



RÉSULTATS SEMESTRIELS

2022

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 (sous le numéro D.22-0110) enregistré auprès de l'AMF le 17 mars 2022, 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 (incluant le rapport d'activité au 31 décembre 2021).

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.13
ESG

P.17
RENOUVELABLES

P.25
FRANCE

P.44
COMPTES
CONSOLIDÉS

P.75
FINANCEMENT ET
TRÉSORERIE

P.88
DONNÉES
OPÉRATIONNELLES
ET DE MARCHÉS

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2022

STRATÉGIE ET INVESTISSEMENTS



LES 5 PLANS STRATÉGIQUES DU GROUPE EDF



Objectif: 30% de parts de marché dans la fourniture d'électricité aux détenteurs de véhicules électriques en 2023 sur les 4 grands marchés du Groupe (G4)

- 400 000 points de charges déployés d'ici 2023
- 20 000 points de charges intelligents exploités d'ici 2023

Objectif: 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 nucléaires actuels et à venir



Lancement du Plan Hydrogène en 2022

Objectif: Être un leader européen de la production d'hydrogène 100% bas carbone en 2030, à partir d'électricité de réseau bas carbone, d'ENR ou de nucléaire

- 3 GW bruts de projets d'hydrogène électrolytique bas carbone développés en 2030 dans le monde



Objectif: être un leader en France

- 30% des parts de marché d'ici 2035

Objectif: développer 10 GW de nouvelles installations de stockage dans le monde d'ici 2035, en complément des 5 GW exploités aujourd'hui



EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW)

AVANCEMENT DE LA CONSTRUCTION

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

MISE À NIVEAU DES SOUDURES DU CIRCUIT SECONDAIRE ET AUTRES SUJETS D'ATTENTION

La remise à niveau concerne 122 soudures. Au 30 juin 2022, 41% sont réparées et conformes avant traitement thermique de détensionnement (TTD) et 17% sont terminées et conformes post TTD.

D'autres sujets techniques mobilisent les équipes, notamment les puisards de filtration RIS/EVU ⁽¹⁾, la soupape de sûreté du pressuriseur, le test de fonctionnement informatique du contrôle commande de la chaudière ainsi que le retour d'expérience de l'aléa technique du réacteur n°1 de Taishan



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 d'euros ⁽²⁾.

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) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires (voir note 10.2 des comptes consolidés au 30 juin 2022). 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

REVUE DU PLANNING ET DES COÛTS

- Les conclusions de la revue du calendrier et du coût des 2 réacteurs de Hinkley Point C ont été annoncées le 19 mai 2022 ⁽¹⁾:
 - Le démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 est désormais prévu en juin 2027. Le risque de report de la livraison des deux unités est évalué à 15 mois, en supposant l'absence de nouvelle vague pandémique et d'effets additionnels de la guerre en Ukraine
 - Le coût à terminaison du projet est estimé entre 25 et 26 Mds £₂₀₁₅ ⁽²⁾, soit entre 31 et 32 Mds£ en monnaie courante
 - Le calendrier et les coûts des travaux électromécaniques et des essais finaux n'ont pas été revus.

AVANCEMENT DE LA CONSTRUCTION

- Le bâtiment de simulation, qui est achevé et forme actuellement 30 opérateurs, est passé en phase de pré-opération
- Les premiers éléments de la pompe principale de refroidissement de la chaudière nucléaire ont été livrés sur site
- Les parois inférieures et supérieures de la salle des machines de l'unité 1 ont été réalisées
- Couvercle de la cuve du réacteur 1 a été construit

DONNÉES CLÉS

- 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, les actionnaires seront appelés à allouer des fonds propres additionnels, de manière volontaire au S2 2023 (estimation). Dans le contexte des discussions sur le projet Sizewell C, il devient plus probable que CGN n'allouera pas de fonds propres volontaires dans le projet HPC

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 19 mai 2022 « Actualisation du projet Hinkley Point C ». Versus démarrage en juin 2026 et coûts entre 22 et 23 Mds £₂₀₁₅ annoncés le 27 janvier 2021

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

SIZEWELL C

PRINCIPAUX ASPECTS

- Projet de **2 réacteurs pressurisés européens (EPR) britanniques** sur la côte de Suffolk, à Sizewell pour une capacité totale de **3,26 GW**
- Fourniture d'électricité pour 6 millions de foyers pendant **environ 60 ans**
- Deuxième projet d'EPR au Royaume-Uni après Hinkley Point C, réplification, autant que possible, du design et de la chaîne d'approvisionnement de Hinkley Point C
- Au 30 juin 2022, EDF détient 80 % du projet et CGN 20 %. EDF a pour objectif d'être actionnaire minoritaire à la FID avec une participation maximale de 20 % et de fournir la conception et les équipements nucléaires clés de l'EPR



ÉLÉMENTS CLÉS

Soutien du gouvernement britannique

- La stratégie britannique pour la sécurité énergétique, lancée en avril 2022, définit l'ambition d'augmenter la capacité nucléaire installée jusqu'à 24 GW d'ici 2050, représentant environ 25% de la prévision de demande d'électricité et d'amener un projet à une FID d'ici 2024.
- Le gouvernement britannique indique être en négociations actives avec EDF concernant le projet Sizewell C pour soutenir le développement du projet et atteindre une FID. La capacité d'EDF à continuer le projet est conditionnée à la conclusion d'un accord avec le gouvernement britannique, notamment sur le financement des coûts de développement restants jusqu'à la FID.

Modèle de financement:

- Les conditions du modèle BAR et d'un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (*Government Support Package – GSP*) sont en cours de discussion

Autorisations:

- Le 12 juillet 2022, l'ONR (*Office for Nuclear Regulation*) a confirmé que quasiment toutes les exigences réglementaires sont satisfaites pour accorder une licence de site nucléaire (*Nuclear Site License*). Les questions résiduelles seront traitées en temps voulu
- Autorisation de développement du projet (*Development Consent Order, DCO*), reçue le 20 juillet 2022

DÉCISION FINALE D'INVESTISSEMENT (FID)

- La capacité d'EDF à participer à la FID dépend de la réalisation de certaines conditions, notamment:
 - Avoir un engagement total des investisseurs et des créanciers au moment de la FID pour le financement du projet. Ceci est subordonné notamment à une notation de crédit de qualité
 - 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
 - Une rémunération du capital proposée aux investisseurs en fonds propres conforme à la guidance d'investissement du Groupe
 - Accord avec le gouvernement britannique sur la structure de l'actionariat du projet
 - Sécurisation d'un financement des coûts de développement jusqu'à la FID avec le gouvernement britannique
 - Si et quand un accord sera conclu avec le gouvernement britannique sur le financement des coûts de développement restants jusqu'à la FID, il existe toujours des risques de ne pas atteindre de FID, ou de prendre une FID dont les conditions financières seraient défavorables pour EDF
 - Sécurisation de l'autorisation de contrôle des subventions
 - Le risque de recours contre l'octroi du DCO
 - Confirmation que les coûts de développement seront entièrement recouvrables dans le cadre de la RAB
- Si EDF n'est pas en mesure de réaliser une FID, les frais de développement engagés seront extournés du bilan du Groupe et le gouvernement britannique pourra exercer son option sur les terres ou sur les actions

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.



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
- Selon le résultat de l'inspection des assemblages, et des études qui ont suivi, l'origine de cette inétanchéité est liée à une dégradation de la gaine de quelques crayons combustibles par un phénomène d'usure mécanique consécutive à la rupture de petits dispositifs de maintien des crayons dans les assemblages ⁽³⁾
- 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
- Le dossier pour le redémarrage du réacteur 1 est actuellement en cours d'examen par les autorités chinoises compétentes
- Le REX d'exploitation est collecté pour alimenter les projets 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

PRINCIPAUX ASPECTS DU PROJET

- Conception et construction, puis 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 %) ⁽¹⁾, 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 ⁽²⁾
- 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 30/06/2022 de 63,8 %
- 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) Consolidation par mise en équivalence.

(2) 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 Bank Cameroon

PARC NUCLÉAIRE EXISTANT ET PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

PROGRAMME GRAND CARÉNAGE: PREMIÈRE PHASE

Objectifs de la première phase 2014 - 2025:

- Prolonger la **durée de fonctionnement** après 40 ans
- Permettre au parc d'atteindre ses objectifs de **production en toute sûreté**
- Sécuriser et optimiser la **trajectoire financière des investissements**

Stratégie compatible avec les orientations données par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

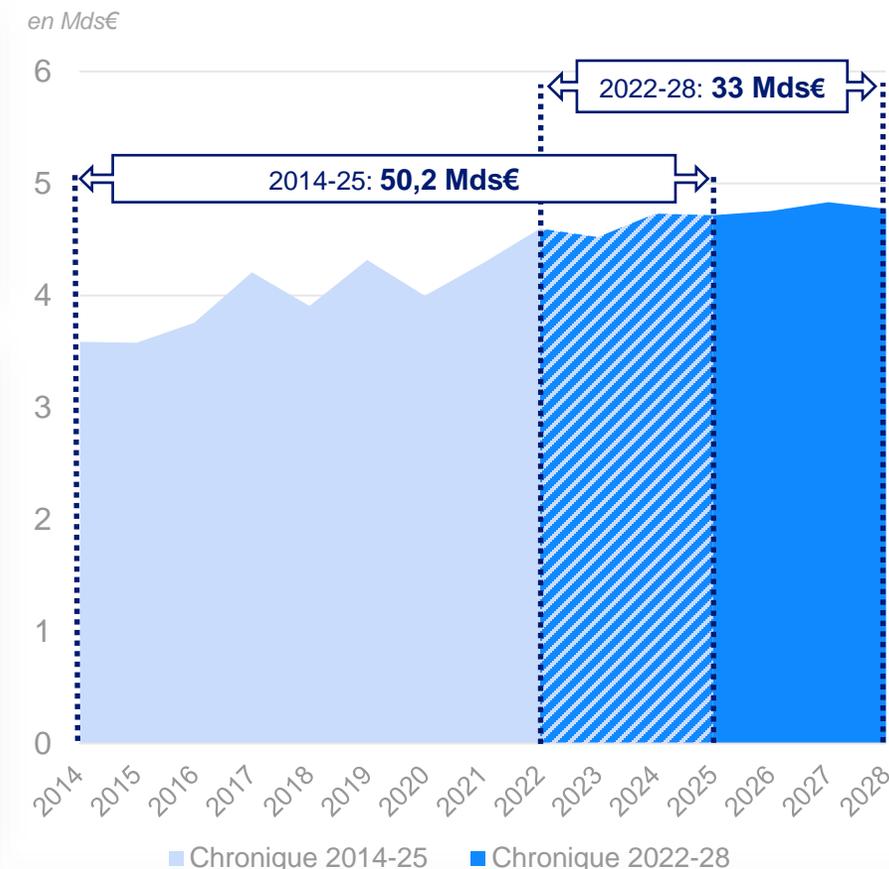
ACTUALISATION DU PÉRIMÈTRE TECHNIQUE ET DE L'HORIZON TEMPOREL: SECONDE PHASE

Lancement de la deuxième phase du programme Grand Carénage pour la période 2022-2028, dont:

- La poursuite de la réalisation des 4^{èmes} visites décennales des réacteurs 900 MW, avec des travaux complémentaires conformément aux prescriptions de l'ASN
- Les études et la réalisation des 4^{èmes} visites décennales des réacteurs 1300 MW en s'appuyant sur le retour d'expérience de l'instruction des VD4 900
- Les études préalables à la poursuite de l'exploitation au-delà de 50 ans des réacteurs 900 MW
- La poursuite de la réalisation des opérations de maintenance et de remplacement de gros composants pour permettre la prolongation de la durée de fonctionnement après 50 ans

TRAJECTOIRE FINANCIÈRE ASSOCIÉE

- Chronique 2014-2025 à **50,2 Mds€**
- Ensemble des dépenses du nouveau périmètre pour la chronique 2022-2028 estimé à **33 Mds€**.



LANCEMENT DE LA DEUXIÈME PHASE DU
PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

NOUVEAU NUCLÉAIRE: PROJET SMR NUWARD™

PROJET

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



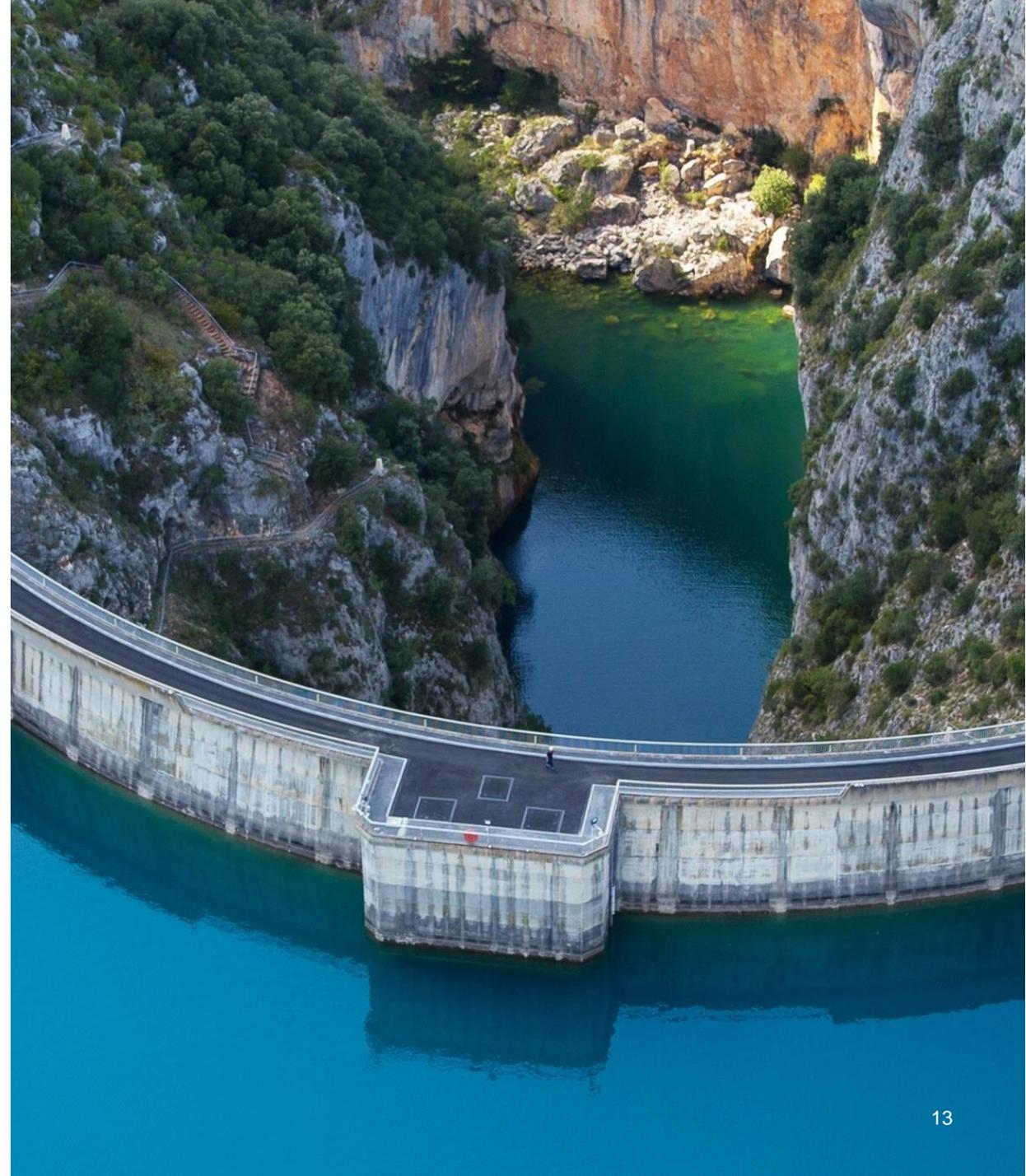
AVANCÉES ET COÛTS

- Actuellement en **phase de conception** (définition des principales options de conception et premières étapes de qualification des principaux systèmes et composants)
- Design soumis à une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque et finlandaise à des fins d'harmonisation internationale des standards de sûreté
- Lancement des travaux de INAB (International Nuward Advisory Board) avec la tenue de la première réunion à Paris en avril 2022
- 50M€ de subventions accordées par l'Etat français en décembre 2020, puis 500M€ de soutien financier annoncés par le Président de la République en février 2022



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2022

ESG



NOUVEAU FRAMEWORK DE FINANCEMENT VERT EN JUILLET 2022

RESPECTE LES GREEN BOND PRINCIPLES

Depuis 2013, le Framework d'EDF respecte les exigences et les recommandations clés des **Green Bonds Principles de l'ICMA**, en particulier les **rapports d'impact annuels, solides et transparents**, qui font l'objet d'un rapport de vérification annuel.



ALIGNÉ AVEC LA TAXONOMIE EUROPÉENNE

Le Framework inclut uniquement les catégories de projets éligibles dont les investissements sont **intégralement alignés à ceux de la Taxonomie européenne**, dont les critères techniques « *Do No Significant Harm* » (DNSH) et les garanties sociales minimales



BEST IN CLASS

Le Framework a fait l'objet d'une revue de la part d'un tiers indépendant, **CICERO Shades of Green**, qui lui a accordé la note de "Medium Green" et "Likely aligned" ⁽¹⁾ avec la Taxonomie européenne.



(1) La méthodologie « Shades of green » de Cicero utilise la terminologie "likely aligned/partially aligned/not aligned". Le terme "likely" n'indique pas une incertitude dans l'évaluation de Cicero mais reflète plutôt le manque actuel d'autorité officielle de vérification de la Taxonomie européenne.

