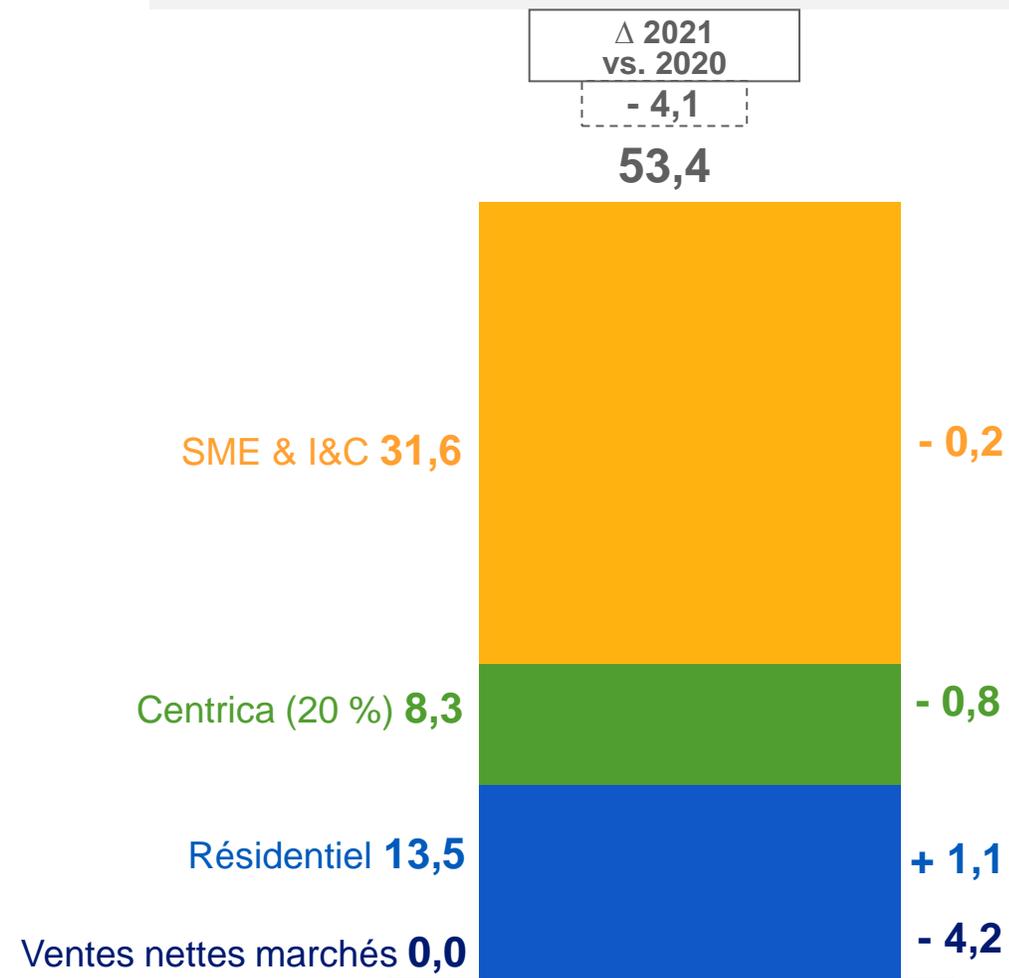
ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

PRODUCTION / ACHATS



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

CONSOMMATION / VENTES



RÉSULTATS DES ENCHÈRES DE CAPACITÉS POUR EDF ENERGY

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

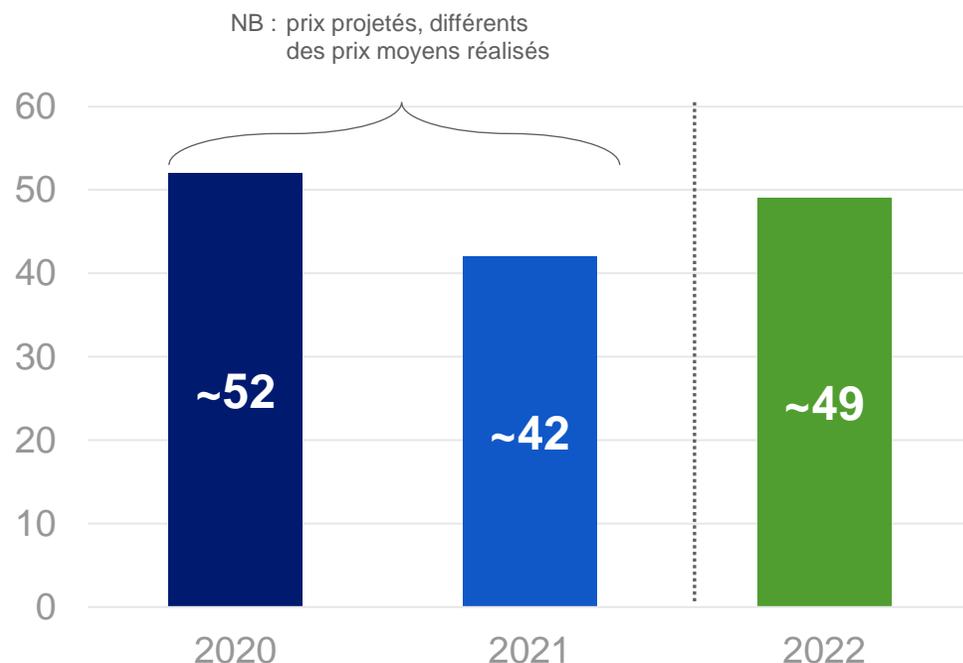
	Prix d'adjudication £/kW/an	Nucléaire	Charbon	Effacement
2016 T4 (2020/2021)	22,5 (prix de 2015/2016)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	3 des 8 unités (1,8 GW)	NA
2018 T4 (2021/2022)	8,4 (prix de 2016/2017)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	0 unité	5 unités (32,1 MW)
2020 T3 (2022/2023)	6,4 (pas d'indexation)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

*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*

PRIX MOYEN CAPTURÉ ESTIMÉ DANS LES COUVERTURES À TERME D'EDF ENERGY

Prix ⁽¹⁾ moyen capturé Royaume-Uni

En £/MWh



Prix moyen capturé à travers les couvertures réalisées en lien avec les prix de marchés de gros avant le début de l'année de livraison ⁽²⁾

Estimation basée sur :

- Des volumes notionnels de production
- Les prix des contrats saisonniers

Ce prix moyen ne tient pas compte des achats et des ventes sur les marchés de gros pouvant intervenir au cours de l'année de livraison en fonction des aléas de production.