LE GREEN FINANCING FRAMEWORK SUIT LES MEILLEURES PRATIQUES DU MARCHÉ ET EST ALIGNÉ AVEC LA TAXONOMIE EUROPÉENNE

1^{ère} entreprise à émettre un Green Bond **en 2013**. **Membre actif** de la gouvernance des **GBP** et **co-fondateur du Corporate Forum on Sustainable Finance**

3 mises à jour du Framework afin de contribuer aux meilleures pratiques de marché, de s'aligner avec la Taxonomie et d'inclure les **Green Bonds**, les **Green Commercial Papers** et les **Green Repo**

1 - UTILISATION DES FONDS

- L'utilisation des fonds doit être limitée aux projets dans les catégories éligibles ci-dessous
 - projets d'électricité d'origine renouvelable,
 - production d'énergie hydraulique,
 - projets d'efficacité énergétique,
 - distribution d'électricité,
 - production d'électricité d'origine nucléaire
- Les investissements éligibles doivent **être alignés avec la Taxonomie**, dont les critères "**Do No Significant Harm**" et les garanties **sociales minimales**
- Période de look-back limitée à 3 ans calendaires à partir de l'année d'émission

2 - PROCESSUS DE SÉLECTION DES PROJETS

- Un **groupe de travail ad-hoc** est chargé d'aider les entités d'EDF à identifier des projets éligibles aux Green Bonds et d'en vérifier l'éligibilité
- EDF vérifie et rapporte les **CAPEX éligibles à la Taxonomie**, conformément à son règlement et aux actes délégués complémentaires. Depuis 2021, EDF reporte ces montants dans son Document d'Enregistrement Universel.
- EDF **exclut les projets déjà financés dans son programme de Social Bonds**
- Les investissements peuvent inclure des **actifs corporels et certaines dépenses d'exploitation** (comme la R&D et les investissements dans la maintenance d'actifs verts)

3 - GESTION DES FONDS

- Les fonds sont **gérés et suivis séparément** jusqu'à leur affectation aux projets éligibles. Ils sont investis dans des **fonds ISR** ⁽¹⁾ jusqu'à leur affectation
- Le produit net des émissions de Green Bond identifiant la **production d'énergie nucléaire** comme un projet éligible sera **géré dans un portefeuille distinct** des autres émissions afin d'en assurer une traçabilité complète
- EDF fera le maximum pour allouer tous les fonds éligibles dans les 24 mois après l'émission

4 – REPORTING

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

5 – REVUE EXTERNE

- Opinion externe ex-ante** : note de "*Medium Green*" et "*Likely aligned*" avec la Taxonomie de **CICERO** pour le framework de financement vert d'EDF
- Attestation ex-post**: attestation annuelle émise par un **auditeur externe**, sur l'allocation des fonds et la conformité des émissions Green Bonds avec le *green financing framework* et les *Green Bond Principles*, et de la conformité des modalités de détermination des émissions de CO₂

GREEN BONDS : ALLOCATION DES FOND

Date d'émission ⁽¹⁾	Montant nominal (en millions de devises)	Devise	Maturité (in années)	Nouvelles capacités renouvelables ⁽²⁾	Investissements dans les ouvrages hydrauliques	Projets de biodiversité	Total (% des fonds levés)
Novembre 2013	1 400	EUR	7.5	1 400	-	-	1 400 (100 %)
Octobre 2015	1 250	USD	10	1 250	-	-	1 250 (100 %)
Octobre 2016	1 750	EUR	10	1 248	502	-	1 750 (100 %)
Janvier 2017	19 600	JPY	12	8 149	11 451	-	19 600 (100 %)
Janvier 2017	6 400	JPY	15	5 872	528	-	6 400 (100 %)
Septembre 2020	2 400	EUR	4	2 246	110	28	2 384 (100 %)
Novembre 2021 ⁽³⁾	1 850	EUR	12	753	128	12	893 (48,3 %)

Green Bond EUR émis en novembre 2021: 48,3 % des fonds alloués à fin juin 2022 sur le total du *net proceed* de 1 850 millions d'euros

- Les fonds alloués aux projets d'EDF Renouvelables le sont principalement sur des projets aux Etats-Unis sur des technologies éoliennes et solaires
- Les fonds alloués à EDF Hydro ont été utilisé pour des projets situés en France , dont des projets de biodiversité

NB: pas de look-back pour le Green bond de novembre 2021

(1) Date des reception des fonds

(2) Depuis 2019, les fonds Green Bonds financent des investissements éligibles de Luminus en Belgique : construction de parcs éoliens et rénovation d'une centrale hydraulique. Et depuis 2020 pour EDF ENR: installation d'ombrières photovoltaïques

(3) L'allocation des fonds se fera selon le Green Bond Framework de 2020, celui applicable à la date de l'émission

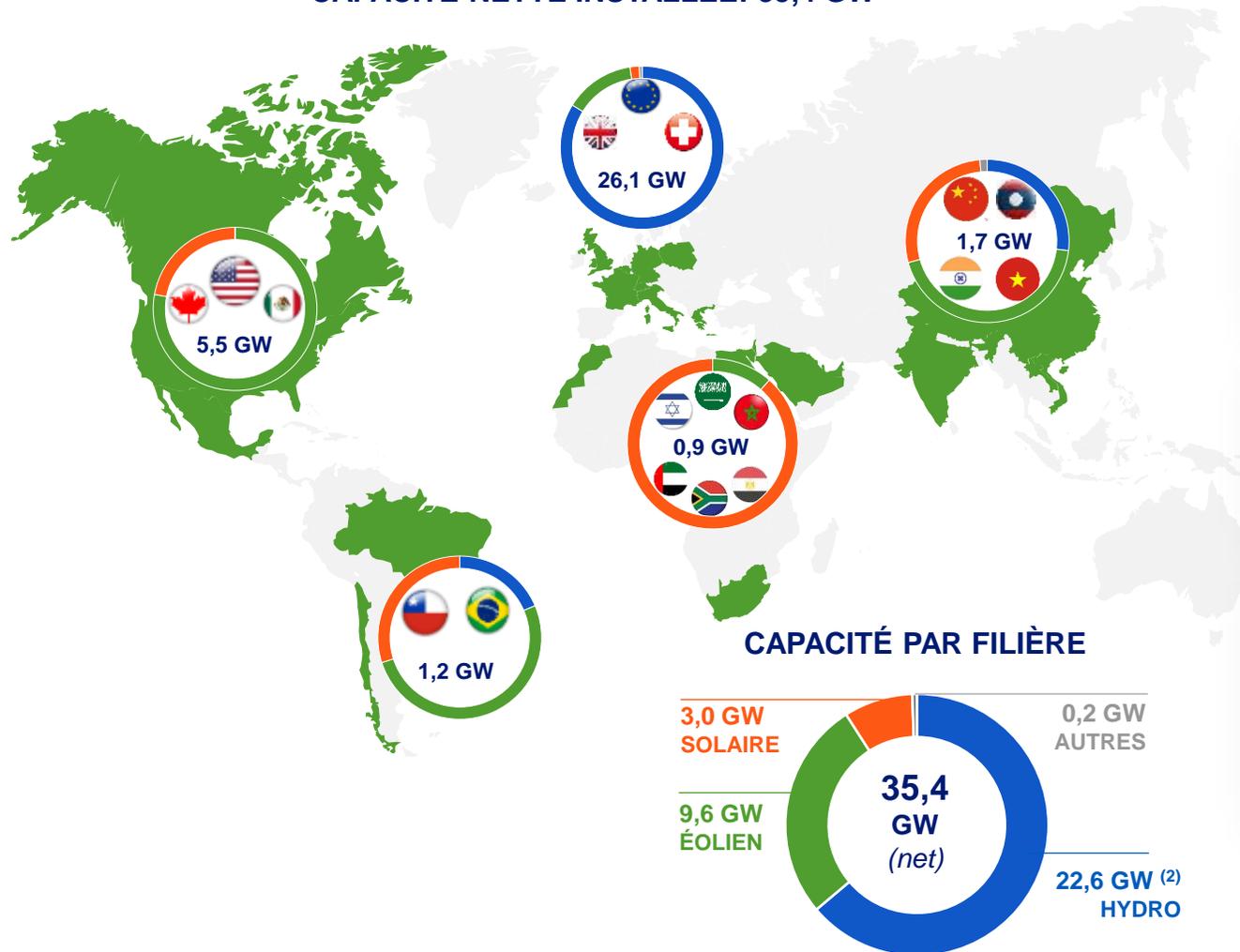
RÉSULTATS SEMESTRIELS 2022

ENERGIES RENOUVELABLES



EDF, LEADER EUROPÉEN DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE: 35,4 GW ⁽¹⁾



UN MIX
DIVERSIFIÉ AVEC
35,4 GW EN
EXPLOITATION

- 22,6 GW d'hydraulique
- 12,6 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

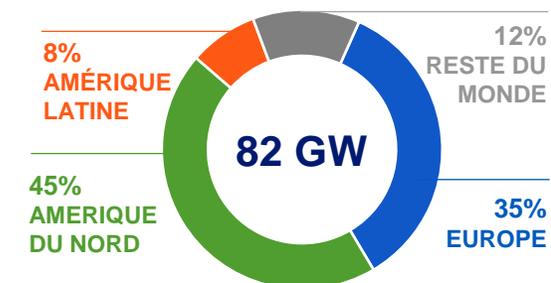
- 0,8 GW bruts mis en service au S1 2022
- 7,6 GW bruts actuellement en construction (0,9 GW en éolien terrestre, 1,9 GW en éolien en mer, 4,8 GW en solaire)

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

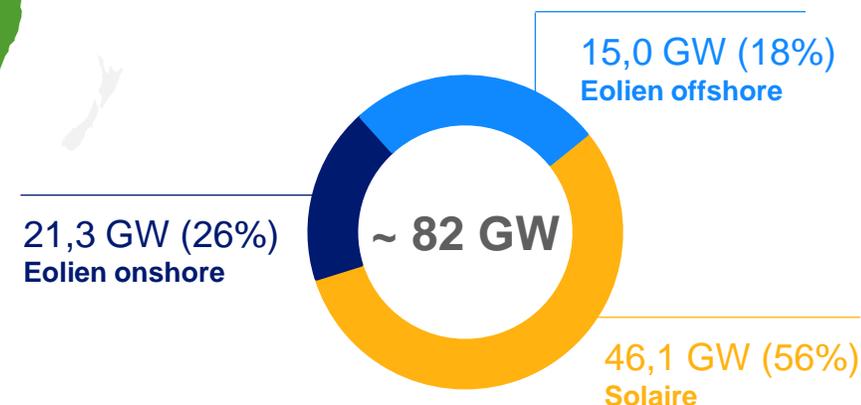
(2) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW

UN PORTEFEUILLE DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES DE PLUS DE 82 GW ⁽¹⁾ (1/2)

UN PORTEFEUILLE DE PROJETS DIVERSIFIÉ GÉOGRAPHIQUEMENT...



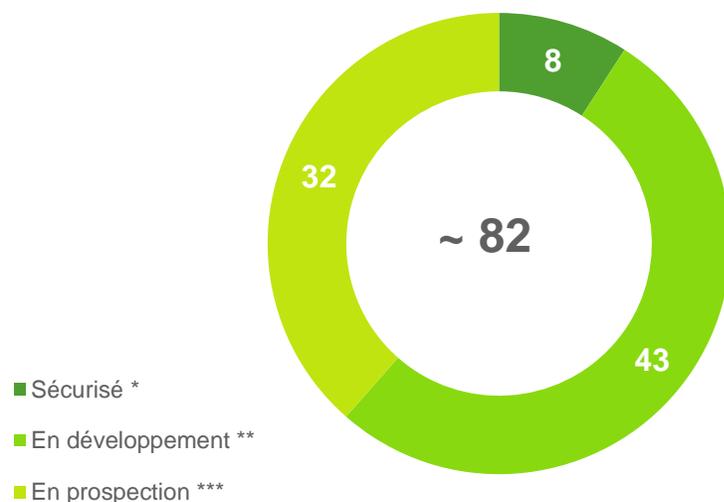
... ET PAR TECHNOLOGIE



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

UN PORTEFEUILLE DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES DE PLUS DE 82 GW ⁽¹⁾ (2/2)

RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE DE PROJETS
PAR PHASE DE DÉVELOPPEMENT (EN GW)



■ Sécurisé *

■ En développement **

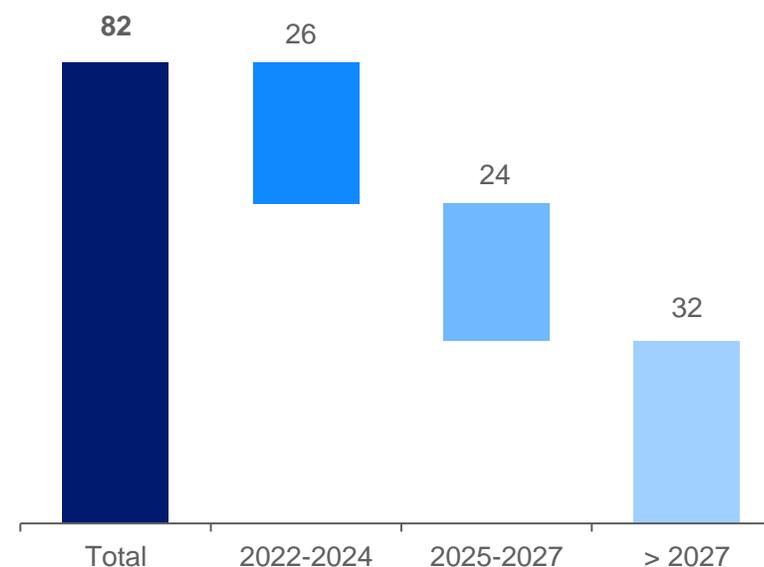
■ En prospection ***

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

** Sécurisation foncière suffisante et début des études techniques

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

RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE DE PROJETS
PAR DATE DE MISE EN CONSTRUCTION (EN GW) ⁽²⁾



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

(2) Portefeuille de projets pour mise en construction, non probabilisé

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



Eolien
en mer
posé

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)
 - installation de la première éolienne le 13 avril 2022.
 - premiers MWh produits ⁽¹⁾ et 56 éoliennes offshore installées sur 80
- **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)
- **Parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer)** (débutée en 2021, mise en service prévue en 2024, investissements totaux de ~ 2 Mds€, partenariats avec Enbridge et wpd)

POURSUITE DES DÉVELOPPEMENTS

- **Parc éolien en mer de Dunkerque** (investissements totaux de ~1 Md€, partenariat avec Enbridge)
- Pré-sélection pour des projets en Normandie en partenariat avec Enbridge et CPPIB



Eolien
en mer
flottant

CONSTRUCTIONS EN COURS

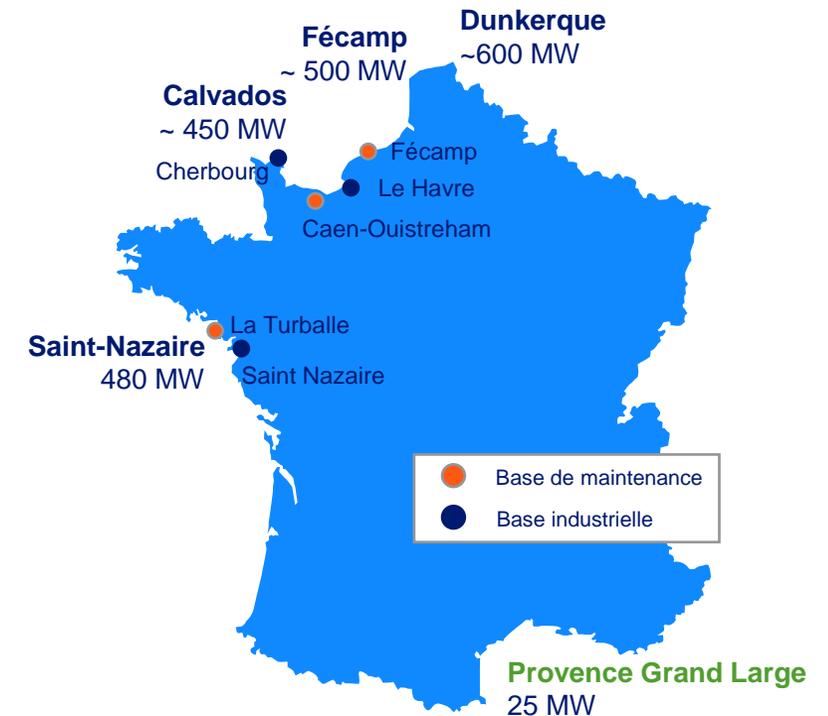
- Construction de **Provence Grand Large, un projet pilote d'éolien flottant** : installation de trois turbines de 8 MW sur des fondations flottantes au large de Fos-sur-Mer. Projet en partenariat avec Enbridge et CPPIB

POURSUITE DES DÉVELOPPEMENTS

- Pré-sélection pour des projets en Bretagne Sud avec Enbridge et CPPIB



Eolienne du parc de
Saint-Nazaire



DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN MER HORS FRANCE: PRÈS DE 5 GW EN DÉVELOPPEMENT, 450 MW EN CONSTRUCTION EN ÉCOSSE



Projet Codling en Irlande

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



Projet Neart na Gaoithe en Ecosse

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



Projet Blyth 2 en Angleterre

- Projet de démonstrateur flottant à proximité du parc de Blyth 1 (posé, 5 turbines pour 42 MW)
- Capacité maximale de 58 MW
- En partenariat avec Tenaga (prise de participation en 2021 pour la totalité du projet Blyth), utility malaisienne



Projet Atlantic Shores aux États Unis

- Co-entreprise "Atlantic Shores Offshore Wind" (ASOW) avec Shell
- Sécurisation d'une zone de ~750 km² à 12-16 km du rivage en eau peu profonde
- **Contrat attribué en juillet 2021 par le New Jersey Board of Public Utilities à ASOW pour développer 1,5 GW au large des côtes de la baie de New York**
- Début de la construction prévu en 2024
- En mars 2022, **obtention d'une nouvelle zone maritime pour développer 1,5 GW d'offshore dans la baie de New York**



Projet Gwynt Glas en mer Celtique

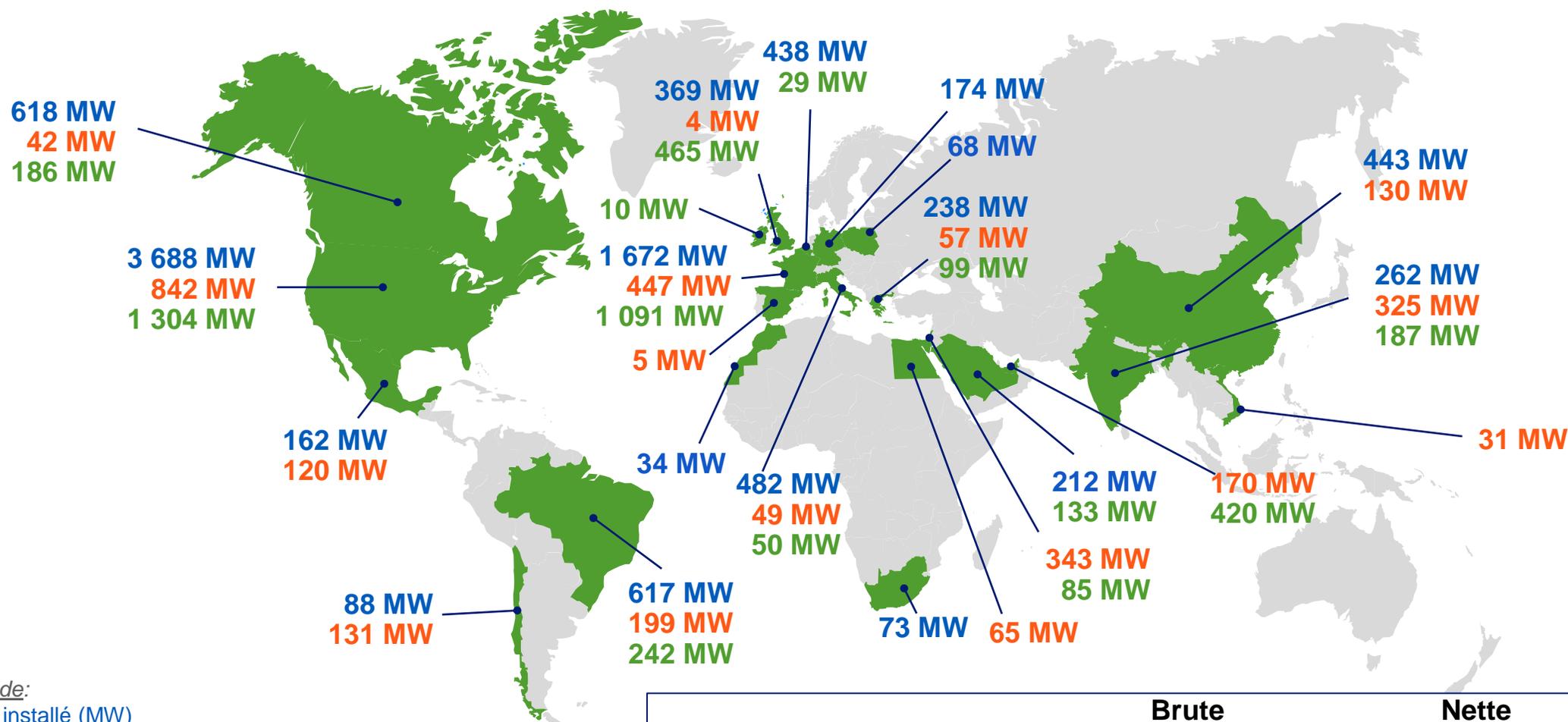
- Prise de participation dans un projet flottant en mer Celtique auprès de DP Energy
- Potentiel de 1 GW (à 70 km des côtes) à présenter à de futurs appels d'offres



Parcs Dongtai IV et V en Chine

- Joint-venture avec China Energy Renewables, filiale du groupe China Energy Investment Corporation
- Capacité totale : **502 MW** (Dongtai IV: 302 MW, Dongtai V : 200 MW)
- **Mise en service de Dongtai V en novembre 2021** (Dongtai IV mis en service en décembre 2019)

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE ET EN CONSTRUCTION AU 30 JUIN 2022



Légende:

Eolien installé (MW)

Solaire installé (MW)

Eolien et solaire en construction (MW)

	Brute	Nette
Capacité installée	19 825 MW	12 598 MW
Capacité en construction	7 601 MW	4 301 MW
Total	27 426 MW	16 899 MW

CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, ÉOLIEN ET SOLAIRE AU 30 JUIN 2022

(en MW)	Brute ⁽¹⁾		Nette ⁽²⁾	
	31/12/2021	30/06/2022	31/12/2021	30/06/2022
Éolien	13 606	14 250	9 047	9 637
Solaire	5 399	5 575	2 975	2 961
Capacité installée totale	19 005	19 825	12 021	12 598
Éolien en construction	3 391	2 750	2 169	1 582
Solaire en construction	4 495	4 852	2 350	2 719
Capacité totale en construction	7 885	7 601	4 520	4 301

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 SEMESTRIELS

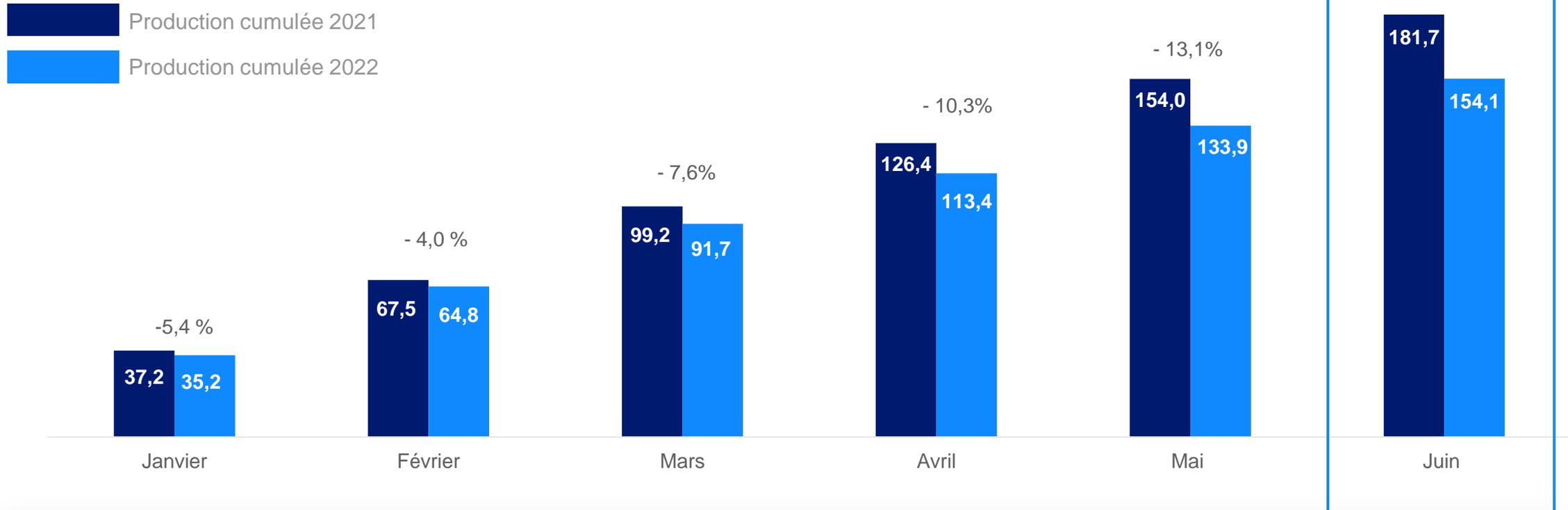
2022

FRANCE



PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

(en TWh)



- **Production nucléaire à 154,1 TWh pour le S1 2022, en baisse de 27,6 TWh vs S1 2021.** Cela est principalement expliqué par une moindre disponibilité du parc nucléaire due essentiellement à l'impact de la découverte d'indications de corrosion sous contrainte malgré de moindres fortuits et une optimisation du planning de production

BILAN ÉLECTRIQUE FRANCE

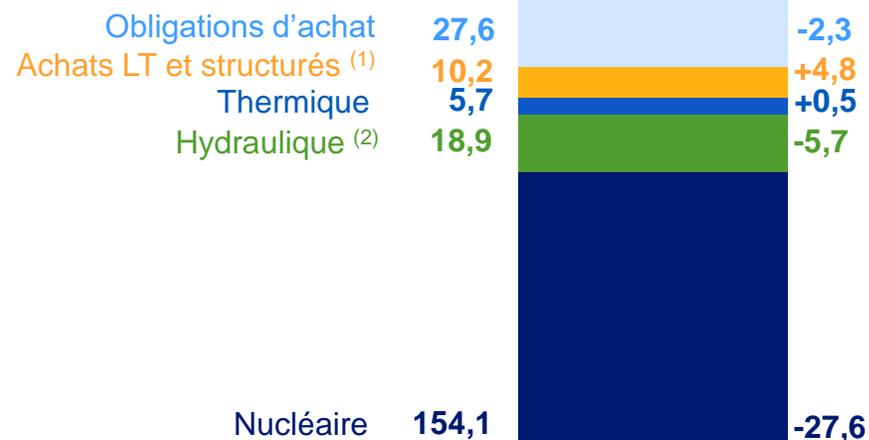
PRODUCTION / ACHATS

En TWh

 Δ S1 2022 vs.
S1 2021

- 30,3

216,6



CONSOMMATION / VENTES

En TWh

 Δ S1 2022 vs.
S1 2021

- 30,3

216,6



NB : EDF hors activités insulaires

(1) Achats obligés auprès des fournisseurs éligibles dans le cadre du dispositif spécifique complémentaire d'ARENH

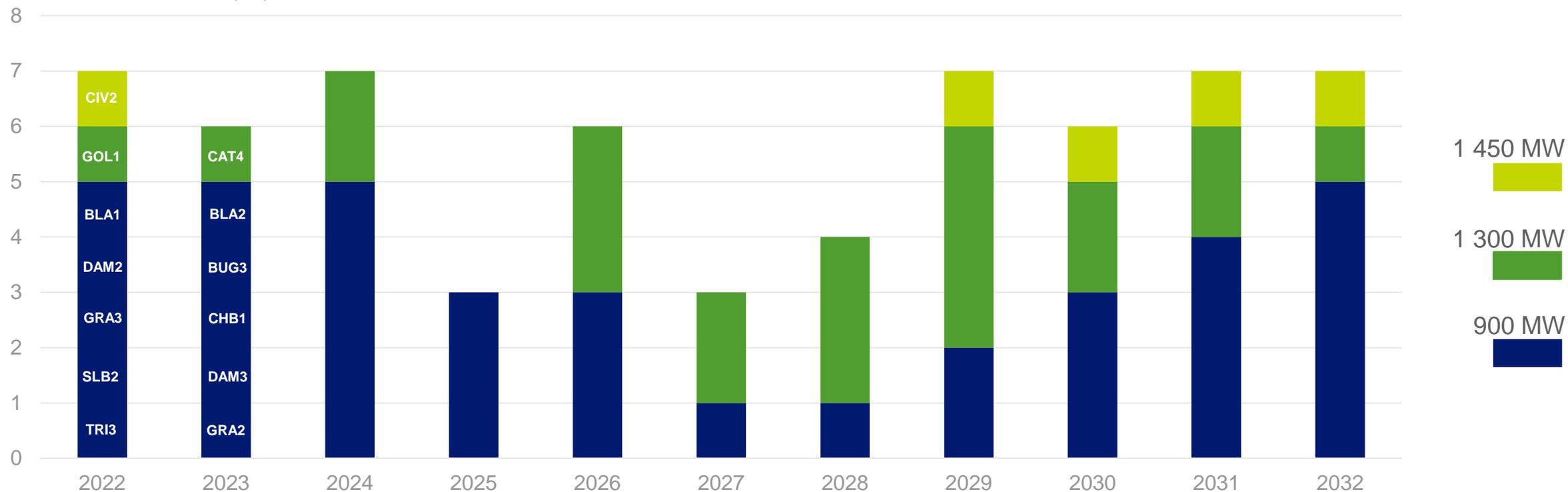
(2) Production hydraulique après déduction du pompage : 15,5 TWh sur le S1 2022 / 21,9 TWh sur le S1 2021

(3) Dont 6,5 TWh au titre des ventes obligées de volumes additionnels d'ARENH aux fournisseurs alternatifs

(4) Y compris pompage hydraulique pour 3,4 TWh sur le S1 2022 / 2,7 TWh sur le S1 2021

VISITES DÉCENNALES DU PARC NUCLÉAIRE

Nombre de visites décennales (VD)



4^{èmes} VD du palier 900 MW

5^{èmes} VD du palier 900 MW

3^{èmes} VD du palier 1300 MW

4^{èmes} VD du palier 1300 MW

2^{èmes} VD du palier 1450 MW

3^{èmes} VD du palier 1450 MW

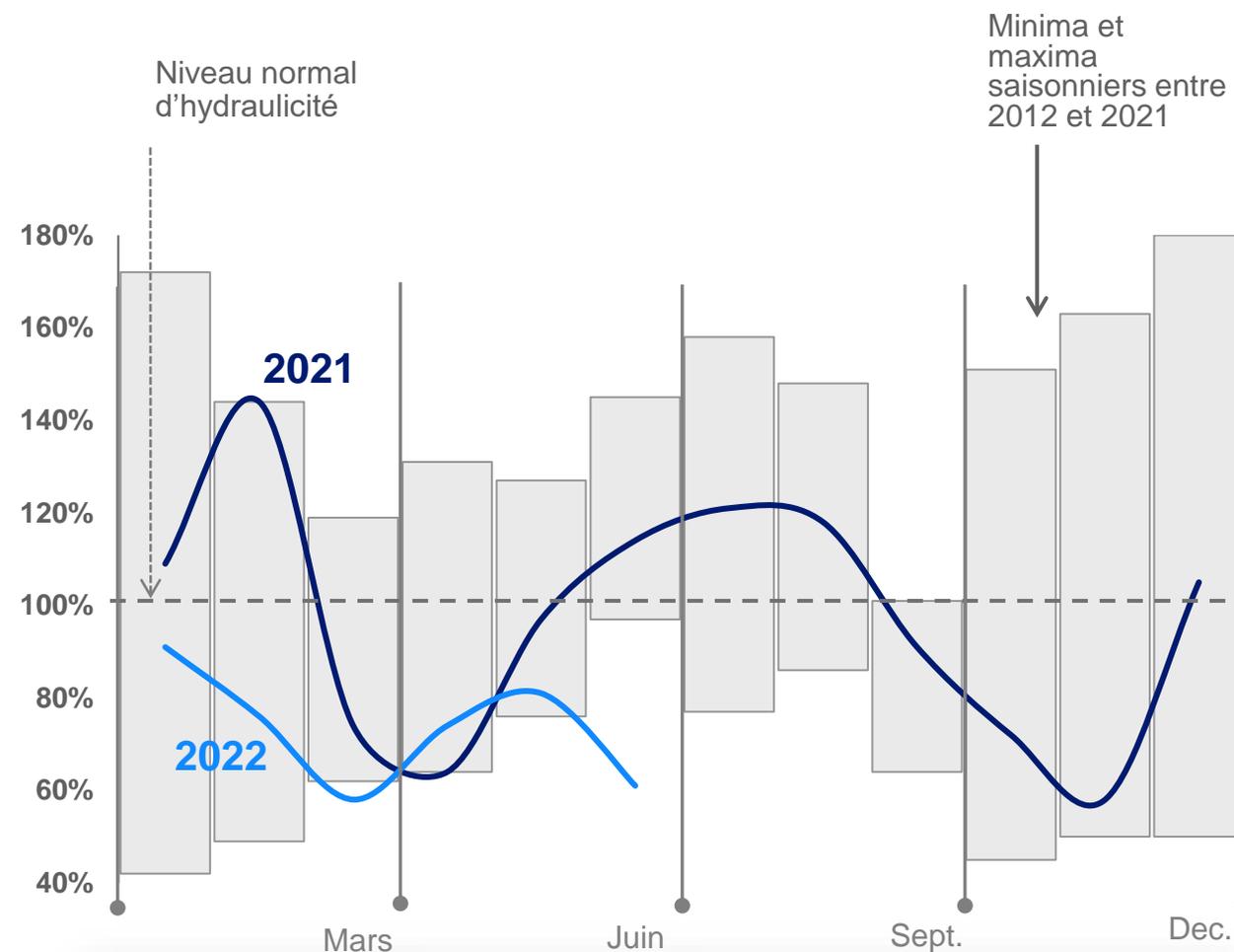
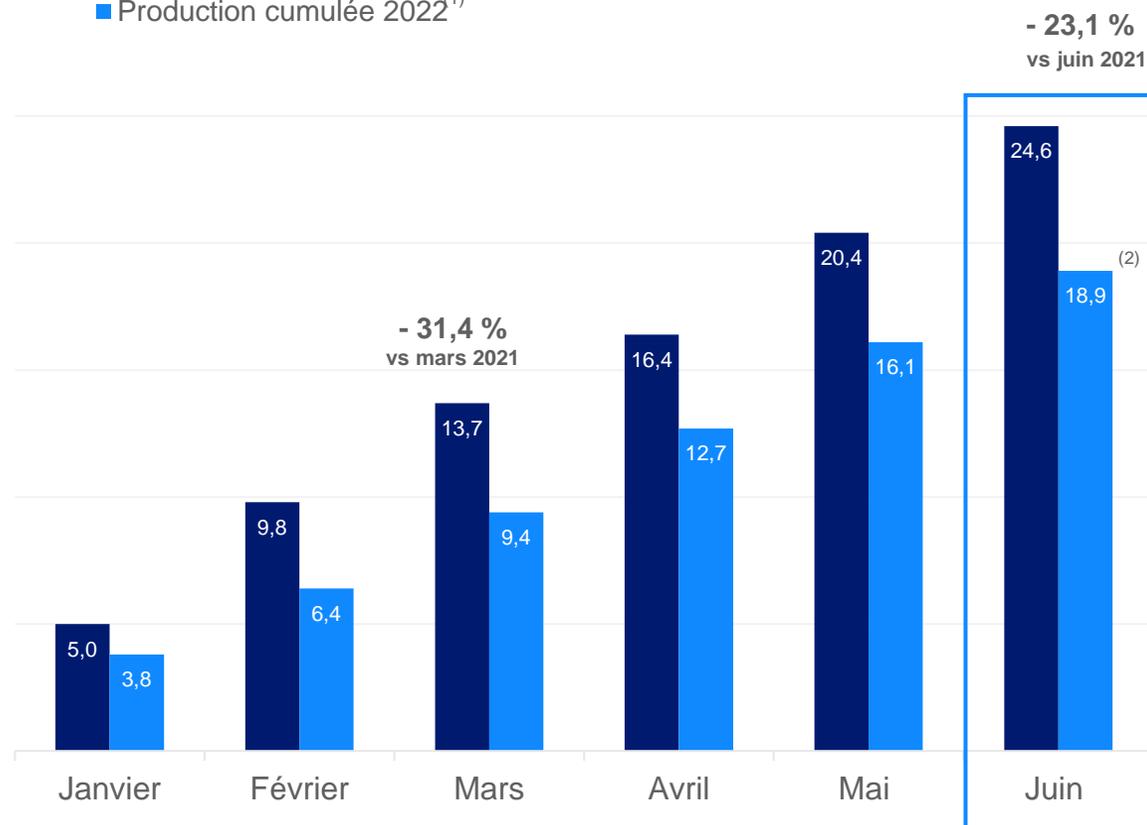
En 2029, palier 900: Tricastin 1 sera le premier site à réaliser sa VD5

PRODUCTION HYDRAULIQUE EDF

(en TWh)

■ Production cumulée 2021⁽¹⁾

■ Production cumulée 2022⁽¹⁾



(1) Production hydraulique hors activités insulaires avant déduction de la consommation du pompage.