Il ne s'agit ainsi pas du prix moyen de vente réalisé

(1) Arrondi à l'entier le plus proche, hors revenus associés aux certificats de capacité

(2) Sur la base du principe de fermeture graduelle des positions nettes avant l'année de livraison sur l'horizon de liquidité des contrats à terme

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

2028

Hinkley Point B

Nucléaire

Au plus tard le
15 juillet 2022

Les deux réacteurs opèrent leur dernier cycle d'exploitation de six mois

Sizewell B

Nucléaire

2035 ⁽¹⁾

Torness

Nucléaire

2028

Hunterston B

Nucléaire

7 janvier 2022

Arrêt définitif des deux réacteurs respectivement le 26/11/2021 et le 07/01/2022

West Burton A

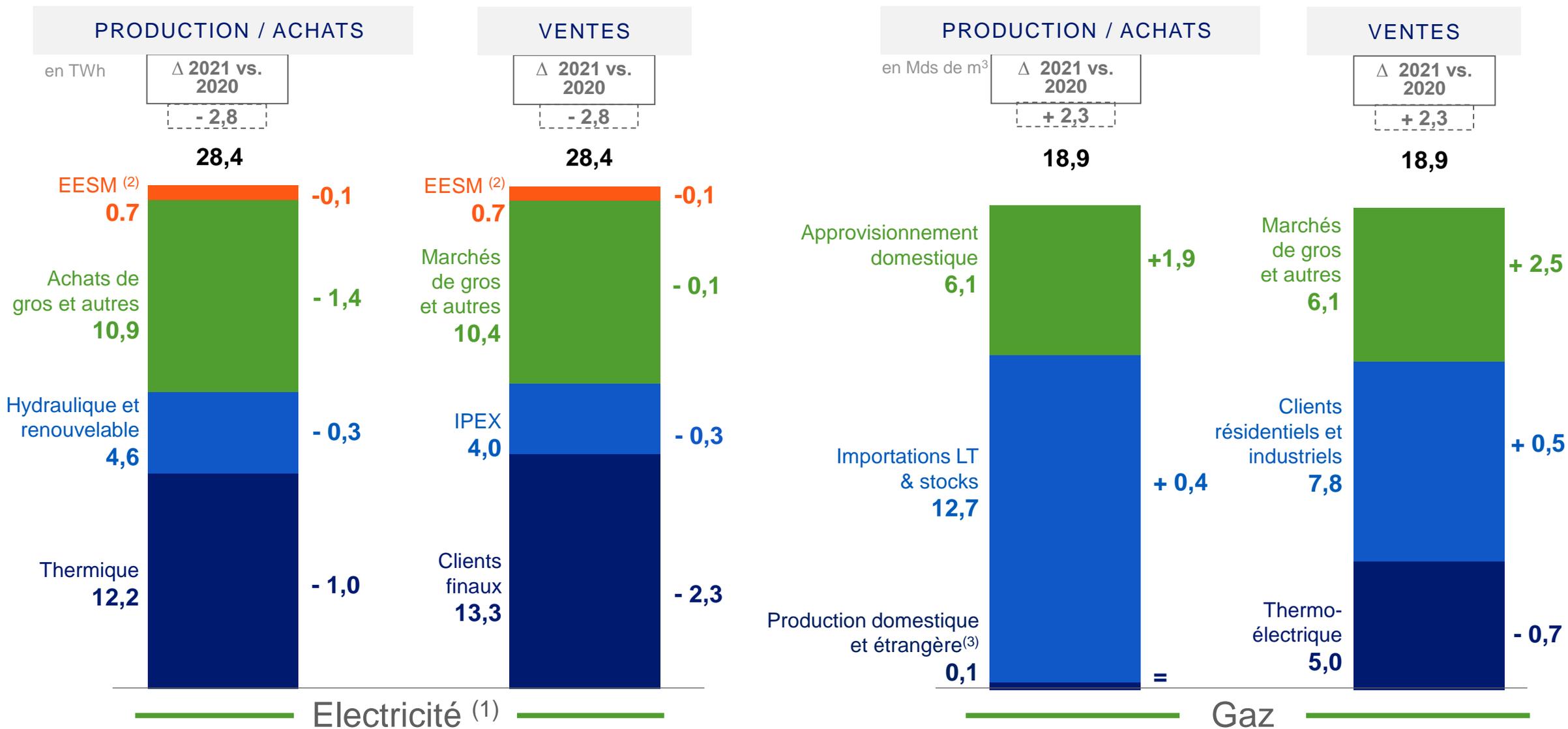
Charbon

30 septembre 2022

La centrale sera disponible avec deux des quatre centrales à charbon de 500 MW d'EDF qui 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.

(1) Discussions en cours en vue d'une prolongation. Durée d'utilité comptable basée sur 2055

EDISON: BILANS ÉLECTRIQUE ET GAZIER



MÉCANISME DE CAPACITÉ EN ITALIE

Un mécanisme de capacité a été mis en place en 2019.

Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023. Edison a été retenu à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 3,3 GW pour 2023. Le prix annuel est de 75k €/MW pour les nouvelles installations et de 33k €/MW pour les capacités existantes.

Edison n'a participé à aucune enchère en 2021.

LES GRANDES LIGNES

Ce mécanisme repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères.