(2) Production après déduction de la consommation du pompage : 21,9 TWh sur S1 2021 et 15,5 TWh sur S1 2022

(3) Taux de remplissage des retenues en énergie

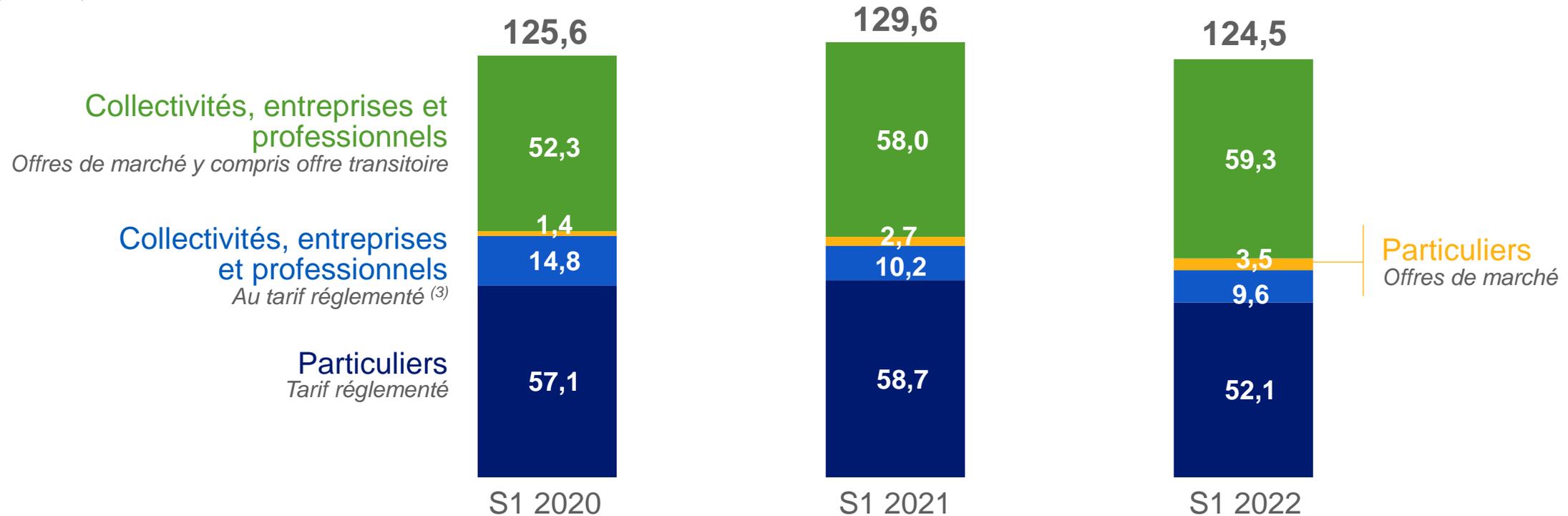
➤ **Hydraulicité S1 2022 en retrait vs S1 2021**

➤ **Lac France⁽³⁾ à fin juin 2022 à 68,4 % soit -4,4 points vs moyenne historique**

FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

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

(en TWh)



(1) Données arrondies au dixième

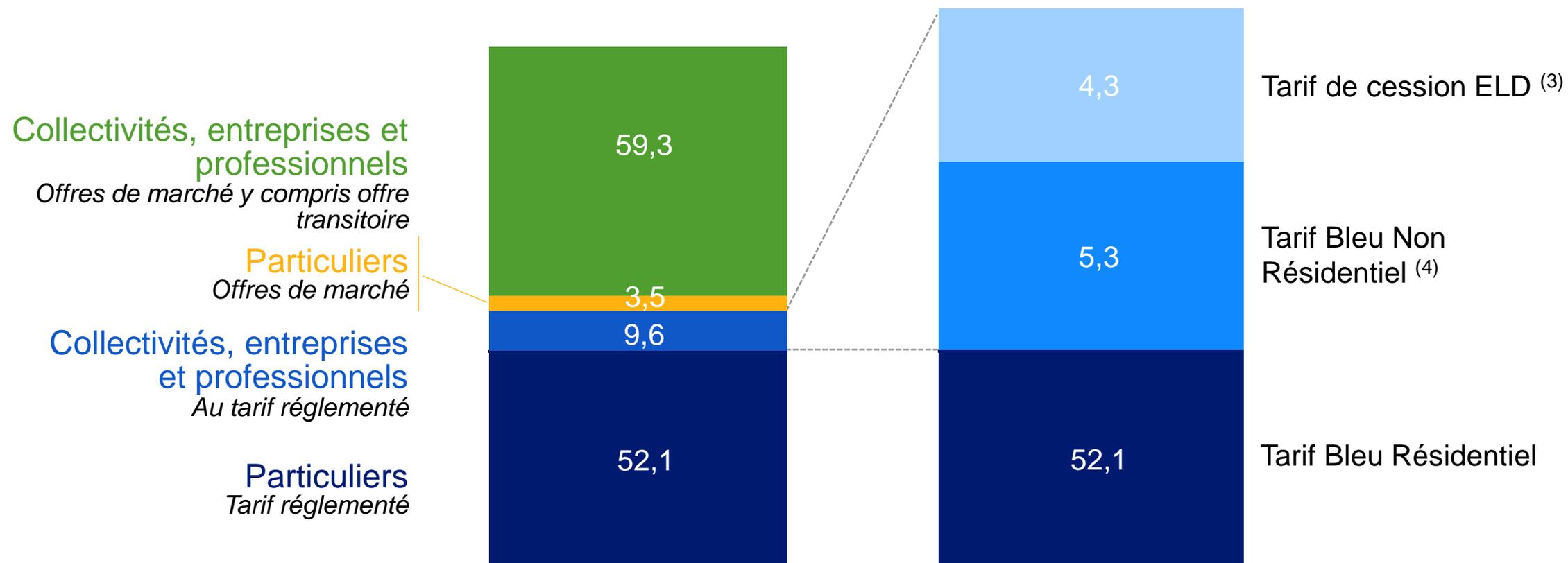
(2) Y compris autoconsommations EDF

(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 S1 2022 ^{(1) (2)}



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

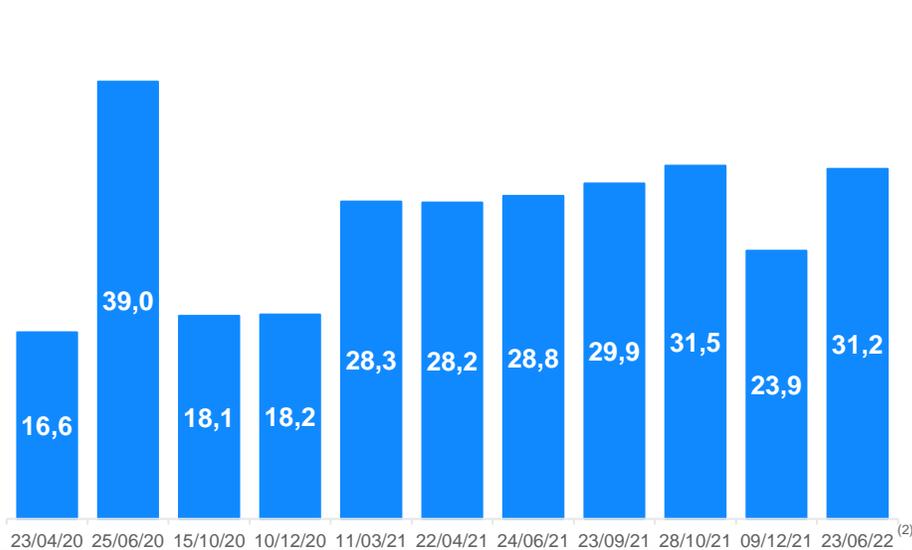
(4) Dont tarif Jaune et Vert pour 0,03 TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA

MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE

PRIX ⁽¹⁾ DES CESSIONS DE MARCHÉ DE CAPACITÉ

POUR LIVRAISON EN 2022

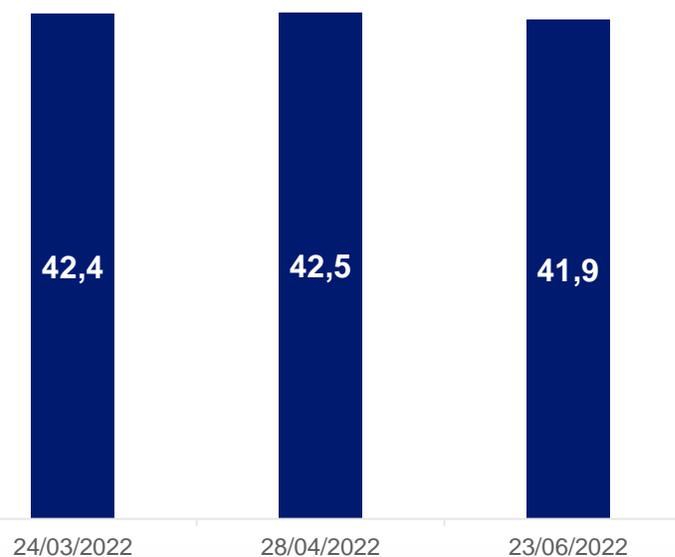
(en €/kW)



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

POUR LIVRAISON EN 2023

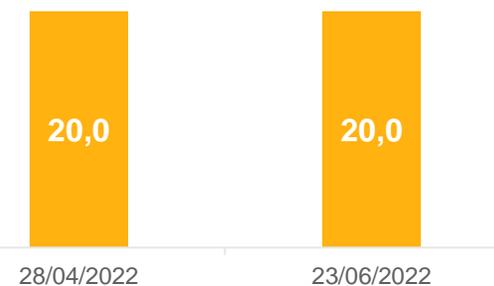
(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 62,4 GW à fin juin 2022
- Prix moyen : 42,4 €/kW

POUR LIVRAISON EN 2024

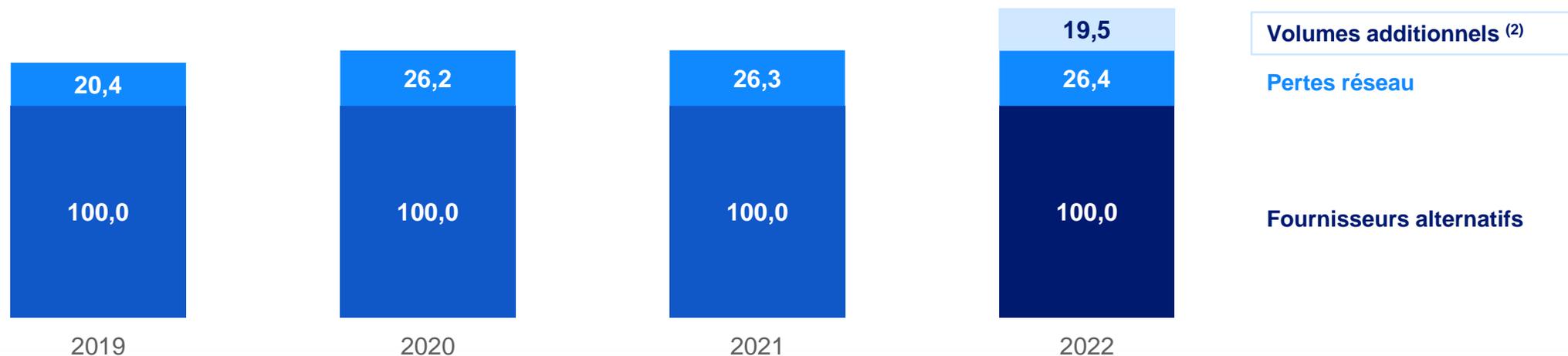
(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 67,0 GW à fin juin 2022
- Prix moyen : 20,0 €/kW

ARENH : VOLUMES CÉDÉS

(en TWh)



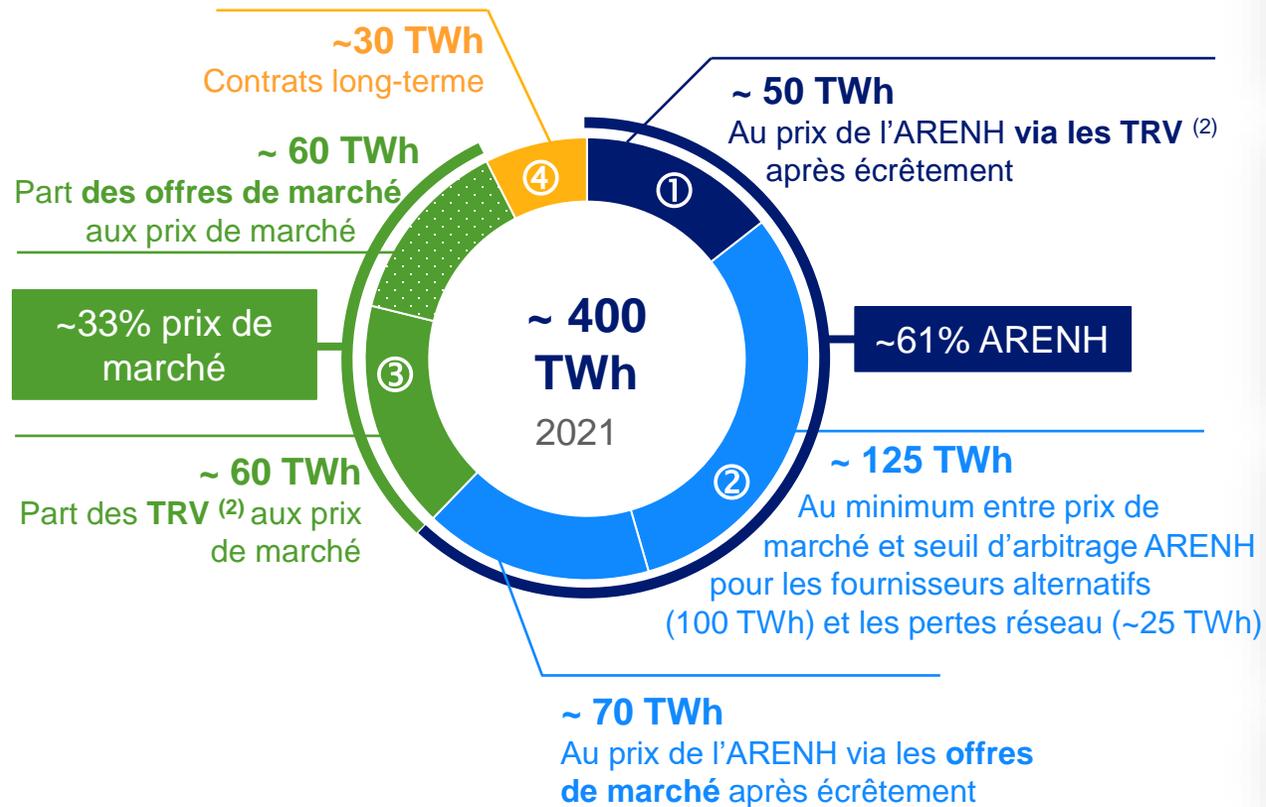
- Situation historique: volume maximum de livraison de 100 TWh ⁽¹⁾ aux fournisseurs concurrents d'EDF et de 26,4 TWh pour les pertes réseau
- Guichet de novembre 2021: demande pour 2022 de 160 TWh d'ARENH par les fournisseurs alternatifs
- Volumes à céder pour 2022 (y compris 26,4 TWh au titre de la couverture des pertes réseau) : 126,4 TWh auxquels s'ajoutent 19,5 TWh au titre du relèvement exceptionnel annoncé le 13 janvier 2022
- En conséquence, depuis le 1er avril 2022 : livraison de 19,5 TWh de volume additionnel d'ARENH, à un prix de 46,2 €/MWh en contrepartie de la revente par les Fournisseurs Alternatifs à EDF d'un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh.
- Guichet de mai 2022 : Les volumes d'ARENH non-livrés aux fournisseurs dont les livraisons ont été suspendues au cours du 1er semestre, ont été réattribués aux deux fournisseurs ayant exprimé une nouvelle demande lors du guichet.