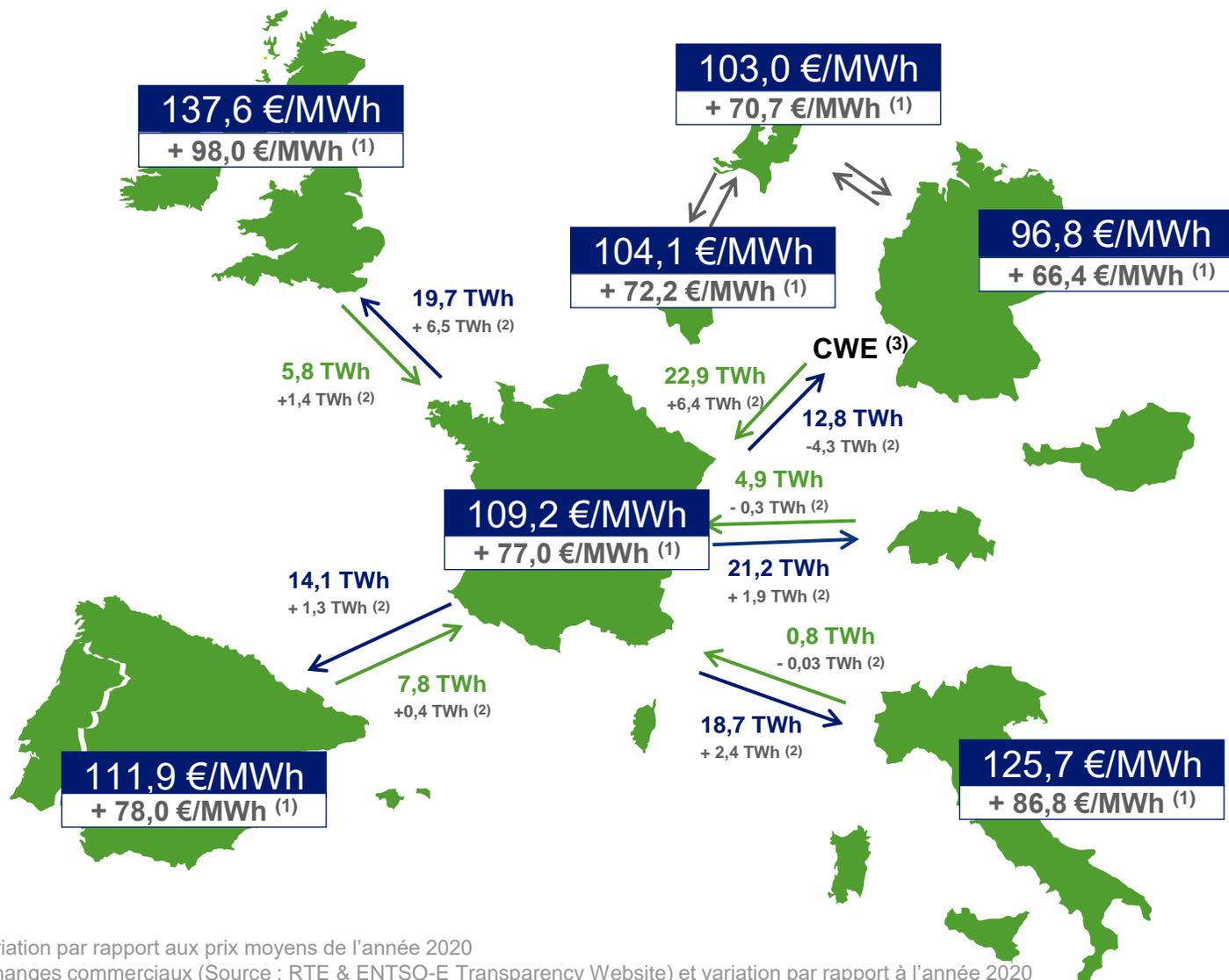
LA PRIME FIXE

Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et par une prime fixe sur 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

LES INCITATIONS À LA DISPONIBILITÉ DE CAPACITÉ

L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché day-ahead (*Mercato del Giorno Prima*) et sur le marché d'ajustement (*Mercato per il Servizio di Dispacciamento*). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix supérieur à un prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à TERNA.

MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT EN 2021



La hausse des prix est portée par une année 2021 qui a connu des niveaux records :

- Une forte **hausse des prix du gaz, du charbon et du CO₂**, conduisant à un renchérissement significatif des coûts de production des centrales thermiques à flamme
- Une faible **production issue de l'éolien**, en Allemagne et en France observée sur l'année favorisant l'utilisation des centrales thermiques (charbon)
- Une **demande plus élevée** sur l'ensemble de l'année 2021 en lien avec la reprise économique après une année 2020 marquée par les confinements en Europe

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 l'année 2021 :

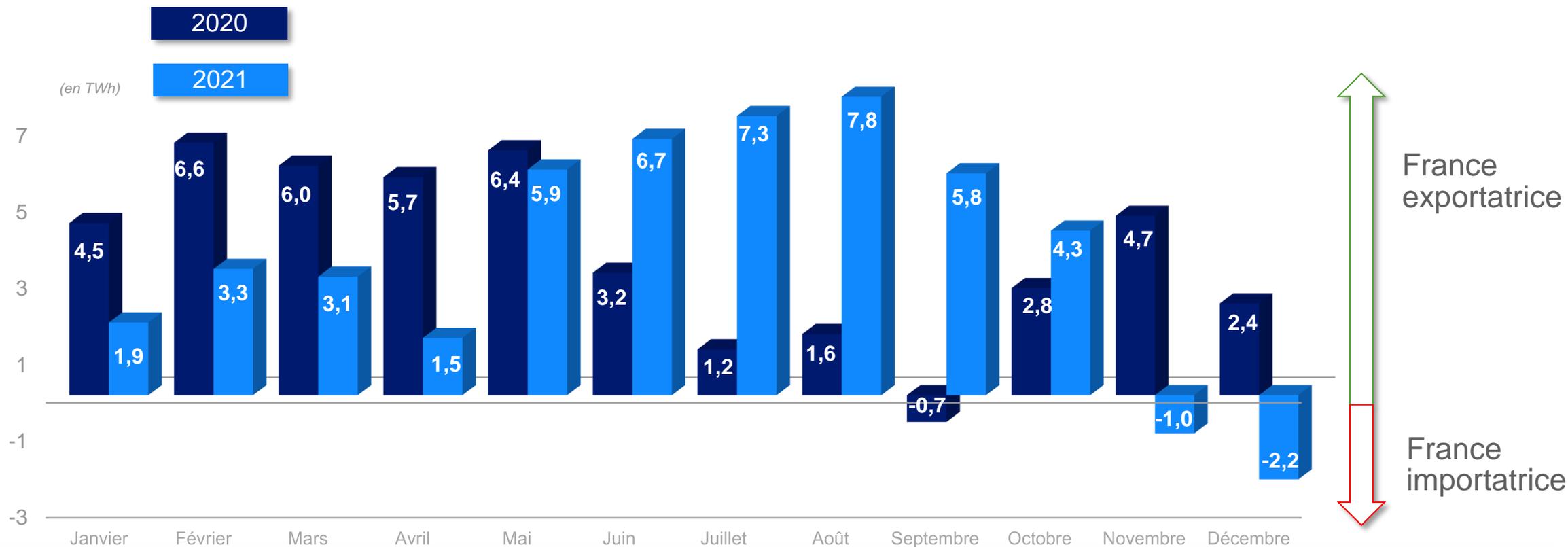
- EPEXSPOT : France et Allemagne
- N2EX : Royaume-Uni
- OMIE : Espagne
- GME : Italie (Prezzo Unico Nazionale)
- APX : Pays-Bas
- BELPEX : Belgique

(1) Variation par rapport aux prix moyens de l'année 2020

(2) Echanges commerciaux (Source : RTE & ENTSO-E Transparency Website) et variation par rapport à l'année 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 44,3 TWh. Malgré une hausse de la consommation, le niveau de production élevé a permis de maintenir un solde exportateur égal à celui de l'an passé. Les flux exportateurs ont augmenté de 7,9 TWh pour atteindre 86,5 TWh. Ils sont en hausse sur l'ensemble des frontières à l'exception de la zone CWE ⁽¹⁾ où ils étaient en recul de 4,3 TWh. Les imports se sont élevés à 42,2 TWh, en hausse de 8,0 TWh sur l'ensemble des frontières à l'exception de l'Italie (- 0,03 TWh) et de la Suisse (- 0,3 TWh) où ils étaient en légère baisse.

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⁾)

		2020					2021				
		T1	T2	T3	T4	Total	T1	T2	T3	T4	Total
Royaume-Uni	exports	3,7	3,7	2,3	3,5	13,1	5,6	5,7	5,7	2,7	19,7
	imports	0,6	1,4	1,7	0,7	4,4	1,3	1,1	0,8	2,5	5,8
	balance	3,1	2,3	0,6	2,8	8,8	4,2	4,6	4,9	0,2	13,9
Espagne	exports	4,0	4,0	2,2	2,6	12,8	2,6	4,4	5,2	1,8	14,1
	Imports	1,0	1,0	2,5	2,8	7,4	3,0	1,4	0,5	2,9	7,8
	Balance	3,0	3,0	-0,4	-0,2	5,4	-0,4	3,0	4,8	-1,1	6,3
Italie	exports	5,9	2,1	3,1	5,2	16,3	4,2	4,4	5,7	4,4	18,7
	imports	0,0	0,2	0,4	0,2	0,9	0,2	0,2	0,0	0,4	0,8
	balance	5,8	1,9	2,6	5,1	15,4	3,9	4,2	5,7	4,0	17,8
Suisse	exports	6,4	4,7	2,5	5,7	19,3	5,4	4,8	5,3	5,7	21,2
	imports	0,8	1,0	2,1	1,3	5,2	1,1	1,5	1,3	1,0	4,9
	balance	5,6	3,7	0,4	4,4	14,1	4,3	3,3	4,1	4,7	16,3
CWE ⁽²⁾	exports	4,3	6,7	3,0	3,1	17,1	3,1	4,0	4,2	1,5	12,8
	imports	4,7	2,3	4,1	5,4	16,5	6,9	5,0	2,8	8,3	22,9
	balance	-0,3	4,4	-1,1	-2,3	0,6	-3,7	-0,9	1,4	-6,8	-10,1
TOTAL	exports	24,3	21,2	13,0	20,1	78,6	20,9	23,3	26,2	16,1	86,5
	imports	7,1	6,0	10,9	10,3	34,3	12,5	9,2	5,4	15,1	42,2
	balance	17,2	15,3	2,1	9,7	44,3	8,3	14,1	20,8	1,0	44,3

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

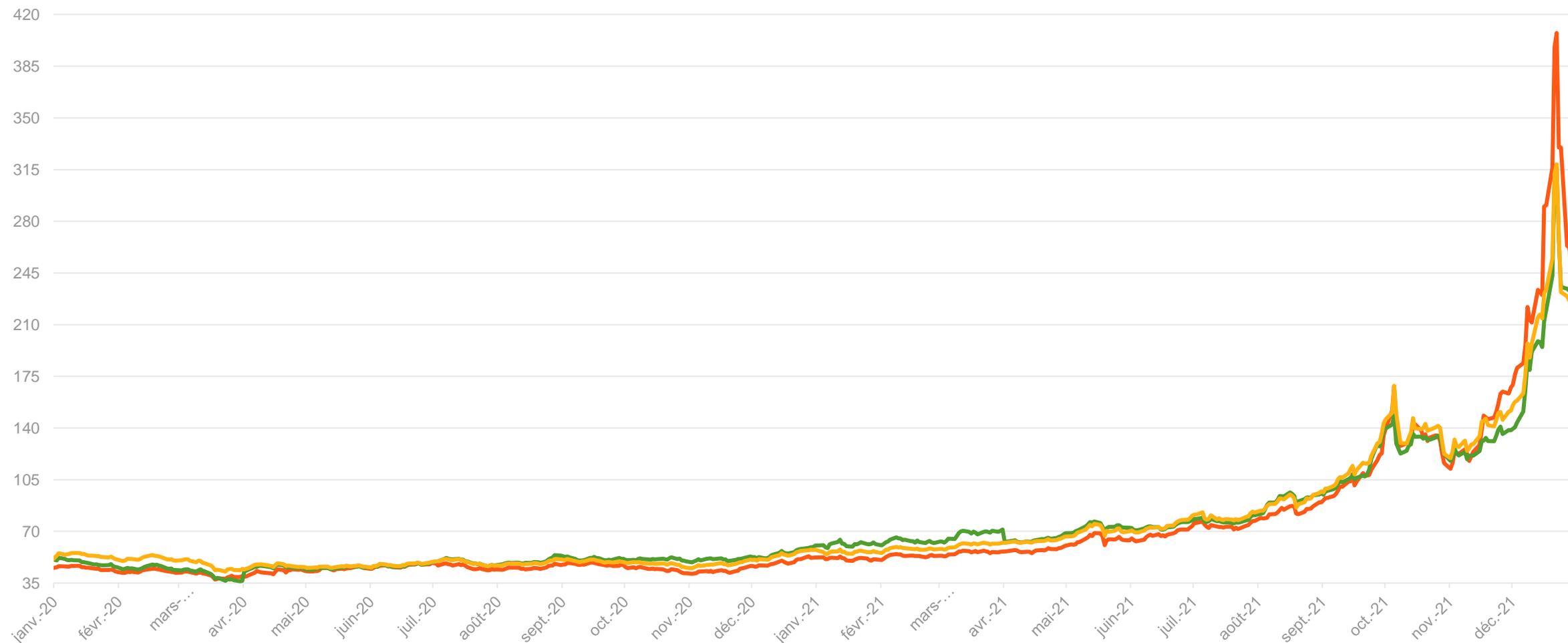
PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U ET ITALIE (N+1) DU 01/01/2020 AU 31/12/2021