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 jusqu'à 150 TWh à compter du 1er janvier 2020. La loi autorise également le gouvernement à réviser le prix de l'ARENH.

(2) Ce complément a été ramené de 20 TWh à 19,5 TWh suite à l'arrêt d'activité ou à la renonciation de certains fournisseurs.

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 ⁽³⁾, 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 ⁽⁴⁾ 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 ⁽⁵⁾, 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'écrêtement lié au niveau de souscription ARENH des fournisseurs alternatifs (146,2 TWh).

(2) Tarifs réglementés de vente

(3) 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)

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

(5) Liés à la réplication 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	+ 24,3%	+ 4,0%	+ 23,6%	+ 4,0%
01/08/2022 ⁽¹⁾	+ 0 % (+4,10 %)	+ 0,07 % (+ 3,92 %)	+ 0 % (+ 3,73 %)	+ 0,08 % (+ 3,56 %)

(1) Valeurs calculées à partir des grilles des projets d'arrêtés soumis au CSE du 21/07/22. Les grilles des projets d'arrêtés ne correspondent pas aux grilles proposées par la CRE dans sa délibération du 07/07/2022 (opposition du gouvernement à la proposition de la CRE selon les modalités prévues à l'article 181 de la loi de finances 2022).

Les chiffres entre parenthèses correspondent aux évolutions proposées par la CRE dans cette délibération.

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : EVOLUTION DE FÉVRIER 2022 (2/3)

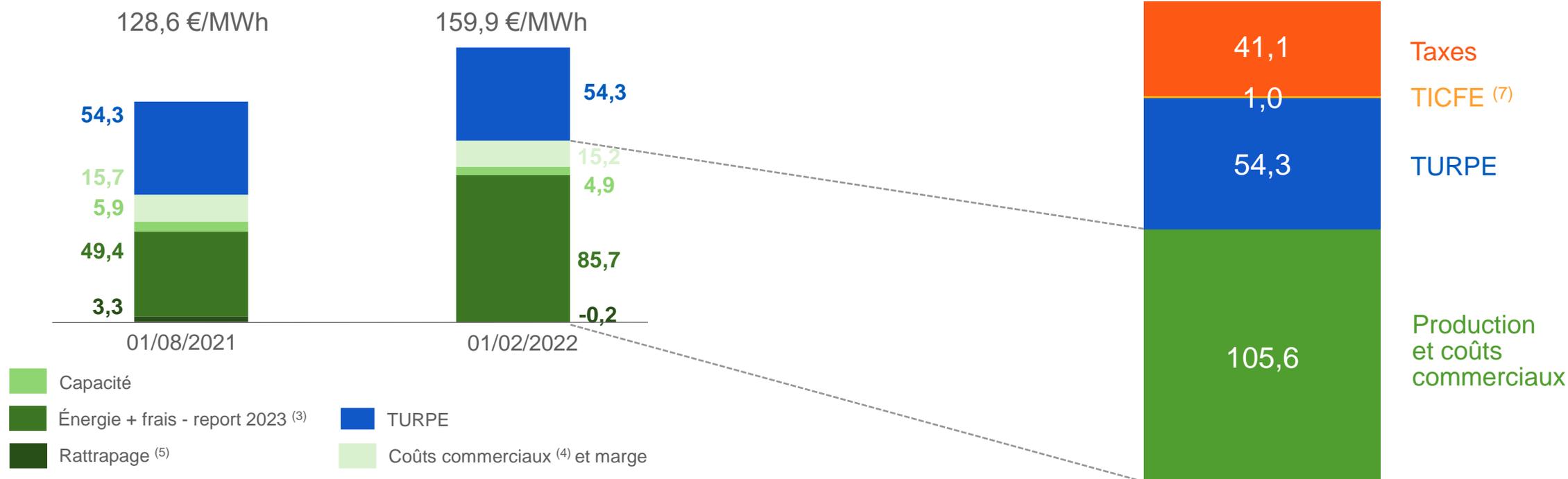
TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT (1) (2)

+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

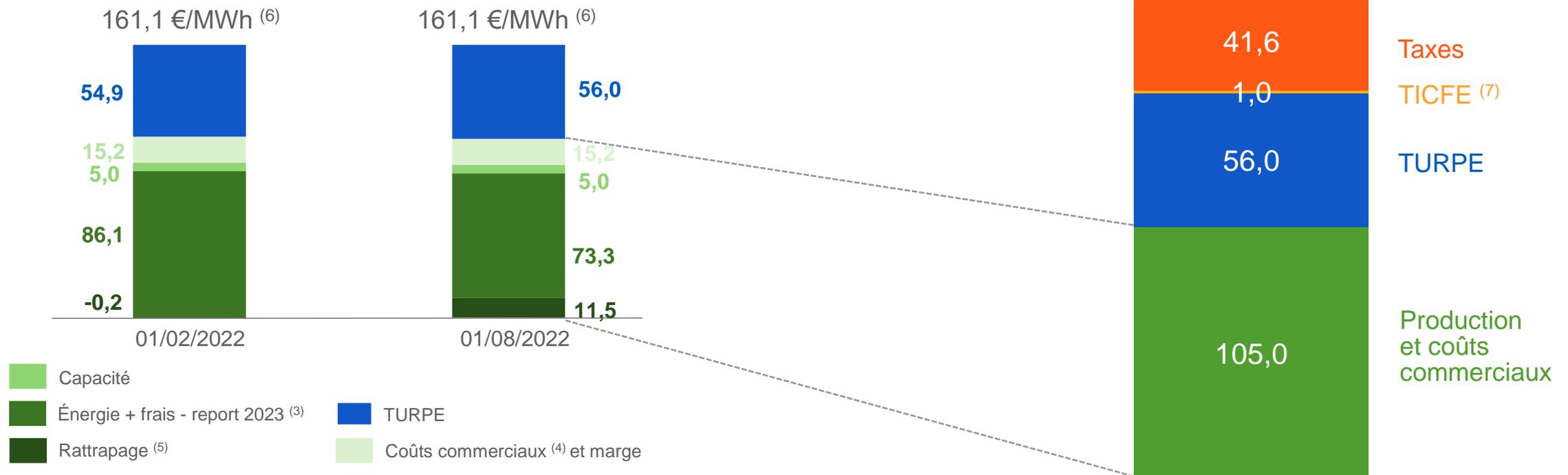
TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : PROJET D'ARRÊTÉ POUR AOÛT 2022 (3/3) ⁽¹⁾

TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT ^{(1) (2)}

+ 0 %
+ 0 €/MWh

COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDENTIEL)

+ 0,07 %
+ 0,15€ /MWh



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

(2) Pour 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 par rapport à 2021

(4) Y compris le coût des obligations CEE

(5) Rattrapage de 2021 et janvier 2022.

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

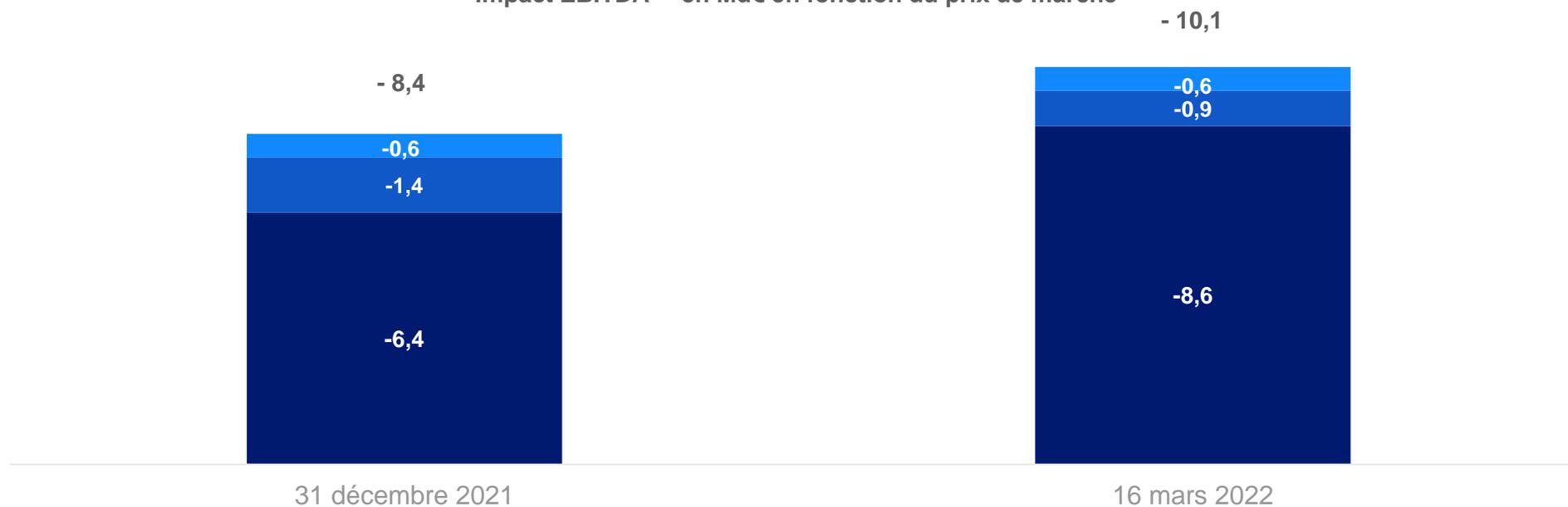
(7) Ex CSPE

IMPACT DES MESURES RÉGLEMENTAIRES: SENSIBILITÉ SUR L'EBITDA 2022

Impact des mesures suite à la publication du décret du 12 mars 2022 sur l'EBITDA sur la base de la moyenne prix de marché à terme entre les 2 et 23 décembre 2021 (256,98 €/MWh):

- Un **complément de 19,5 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 **-4,1 Mds€**. Ce complément a été ramené de 20 TWh à 19,5 TWh suite à l'arrêt d'activité ou à la renonciation de certains fournisseurs.
- L'impact de ce complément est répliqué dans les **offres EDF (TRV et offres marché)**: impact estimé à environ **-4,5 Mds€**
- Un **gel du niveau de marge en €/MWh du TRV résidentiel**: impact estimé à environ **-0,6 Md€**
- Un **report tarifaire à 2023** d'une partie de la hausse **du TRV résidentiel 2022**, afin de limiter cette hausse à 4% TTC et 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 **-0,9 Md€**

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



■ Relèvement du plafond ARENH

■ Report tarifaire

■ Gel du niveau de marge du TRV résidentiel en €/MWh

CHARGES DE SERVICE PUBLIC : STABILITÉ DU MÉCANISME DE COMPENSATION DES CHARGES DEPUIS 2016 ET ÉVOLUTION DE LA FISCALITÉ EN 2022 (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 est 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 de septembre 2021.
- Remboursement du déficit de compensation historique d'EDF prévu dans le courrier des Ministres du 26 janvier 2016 achevé fin 2020, traduit dans un décret du 18 février 2016 et les arrêtés du 13 mai et du 2 décembre 2016
- La taxe TICFE (ex-CSPE) est restée stable et inchangée entre 2016 et 2021 à 22,5 €/MWh (pour le taux plein). A compter du 1^{er} janvier 2022, la TDCFE (Taxe Départementale) est supprimée, ce qui engendre une majoration du taux plein de la TICFE. Toutefois, la mise en place du bouclier tarifaire, décidée par le Gouvernement au 1^{er} février 2022 engendre une baisse du niveau de la Taxe TICFE à 1 €/MWh 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	S1 2020		S1 2021		S1 2022	
Obligations d'achat ⁽¹⁾	3 532	79%	2 907	75 %	195	14 %
Autres ⁽²⁾	929	21%	958	25 %	1 152	86 %
Total CSPE EDF	4 461	100%	3 865	100%	1 347	100%

Deux effets antagonistes expliquent l'évolution des charges de service public entre le S1 2021 et le S1 2022:

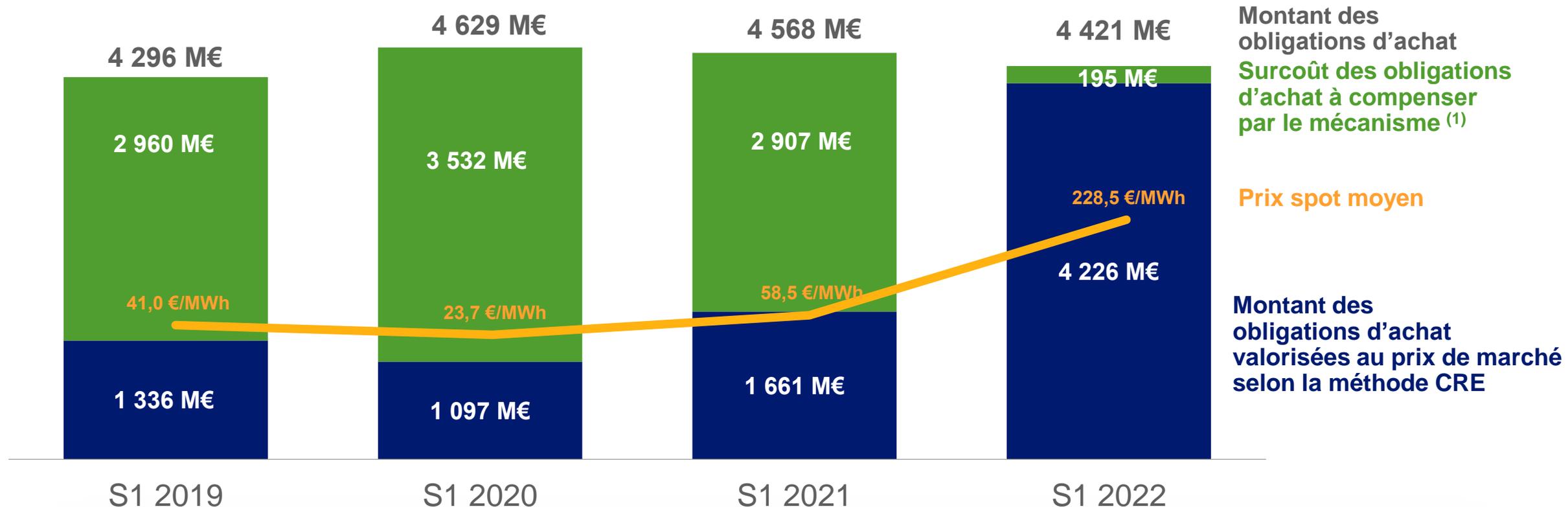
- Les charges d'obligation d'achat en métropole continentale diminuent de 2 712 M€ entre le S1 2021 et le S1 2022 en raison de la baisse des volumes ENR de -2,5 TWh (principalement éolien et particulièrement en janvier, mars et mai). La production sous OA atteint ainsi 28,9 TWh sur le S1 2022. Cette baisse des volumes s'est accompagnée d'une hausse marquée des prix de marché spot de l'électricité de 170 €/MWh observée entre le S1 2021 (58 €/MWh) et le S1 2022 (228 €/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 sur le S1 2022 en lien avec l'augmentation des prix des commodités, fuel, les quota de CO₂ qui renchérissent le coût de production de l'électricité dans les insulaires et donc le besoin de compensation par le mécanisme CSPE in fine. Les autres charges augmentent également pour tenir compte en 2022 des charges liées au plafonnement des TRV gaz, sans contrepartie en 2021.

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

(2) Les surcoûts de production et les obligations d'achat dans les ZNI ⁽³⁾, le Fonds de Solidarité Logement ainsi que certaines prestations de services à destination des clients précaires, 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 jusqu'en 2025

Réponse française aux exigences de la directive 2012/27/UE sur l'efficacité énergétique.
Début de la cinquième période des CEE 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...

...avant une révision
au S2 2022

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
- Le décret CEE 5^{ème} période rééquilibre une situation jusque-là défavorable pour 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
- Réduction des bonifications (25% de l'obligation) qui ne génèrent pas en elles-mêmes des économies d'énergie
- 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.
- Face à la baisse des indices Emmy tant pour les CEE Classiques que Précarité, les Pouvoirs Publics pourraient acter le relèvement de l'obligation 5^{ème} période dans les prochaines semaines. Par ailleurs, le package Fit For 55 et le projet de Directive européenne EED visant à renforcer les objectifs d'économies d'énergie vont entraîner une hausse prochaine de l'obligation CEE via la révision du dispositif. 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 à l'été 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 SA est le premier obligé et intervient dans plusieurs domaines :

- Résidentiel (travaux d'isolation et de remplacement des équipements de chauffage, notamment pompes à chaleur, 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...

ENEDIS ⁽¹⁾ : CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	Jun 2021	Jun 2022	Δ %
Chiffre d'affaires	8 005	8 132	+1,6
EBITDA	2 702	2 699	(0,1)
Résultat net courant	882	793	(10,1)
Investissements opérationnels bruts ⁽²⁾	2 127	2 037	(4,2)

L'EBITDA d'Enedis du S1 2022 est stable par rapport à 2021 malgré des effets prix défavorables sur les achats d'énergie pour compenser les pertes réseau et la hausse des prix du carburant, compensé par une diminution des charges de personnel liée à l'augmentation du taux d'actualisation sur les avantages à long terme.

Le résultat net est en baisse avec une augmentation des charges calculées (effets favorables en S1 2021 suite à l'augmentation de la base amortissable).

Enfin, les investissements sont en baisse du fait de l'arrêt, fin 2021, du déploiement industriel du programme Linky.

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2022

COMPTES CONSOLIDÉS



COMPTE DE RÉSULTAT SIMPLIFIÉ

En millions d'euros	S1 2021	S1 2022
Chiffre d'affaires	39 621	66 262
Achats de combustible et d'énergie	(18 753)	(48 238)
Autres consommations externes	(3 629)	(3 919)
Charges de personnel	(7 273)	(7 286)
Impôts et taxes	(2 509)	(2 383)
Autres produits et charges opérationnels	3 144	(1 764)
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	10 601	2 672
Impact de la volatilité des commodités	(541)	(993)
Dotation aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(5 194)	(5 534)
Pertes de valeur	(502)	(253)
Autres produits et charges d'exploitation	(92)	(388)
Résultat d'exploitation (EBIT)	4 272	(4 496)
Résultat financier	861	(2 947)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 133	(7 443)
Résultat net – part du Groupe	4 172	(5 293)
Résultat net courant ⁽¹⁾	3 740	(1 312)

(1) Hors éléments non récurrents et volatilité des commodités

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (1)

En millions d'euros	S1 2021	Change	Périmètre	Croissance organique	S1 2022	Δ % org.(2)
France - Activités de production et de commercialisation	16 001	-	9	7 752	23 762	48,4
France - Activités régulées (3)	9 096	-	-	482	9 578	5,3
Framatome	1 634	35	52	256	1 977	15,7
Royaume-Uni	4 887	152	(192)	2 057	6 904	42,1
Italie	3 911	-	34	9 072	13 017	232,0
Autre international	1 394	62	222	907	2 585	65,1
EDF Renouvelables	807	48	-	196	1 051	24,3
Dalkia	2 326	8	(51)	928	3 211	39,9
Autres métiers	1 887	31	(97)	5 876	7 697	311,4
Éliminations inter-segments	(2 322)	-	-	(1 198)	(3 520)	51,6
Total Groupe	39 621	336	(23)	26 328	66 262	66,4

(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	S1 2021	Change	Périmètre	Croissance organique	S1 2022	Δ % org. ⁽²⁾
France - Activités de production et de commercialisation	4 838	-	(5)	(9 821)	(4 988)	(203,0)
France - Activités régulées ⁽³⁾	3 210	-	-	(39)	3 171	(1,2)
Framatome	183	5	10	(12)	186	(6,6)
Royaume-Uni	267	8	(61)	646	860	241,9
Italie	534	-	12	76	622	14,2
Autre international	206	15	4	66	291	32,0
EDF Renouvelables	294	16	-	190	500	64,6
Dalkia	215	-	2	(32)	185	(14,9)
Autres métiers	854	18	(6)	979	1 845	114,6
Total Groupe	10 601	62	(44)	(7 947)	2 672	(75,0)

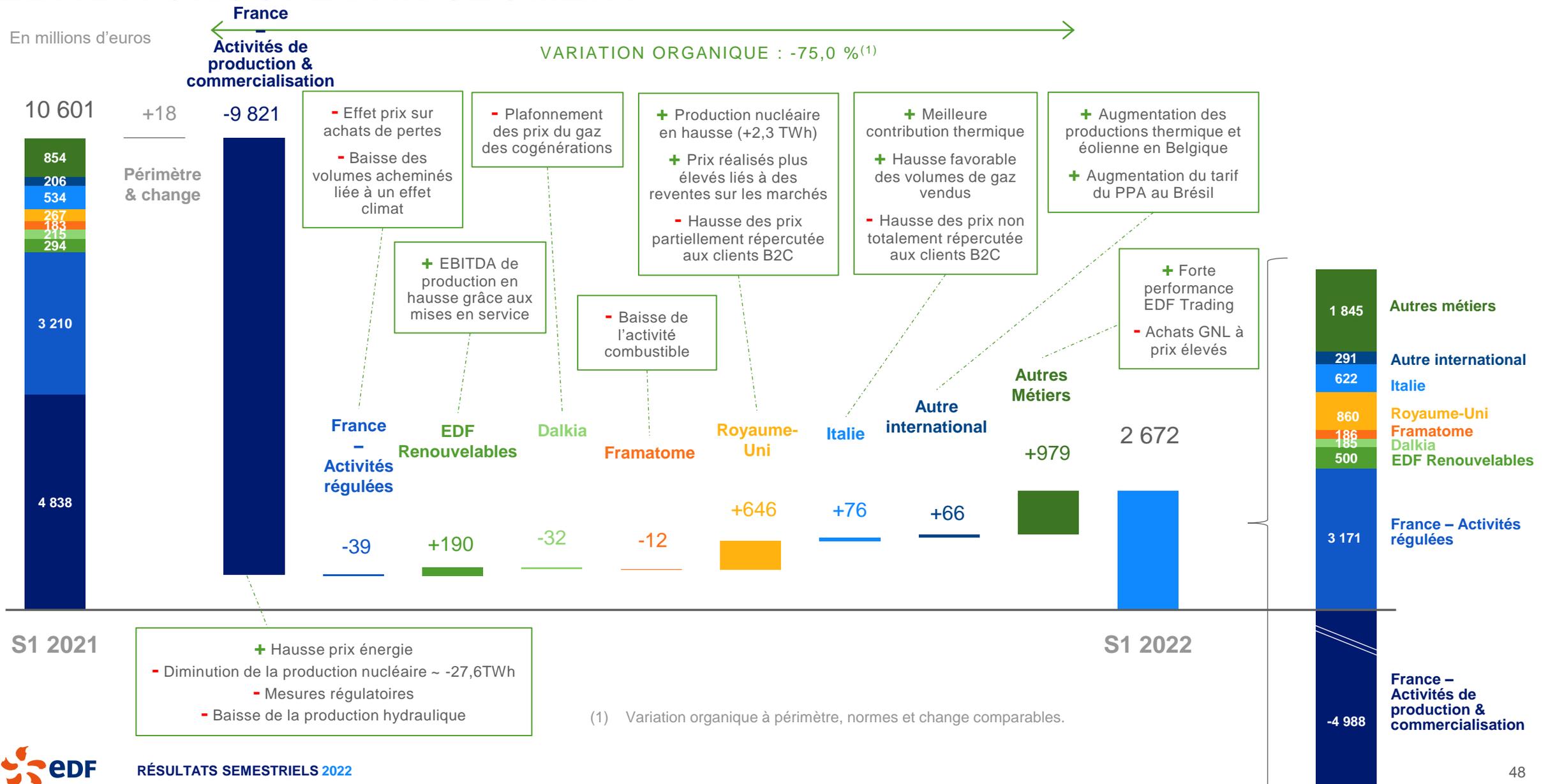
(1) En contribution au groupe

(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

EBITDA GROUPE PAR SEGMENT

En millions d'euros



SERVICES ÉNERGÉTIQUES

DALKIA

En millions d'euros	S1 2021	S1 2022	Δ %	Δ % Org.(1)
EBITDA	215	185	-14,0	-14,9

- Plafonnement des prix du gaz des cogénérations et arrêt de la plupart des cogénérations du fait du décalage de l'hiver tarifaire



SIGNATURE D'ACCORDS AVEC ARKEMA POUR UN PROJET DE VALORISATION DE CSR (2) PERMETTANT D'ÉVITER L'ÉMISSION DE 10 000 t DE CO₂ PAR AN

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

(2) CSR = combustible solide de récupération non recyclable localement.

SERVICES ÉNERGÉTIQUES GROUPE (3)

En millions d'euros	S1 2021	S1 2022	Δ %	Δ % Org.(1)
EBITDA	255	234	-8,2	-8,6
Investissements nets	(122)	(148)	+21,5	-

- **EBITDA**
 - Baisse des activités de Dalkia liées aux cogénérations
 - Croissance des ventes de services en France, en Belgique et en Italie
- **Investissements nets** en hausse chez Edison et Dalkia

(3) Les Services Énergétiques Groupe comprennent Dalkia, Dalkia Electrotechnics (ex Citelum), Izi Confort, SOWEE, IZI Solutions, IZI Solutions Renov, Izivia, EDEV, EDF China Holding, EDF Pulse Holding et les activités services d'EDF Energy, Edison, Luminus et EDF SA. Il s'agit notamment d'activités d'éclairage urbain, de réseaux de chaleur, de production décentralisée bas carbone à partir des ressources locales, de pilotage des consommations et de mobilité électrique.

FRAMATOME

En millions d'euros

	S1 2021	S1 2022	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	293	321	+9,6	+4,1
EBITDA contributif groupe EDF	183	186	+1,6	-6,6

- **Moindres ventes** d'assemblages de combustibles aux États-Unis
- **Meilleure contribution** en volume de l'activité de « Base installée » en Amérique du Nord



**ACQUISITION DES
ACTIVITÉS ENERGIE
NUCLÉAIRE ET
NAVALE DE DÉFENSE
(SOUDURES) DU
GROUPE EFINOR**



**PRISE DE
COMMANDES
S1 2022 : 2,1 Mds€⁽²⁾**

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

(2) Aux bornes de Framatome

AUTRE INTERNATIONAL

En millions d'euros

	S1 2021	S1 2022	Δ %	Δ % Org. ⁽¹⁾
EBITDA	206	291	+41,3	+32,0
<i>dont Belgique</i> ⁽²⁾	122	179	+46,7	+43,4
<i>dont Brésil</i>	77	114	+48,1	+31,2

➤ Belgique ⁽²⁾

- **Thermique** : bonne performance des activités thermiques également plus sollicitées
- **Éolien** : hausse de la production de +15,6 % en lien avec des conditions de vent plus favorables qu'au S1 2021 et la progression des capacités installées à 599 MW ⁽³⁾ (+7,5 % vs fin juin 2021)
- **Activités commerciales** : bonne résilience liée à l'augmentation du portefeuille B2C dans un contexte de forte intensité concurrentielle et croissance des activités de services
- **Achats d'électricité** à prix élevés dus à l'arrêt non planifié de la centrale nucléaire de Chooz ⁽⁴⁾

➤ Brésil

- Augmentation du tarif du contrat de vente d'électricité (PPA) d'EDF Norte Fluminense



RÉALISATIONS DES 2/3
DU CHANTIER DE LA
CENTRALE
HYDRAULIQUE DE
NACHTIGAL (420 MW)

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

(2) Luminus et EDF Belgium.

(3) Capacité nette au périmètre Luminus. 664 MW en capacité brute (croissance de +1 % vs fin 2021).

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

ÉVOLUTION DE LA VOLATILITÉ DES COMMODITÉS (1)

En millions d'euros	S1 2021	S1 2022	Δ
France - Activités de production et commercialisation	(223)	(444)	(221)
France - Activités régulées	(8)	(28)	(20)
Royaume-Uni	22	12	(10)
Italie	(14)	(7)	7
Dalkia	-	(119)	(119)
Autres métiers	(318)	(407)	(89)
Total Groupe (2)	(541)	(993)	(452)

(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

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	S1 2021	S1 2022	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(754)	(728)	26
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	(760)	(784)	(24)
Charges de désactualisation	(1 016)	502	1 518
Autres produits et charges financiers	2 631	(2 721)	(5 352)
<i>Dont plus-values sur cessions d'actifs dédiés</i>	34	(115)	(149)
<i>Dont variation nette de juste valeur de titres de dette et de capitaux propres des actifs dédiés</i>	1 836	(3 196)	(5 032)
Résultat financier	861	(2 947)	(3 808)
<i>Hors éléments non récurrents, avant impôts (dont variation nette de la JV des instruments financiers IFRS 9)</i>	(1 854)	3 477	5 331
Résultat financier courant	(993)	530	1 523

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

En millions d'euros	S1 2021	S1 2022	Δ
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(760)	(784)	(24)
Intérêts courus non échus	(86)	31	117
Autres produits & charges financiers (y compris dividendes)	453	329	(124)
Frais financiers nets décaissés	(393)	(424)	(31)

RÉSULTAT NET – PART DU GROUPE

En millions d'euros	S1 2021 courant	S1 2021 non courant	S1 2021	S1 2022 courant	S1 2022 non courant	S1 2022
EBITDA	10 601	-	10 601	2 672	-	2 672
Volatilité des commodités	-	(541)	(541)	-	(993)	(993)
Dotation aux amortissements et provisions pour renouvellement	(5 122)	(72)	(5 194)	(5 534)	-	(5 534)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	-	(594)	(594)	-	(641)	(641)
EBIT	5 479	(1 207)	4 272	(2 862)	(1 634)	(4 496)
Résultat financier	(993)	1 854	861	530	(3 477)	(2 947)
Impôts sur les résultats	(1 187)	(271)	(1 458)	609	1 231	1 840
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	378	(34)	344	581	(137)	444
Résultat net des activités en cours de cession	(3)	-	(3)	4	-	4
Déduction du résultat net – part des minoritaires	(66)	(90)	(156)	174	(36)	138
Résultat net - part du groupe	3 740	432	4 172	(1 312)	(3 981)	(5 293)

QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES

En millions d'euros	S1 2021	S1 2022	Δ
CTE/RTE	116	246	130
CENG	105	-	(105)
Autres ⁽¹⁾	123	198	75
TOTAL	344	444	100

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

RÉSULTAT NET – PART DES MINORITAIRES

En millions d'euros	S1 2021	S1 2022	Δ
Framatome	2	-	(2)
Royaume-Uni	(215)	27	242
Italie	11	33	22
Autre international	4	(4)	(8)
EDF Renouvelables	8	53	45
Autres	34	29	(5)
TOTAL	(156)	138	294

ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros	S1 2021	S1 2022
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	10 601	2 672
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	(391)	(3 343)
Excédent brut d'exploitation Cash (EBITDA Cash)	10 210	(671)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(1 896)	6 804
Investissements nets – hors cessions 2020-2022 ⁽¹⁾	(7 679)	(8 474)
Dividendes reçus des entreprises associées	112	98
Autres éléments	(181)	(608)
Cash flow généré par les opérations	566	(2 851)
Cessions d'actifs	420	9
Impôts sur le résultat payé	(343)	(202)
Frais financiers nets décaissés	(393)	(424)
Actifs dédiés	(79)	30
Dividendes versés	(411)	(543)
Cash flow Groupe	(240)	(3 981)
Emissions d'emprunt d'hybrides et autres variations monétaires	942	3 230
Variation monétaire de l'endettement financier net	702	(751)
Effet de la variation de change	(304)	(113)
Autres variations non monétaires – IFRS 16	(364)	(237)
Autres variations non monétaires	1 249	1 318
Variation de l'endettement financier net des activités poursuivies	1 283	217
Variation de l'endettement financier net des activités en cours de cession	-	-
Endettement financier net d'ouverture	42 290	42 988
Endettement financier net de clôture	41 007	42 771