(en €/MWh)

Electricité - Contrat Annuel Base France (EEX)

Electricité - Contrat Annuel Base GB (EDF Trading)

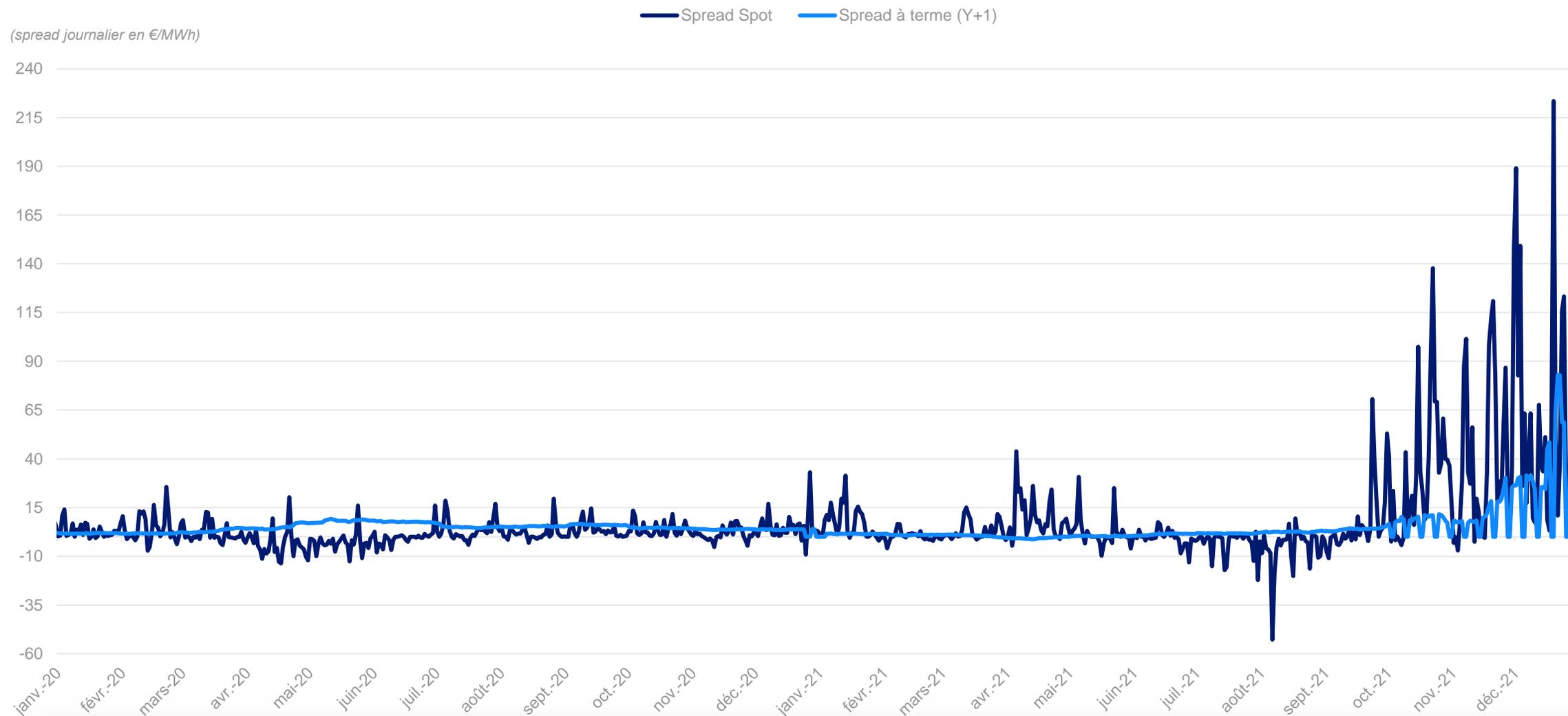
Electricité - Contrat Annuel Base Italie (EDF Trading)



PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U ET ITALIE (N+2) DU 01/01/2020 AU 31/12/2021



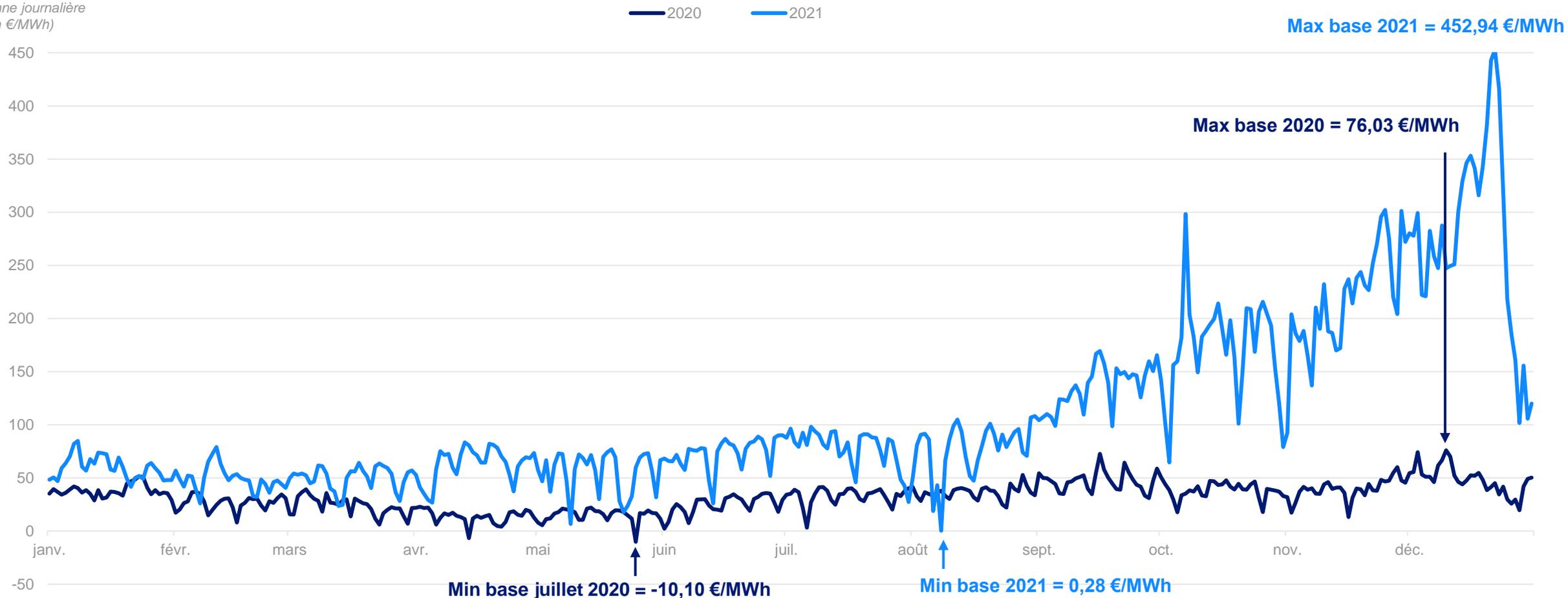
SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/01/2020 AU 31/12/2021



Remarque : sur la période observée, le spread France/Allemagne sur le prix *spot* a atteint un minimum le 6 août 2021 à - 52,80 €/MWh, et un maximum le 19 décembre 2021 à 223,49 €/MWh

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

(moyenne journalière
en €/MWh)

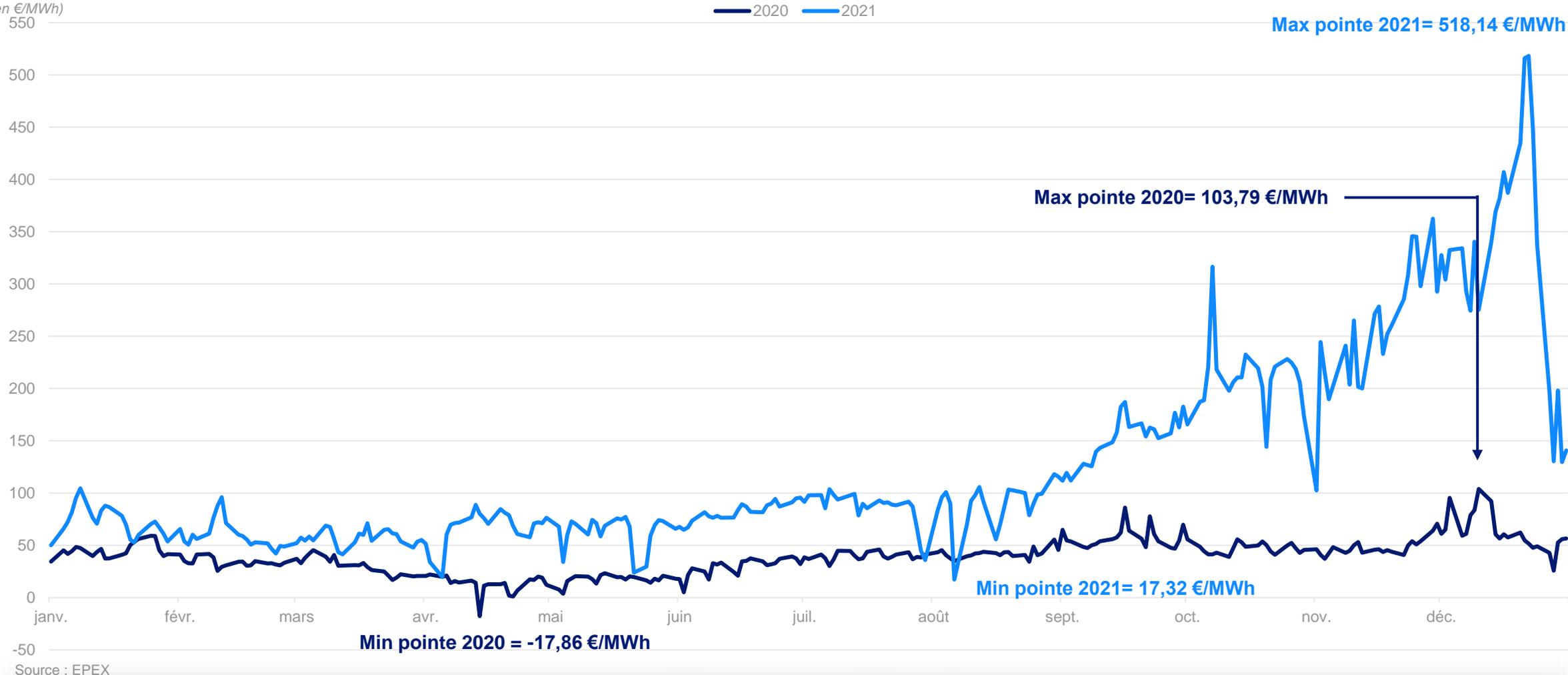


Source : EPEX

En France, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 109,2 €/MWh en base lors de l'année 2021, en hausse de 77,0 €/MWh par rapport à 2020. Cette forte augmentation s'explique par la conjonction de trois facteurs : une forte augmentation des prix des commodities sur les T3 et T4 2021 qui a entraîné une hausse importante du coût de production de l'électricité à partir des moyens thermiques à flamme, une reprise de la consommation (+21,6 TWh vs. 2020) notamment sur le T2 et le T4 2021 ainsi qu'une production renouvelable en-dessous des niveaux de l'an dernier (-3,8% vs. 2020 soit 1,9 TWh de moins). Les moyens de production thermique à flamme ont été plus sollicités sur le dernier trimestre, notamment le charbon dont la production a augmenté de 204 % par rapport au T4 2020.

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

(moyenne journalière
en €/MWh)



Sur l'année 2021, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 127,4 €/MWh en pointe (+88,4 €/MWh vs 2020). A l'instar des prix en base, cette forte hausse s'explique par la hausse de la demande couplée à la forte augmentation du prix des commodités (gaz, charbon et CO₂) sur la période et à un recours accru aux moyens thermiques à flamme en 2021.

PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/01/2020 AU 31/12/2021

(en US\$/t)

— Prix du Charbon CIF ARA API2 Y+1 (ICE)



Ice Global markets in clear view

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe pour l'année N+1 a augmenté de + 63,2 % par rapport à 2020. En Chine, les importations et l'augmentation de la production n'ont pas permis de faire face à la hausse de la demande. Puis, l'envolée des prix du gaz a eu pour conséquence de rendre les moyens de production au charbon durablement compétitifs. En Europe, les vagues de froid ont poussé les pays à reconstituer leurs stocks de charbon. Enfin, certains pays producteurs (Colombie, Russie, Afrique du Sud, Australie, Indonésie) ont rencontré des problèmes de production causés par des mouvements sociaux et des conditions météorologiques défavorables.