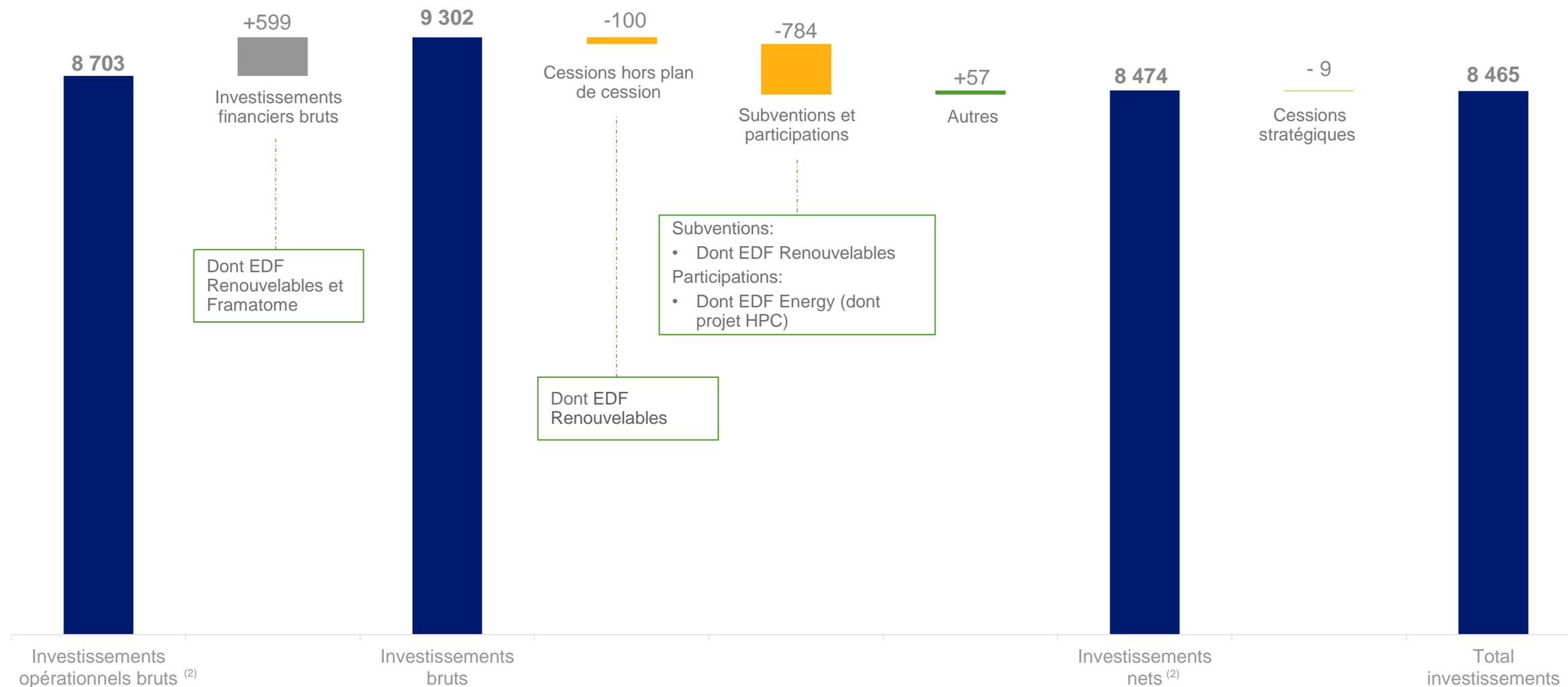
(1) Y compris HPC et Linky

INVESTISSEMENTS NETS

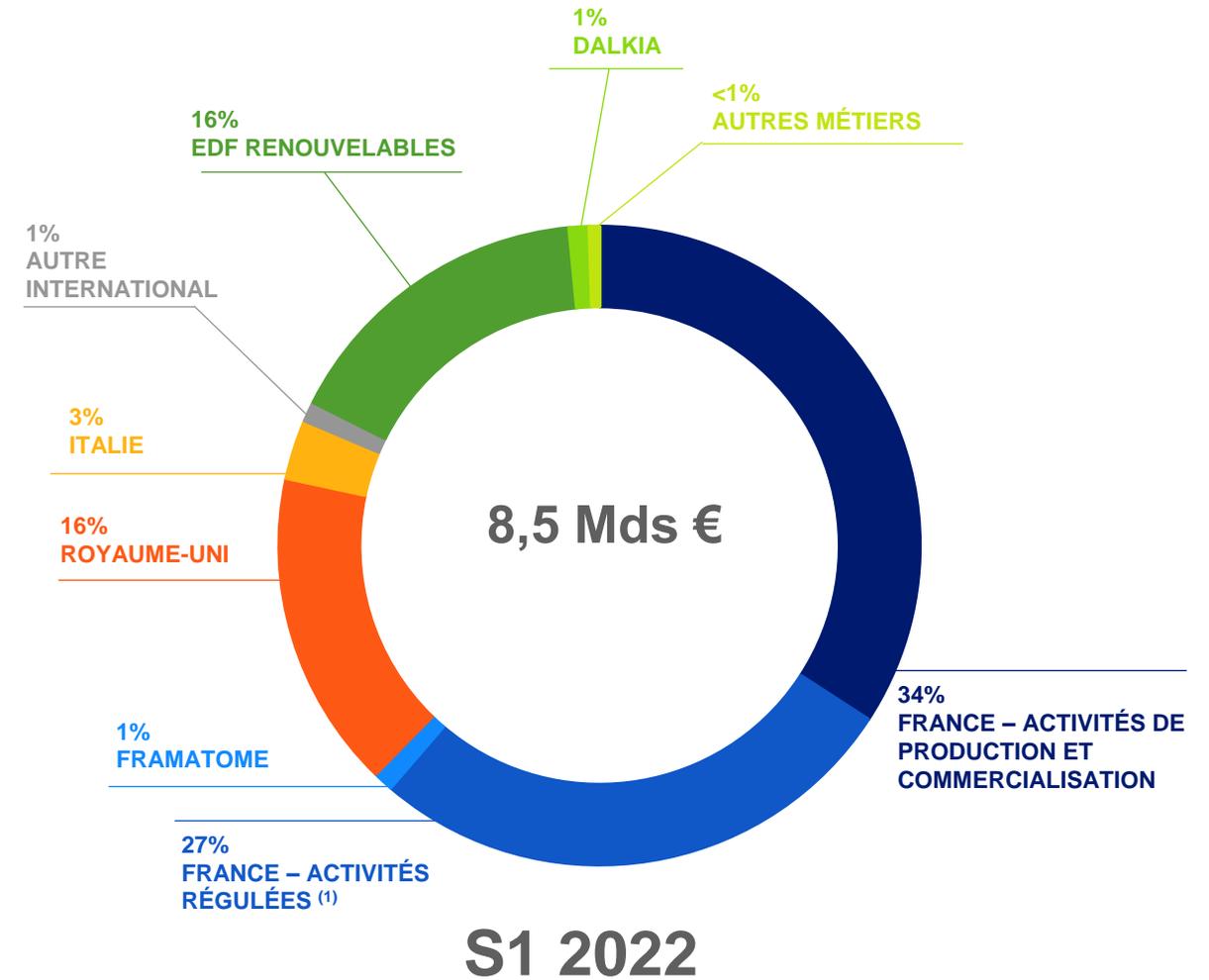
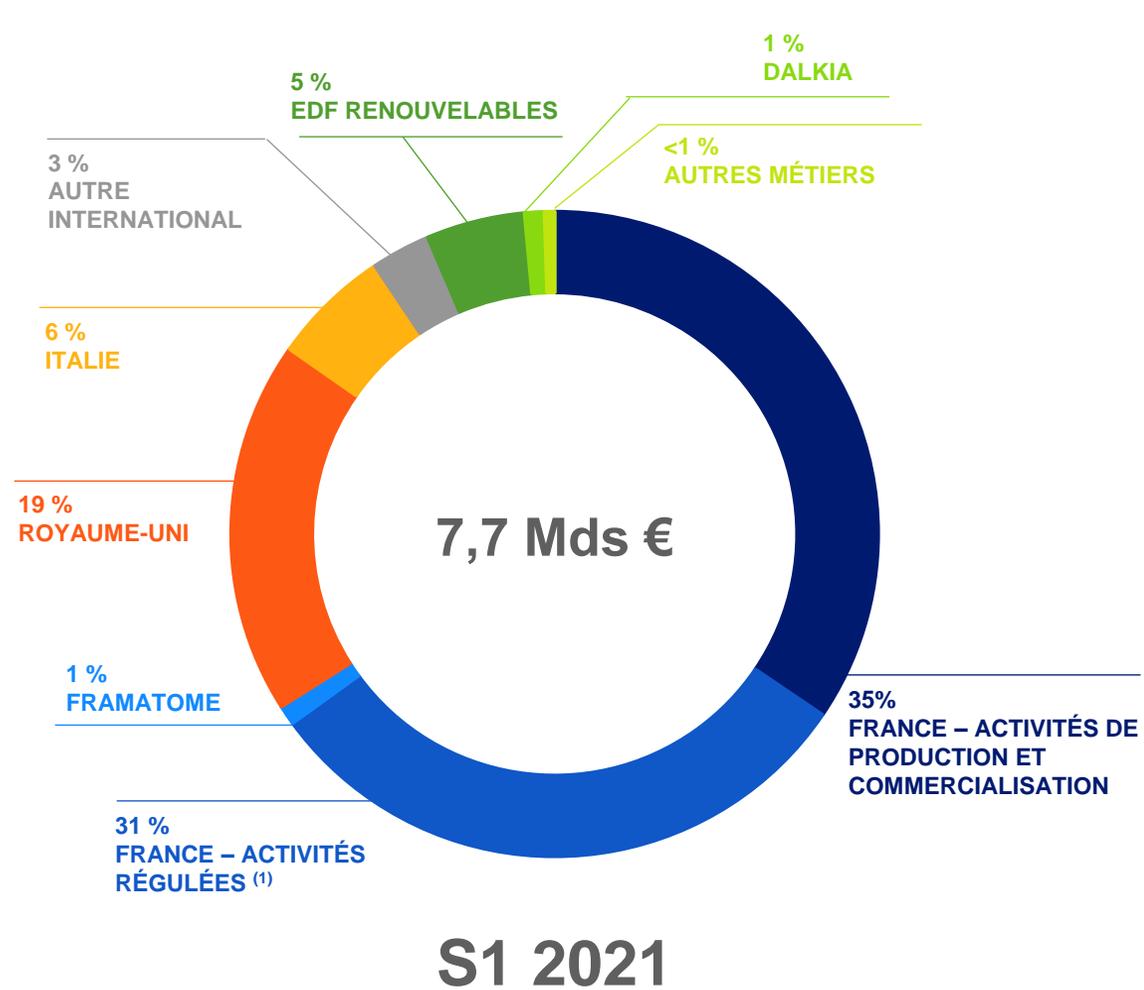
En millions d'euros	S1 2021	S1 2022	Δ	Δ %
France – Activités de production et commercialisation	2 655	2 850	195	7
France – Activités régulées	2 407	2 310	(97)	(4)
Framatome	74	112	38	51
Royaume-Uni	1 433	1 396	(36)	(3)
Italie	486	256	(230)	(47)
Autre international	197	78	(119)	(60)
EDF Renouvelables	368	1 384	1 016	276
<i>Dont investissements bruts</i>	<i>1 032</i>	<i>1 654</i>	<i>622</i>	<i>60</i>
<i>Dont désinvestissements et subventions</i>	<i>(664)</i>	<i>(270)</i>	<i>394</i>	<i>59</i>
Dalkia	80	78	(2)	(3)
Autres métiers	(21)	10	31	<i>n.a</i>
INVESTISSEMENTS NETS HORS PLAN DE CESSIION D'ACTIFS	7 679	8 474	795	10
Plan de cessions d'actifs Groupe	(420)	(9)	411	98
Investissements nets	7 259	8 465	1 206	17

NB : Chiffres arrondis à l'entier le plus proche

INVESTISSEMENTS : PASSAGE DU BRUT AU NET (1)

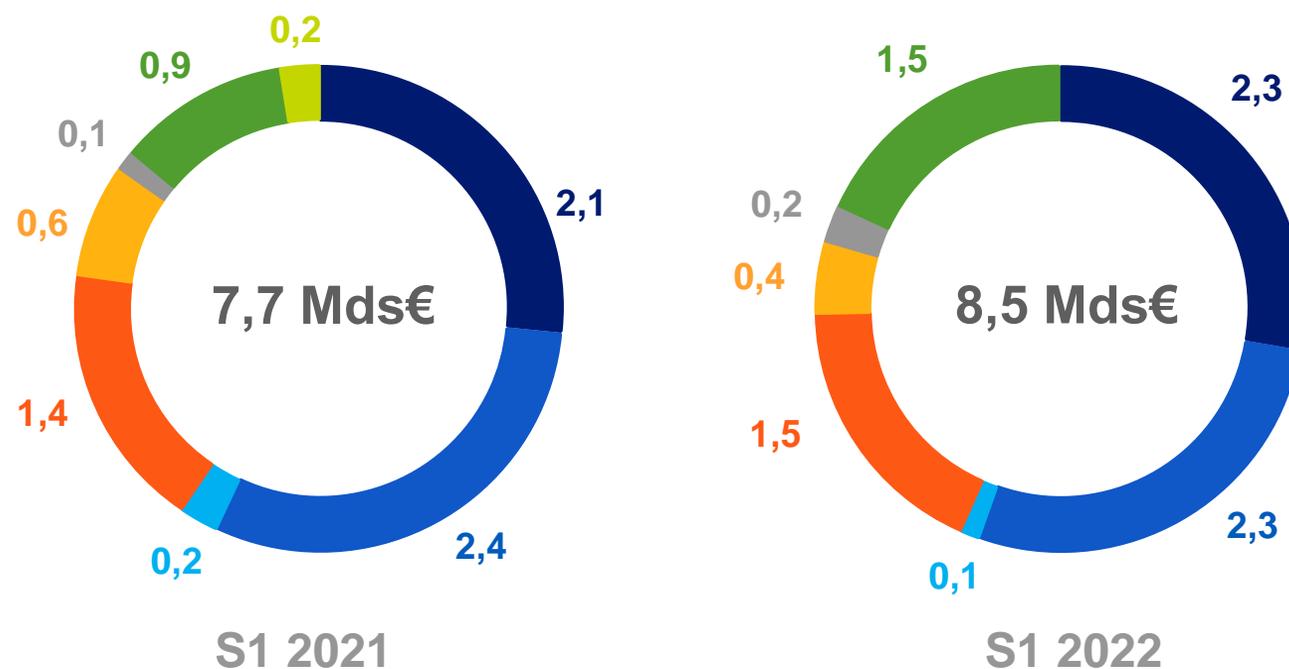


INVESTISSEMENTS NETS TOTAUX Y COMPRIS ACQUISITIONS, HORS PLAN DE CESSION



INVESTISSEMENTS NETS Y COMPRIS ACQUISITIONS HORS PLAN DE CESSION

En milliards d'euros



NB : chiffres arrondis à la décimale la plus proche

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

Données S1 2022

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

BILAN SIMPLIFIÉ

ACTIF (en millions d'euros)	31/12/2021	30/06/2022	PASSIF (en millions d'euros)	31/12/2021	30/06/2022
Actif immobilisé	188 416	189 612	Capitaux propres - part du Groupe	50 211	59 107
Autres actifs non courants	67 452	69 038	Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	11 778	12 211
Actifs non courants	255 868	258 650	Total des capitaux propres	61 989	71 318
Stocks et clients	38 432	37 108	Provisions non courantes	89 225	75 786
Autres Actifs courants	56 678	100 537	Passifs spécifiques des concessions	48 853	49 072
Trésorerie et équivalents	9 919	7 418	Autres passifs non courants	63 760	75 660
Actif courant	105 029	145 063	Passifs non courants	201 838	200 518
Actifs détenus en vue de leur vente	69	74	Passifs courants	97 109	131 921
			Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	30	30
Total Actifs	360 966	403 787	Total Passif	360 966	403 787

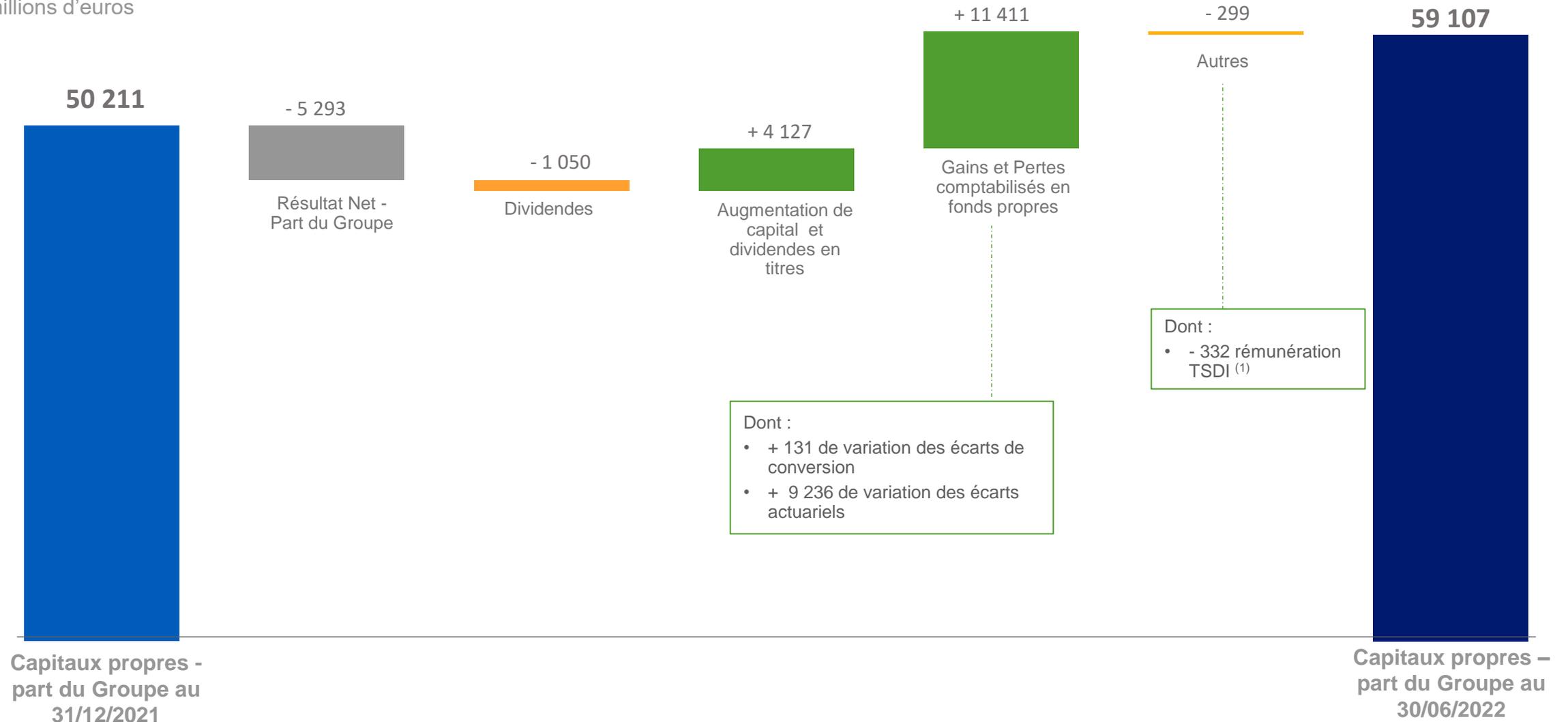
GOODWILL

En millions d'euros	31/12/2021	30/06/2022	Δ
EDF Energy ⁽¹⁾	8 095	7 928	(167)
Framatome	1 428	1 450	22
Dalkia	592	588	(4)
Autres	830	854	24
TOTAL	10 945	10 820	(125)