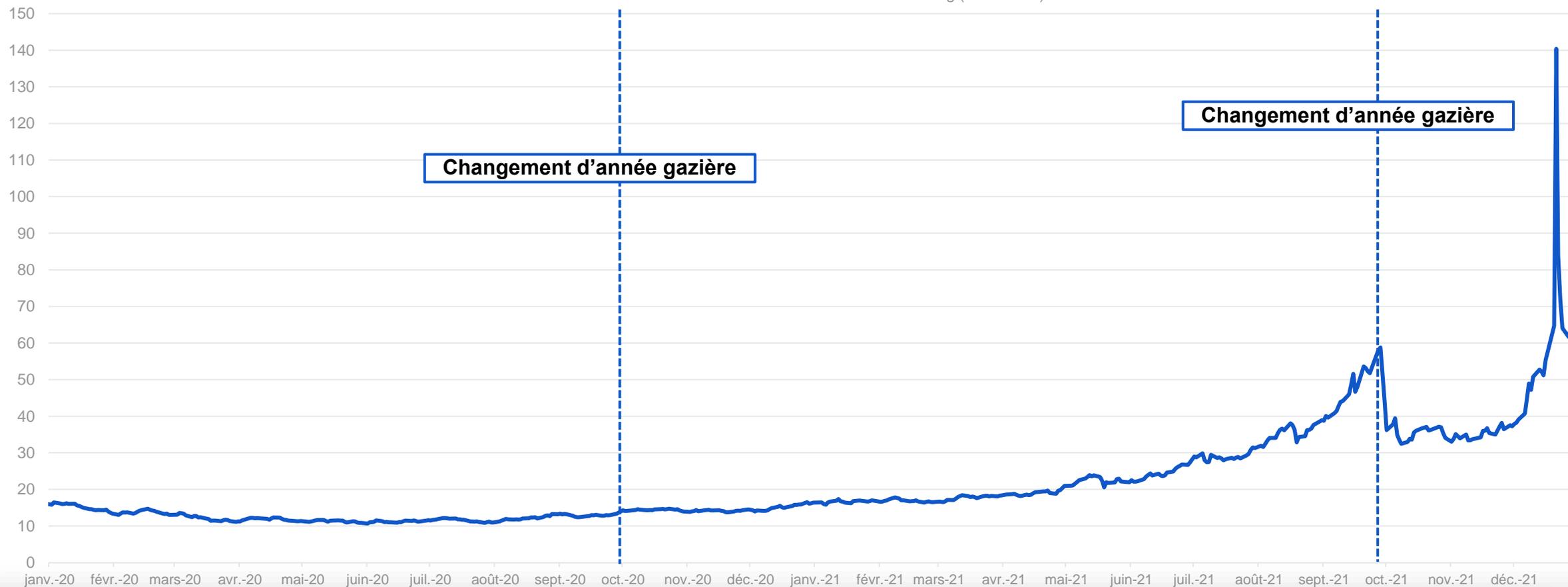
PRIX DU BRENT ⁽¹⁾ DU 01/01/2020 AU 31/12/2021



Le prix du **pétrole** a augmenté de +64,0 % par rapport à 2020. En effet, la demande mondiale a été en forte hausse, en raison de la reprise économique et de la mise en œuvre des plans de relance aux Etats-Unis et en Europe. L'ajustement de la production par les pays membres de l'OPEP+ en fonction de la demande mondiale anticipée par l'IEA ⁽²⁾ a permis de limiter la hausse.

PRIX DU GAZ ⁽¹⁾ (N+1) DU 01/01/2020 AU 31/12/2021

(in €/MWh) — Gaz Naturel - Contrat Y+1 PEG Nord en €/MWhg (Powernext)



Le prix du **contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG a augmenté de + 131,8%. Les températures plus faibles au printemps ont fait baisser le niveau des stocks en Europe. En Asie, les températures plus extrêmes ont engendré une forte consommation de gaz pour le chauffage et la climatisation. La Chine a importé plus de gaz dans un contexte de tension politiques l'amenant à arrêter les importations de charbon australien. Les incertitudes sur les flux de gaz depuis la Russie via l'Ukraine, ou via NordStream 2 ont nourri les tensions sur le marché européen. Par ailleurs, la concurrence entre les marchés européens et asiatiques pour attirer les cargos de GNL a contribué à la tendance haussière. Enfin, les annonces du président russe et les tensions géopolitiques à l'est de l'Europe ont fait s'envoler le prix du gaz au début de l'hiver.

MARCHÉ DU CO₂



Le prix du **certificat d'émission CO₂** pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 54,0 €/t en 2021 (+ 115,0 % ou + 28,9 €/t vs 2020). Le prix du quota de CO₂ a suivi une tendance fortement haussière pendant toute l'année 2021.

Il a débuté l'année 2021 dans un environnement politique favorable suite à l'annonce en janvier du retour des Etats-Unis dans l'Accord de Paris. Puis, l'Europe a présenté le 14 juillet son projet de réduction des émissions de gaz à effet de serre à 55% contre 40 % initialement à horizon 2030. En fin d'année, la proposition du gouvernement allemand sur l'établissement d'un prix minimum du carbone a renforcé la hausse des prix.

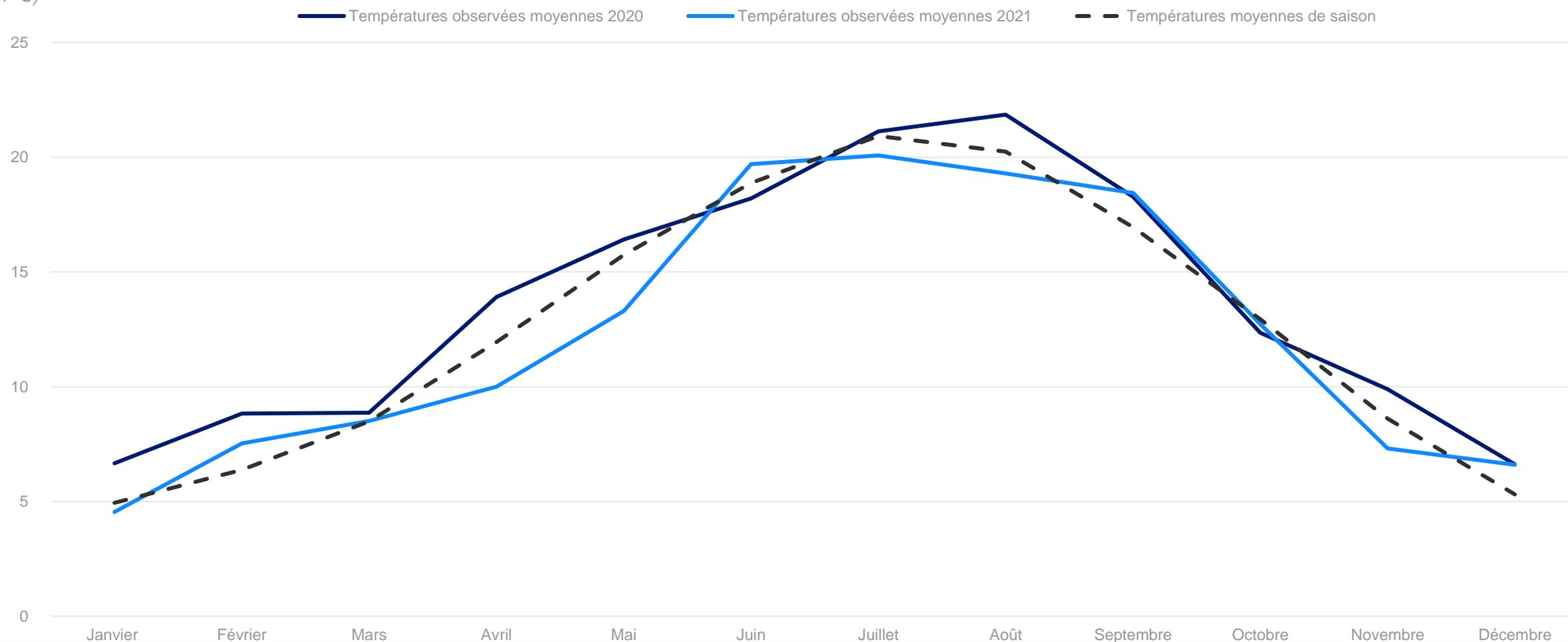
Par ailleurs, les températures ont été inférieures aux normales de saison pendant le mois d'avril, ce qui a impliqué une forte sollicitation des moyens thermiques à flamme. Et, à partir du troisième trimestre, l'emballement des prix du gaz dans un contexte de crainte sur le niveau des stocks européens a tiré à la hausse la production issue du charbon.

Enfin, les prix ont évolué au gré des prises de positions financières spéculatives qui ont contribué à l'augmentation de la volatilité du quota du CO₂.

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 à 0,6 €/MWh pour 1 €/tonne de CO₂

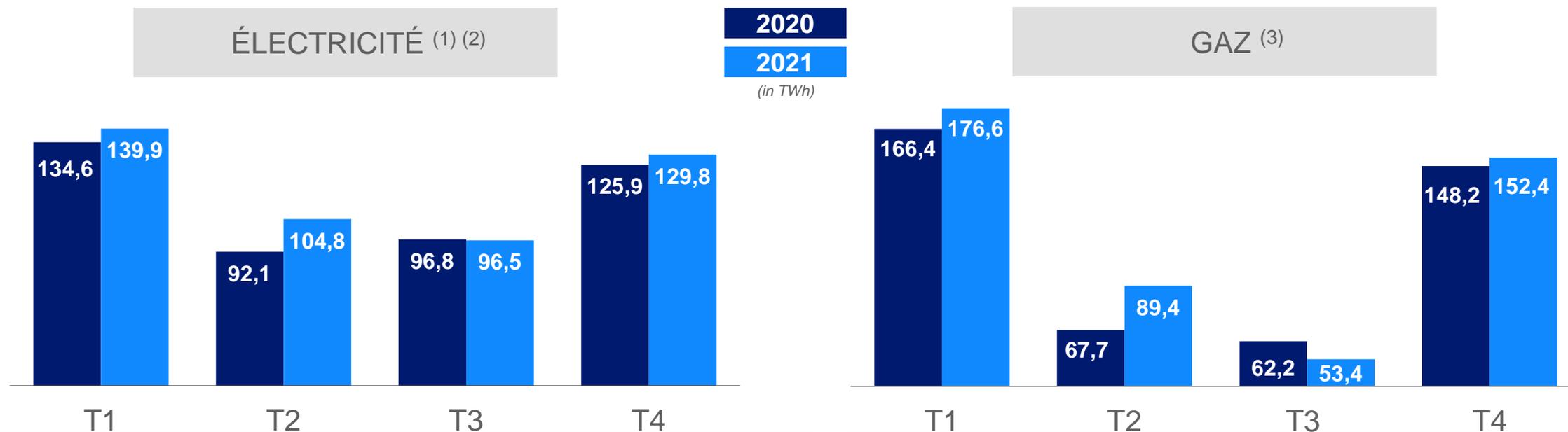
TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES ⁽¹⁾ EN FRANCE

(en °C)



Avec une température moyenne de 12,4°C, l'année 2021 a été relativement froide (0,3°C sous la normale). Cette fraîcheur a été particulièrement notable aux mois de mai, juillet, août et novembre. L'année 2021 a néanmoins connu quelques épisodes plus chauds pendant le mois de septembre, ainsi qu'en hiver (fin janvier, fin février, fin mars et fin décembre).

FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ



En 2021, la consommation d'électricité a affiché une hausse significative de 21,6 TWh par rapport à celle de 2020, soit + 4,8 %. Elle s'explique principalement par un effet climat (baisse des températures) à hauteur de + 15 TWh et par la reprise économique après la crise sanitaire (+ 6 TWh). En revanche, l'année 2020 étant bissextile, la journée de moins en 2021 a eu un impact négatif de 1,4 TWh.

La **consommation de gaz** a augmenté de 27,3 TWh par rapport à celle de 2020. Elle s'explique principalement par la hausse de la demande, à l'exception du troisième trimestre où elle a baissé de 8,8 TWh. En effet, les températures moyennes ont été de 0,3°C en-dessous des normales de saison pendant le deuxième trimestre où la demande a augmenté de 21,7 TWh. De plus, les épisodes de froid (mi-février et première quinzaine d'avril) ont entraîné des pics de consommation des ménages. En revanche, la consommation de gaz des sites industriels a été relativement stable.

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

(2) Source : 2020-21 Bilan mensuel de l'électricité RTE – dec 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 2021 : publications GRT gaz et TEREGA (ex TIGF)



RÉSULTATS ANNUELS 2021

BOOK COMPLÉMENTAIRE