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

CAPITAUX PROPRES - PART DU GROUPE

En millions d'euros



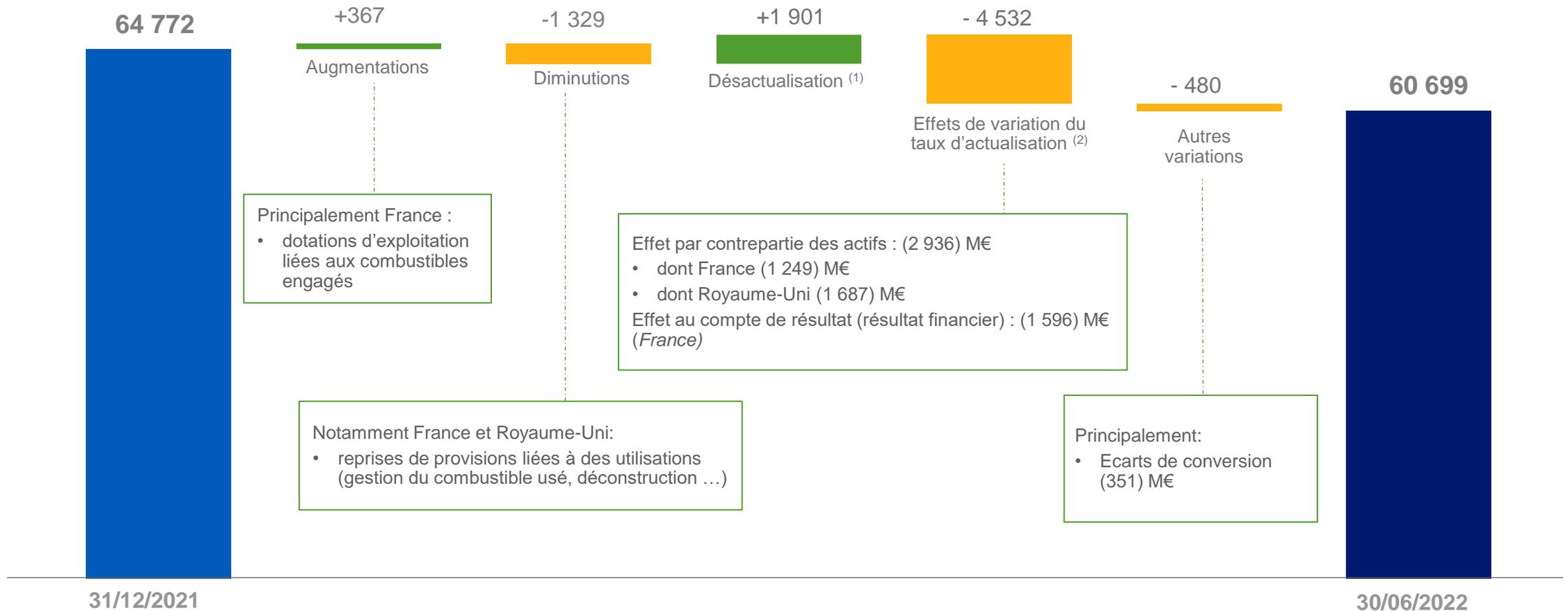
(1) Titres subordonnés à durée indéterminée

PROVISIONS GROUPE

En millions d'euros	31 décembre 2021			30 juin 2022		
	Courant	Non Courant	Total	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 359	28 155	29 514	1 369	25 934	27 303
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	1 346	33 912	35 258	1 509	31 887	33 396
Autres provisions pour déconstruction	95	1 872	1 967	141	1 979	2 120
Provisions pour avantages du personnel	791	21 716	22 507	748	12 402	13 150
Autres provisions	3 245	3 570	6 815	6 081	3 584	9 665
Total des provisions	6 836	89 225	96 061	9 848	75 786	85 634

PROVISIONS NUCLÉAIRES GROUPE

En millions d'euros



(1) Impact en compte de résultat dont désactualisation France +856 M€ et désactualisation Royaume-Uni + 1 040 M€ (à noter pour le Royaume-Uni 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)

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

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

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros	31/12/2021	Dotations nettes	Effets de l'actualisation ⁽¹⁾	Autres variations ⁽²⁾	30/06/2022
Total des provisions pour aval du cycle nucléaire	26 052	(372)	(871)	(373)	24 436
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 819	(242)	(61)	(130)	11 386
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	(130)	(810)	(243)	13 050
Total des provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20 390	(8)	131	(1 073)	19 440
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	(8)	82	(820)	16 984
Provisions pour derniers cœurs	2 660	-	49	(253)	2 456
TOTAL PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE	46 442	(380)	(740)	(1 446)	43 876

NB : Concernant la dotation aux actifs dédiés en couverture des provisions nucléaires, cf. la slide « Actifs dédiés » en page 85

(1) Effets en compte de résultat (résultat financier) dont: charge de désactualisation de l'exercice pour 856 M€ et effets de la variation du taux d'actualisation réel pour les provisions non adossées à des actifs pour (1 596) M€

(2) 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 2021	Juin 2022
Taux plafond réglementaire – réel	2,8 %	2,9 % ⁽¹⁾
Taux d'actualisation nominal	3,7 %	4,5 %
Taux d'actualisation réel	2,0 %	2,3 %
Inflation	1,7 %	2,2 %

Le taux réel d'actualisation, calculé selon les modalités de calcul appliquées depuis fin 2020, s'établit à 2,3% au 30 juin 2022 compte tenu des données de marché à cette date, avec une hypothèse d'inflation de 2,2 %.

Le taux d'actualisation réel est en hausse de 30 bps par rapport à fin 2021

(1) 2,85 % arrondi 2,9 %

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 est 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 pour l'année 2022 donne **un plafond réglementaire du taux d'actualisation de 2,85 % en valeur réelle.**

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

EVOLUTION DES MODALITÉS DE CALCUL DU TAUX D'ACTUALISATION

- Le taux d'actualisation est établi depuis fin 2020 sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend :
 - une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR ⁽¹⁾ (Ultimate Forward Rate) ;
 - à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB.Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite.
- L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).
- Cette modalité de calcul du taux d'actualisation conduit au 30 juin 2022 à un taux d'actualisation nominal de 4,5 % associé à un taux d'inflation de 2,2 % (respectivement 3,7 % et 1,7 % au 31 décembre 2021), soit un taux réel en hausse de 30 bps à 2,3 %
- L'impact de cette hausse de 0,3 % du taux réel sur la dette économique ajustée (DEA) correspond à la baisse des provisions nucléaires ⁽²⁾, soit -2,8 Mds€ (pas d'impact sur l'EFN, en l'absence notamment de besoin de dotation aux actifs dédiés, le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %)

(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.

(2) Hors notamment la part amont des provisions pour derniers coeurs

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

SENSIBILITÉS AU 30/06/2022

- 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 : 933 M€ ⁽²⁾ (dont 835 M€ pour les provisions couvertes par des actifs dédiés)
 - Sur le résultat avant impôts : (515) 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 30 juin 2022

(2) Dont 418 M€ ayant pour contrepartie des actifs

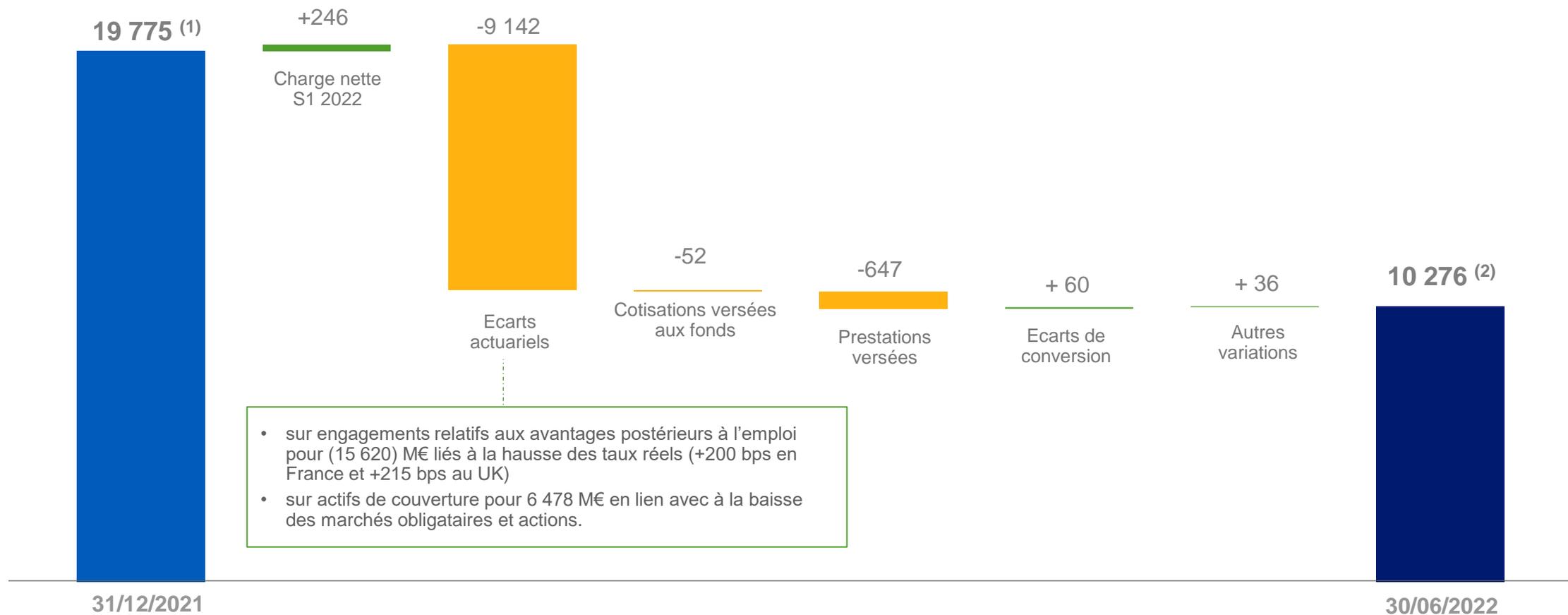
(3) Pas de nécessité de doter dès lors que le taux de couverture atteint 100 %

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE : ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU TAUX D'ACTUALISATION SUR BASE DES PROVISIONS AU 30/06/2022 (5/5)

<i>Pour une variation de 10 points de base</i>	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	11 386	(106)	109	91	(94)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	13 050	(394)	419	318	(340)
Déconstruction et derniers cœurs					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 090	(269)	276	-	-
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 894	(78)	81	78	(81)
Derniers cœurs	2 456	(46)	48	-	-
Total	43 876	(893)	933	487	(515)
<i>Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	32 158	(798)	835	432	(459)

PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL GROUPE : VARIATION DU PASSIF NET

En millions d'euros

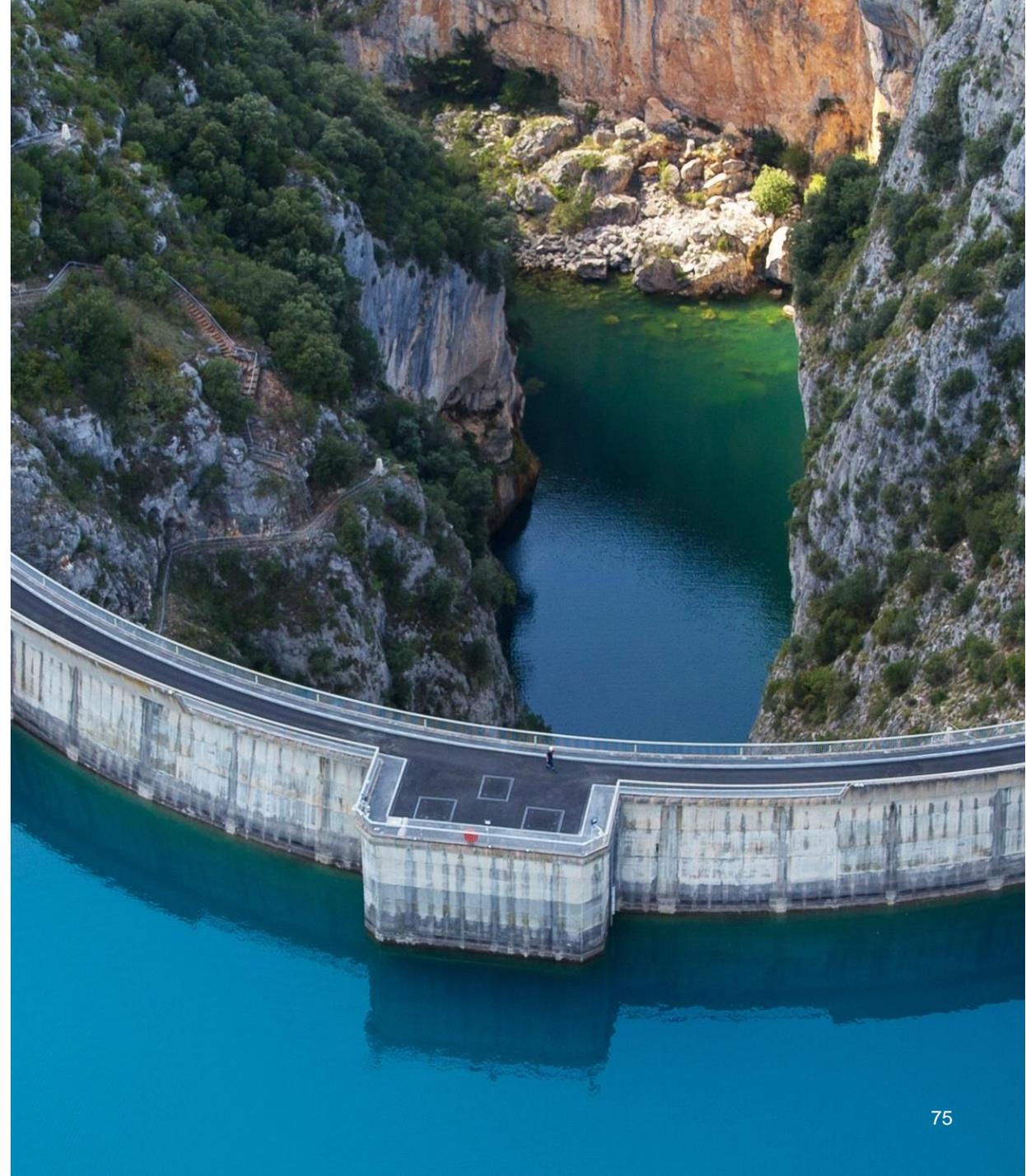


(1) Dont 22 508 M€ de provisions pour avantages du personnel et (2 733) M€ d'actifs financiers non courants

(2) Dont 13 150 M€ de provisions pour avantages du personnel et (2 874) M€ d'actifs financiers non courants

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2022

FINANCEMENT ET TRÉSORERIE



ENDETTEMENT ET LIQUIDITÉ

En milliards d'euros	30/06/2021	31/12/2021	30/06/2022
Endettement financier net	41,0	43,0	42,8
Ratio EFN / EBITDA	2,21x	2,39x	4,24x
Dette			
• Dette obligataire	46,8	49,2	45,1
• Maturité moyenne de la dette brute (années)	15,3	13,7	12,2
• Coupon moyen	2,27 %	2,06 %	1,87 %
Liquidités brutes ⁽¹⁾	28,4	35,7	42,7
Emprunts et dettes financières - part courante (hors dérivés)	(9,3)	(15,1)	(13,7)
Liquidités nettes	19,1	20,6	29,0

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

ENDETTEMENT FINANCIER NET

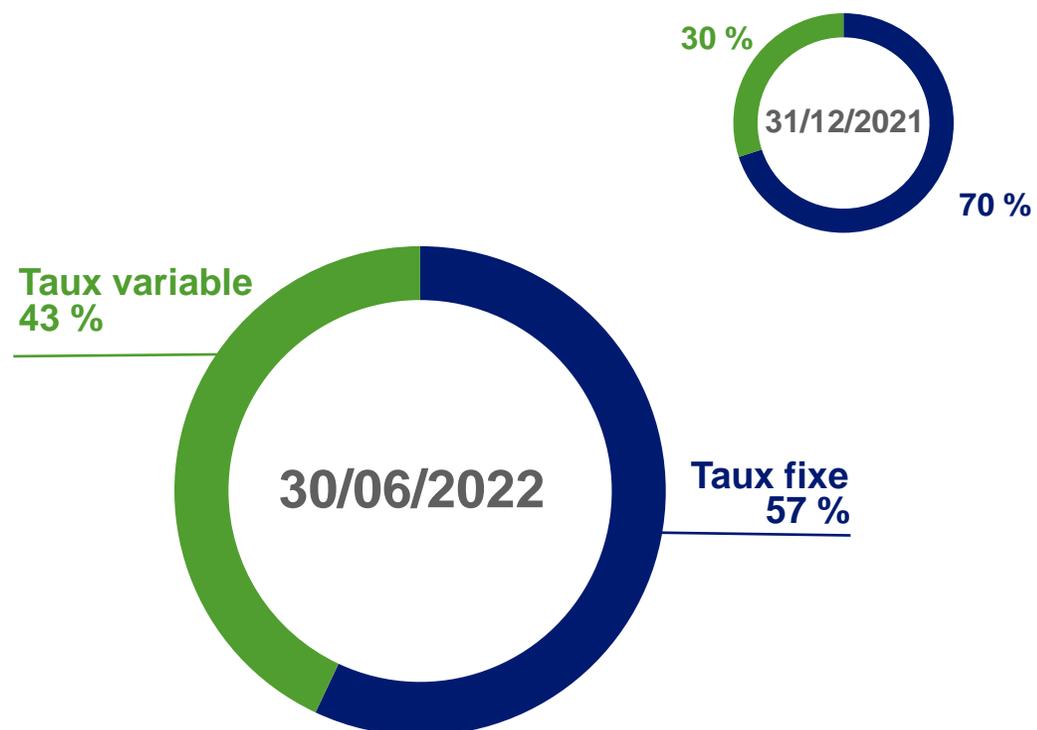
En millions d'euros	30/06/2021 ⁽¹⁾	31/12/2021 ⁽¹⁾	30/06/2022 ⁽¹⁾
Emprunts et dettes financières	61 503	69 406	77 425
Dérivés de couverture de dettes	(2 831)	(3 762)	(3 893)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 928)	(9 919)	(7 418)
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(11 715)	(12 737)	(23 323)
Dérivés de couverture des actifs	-	-	(20)
Dettes financières nettes reclassées (IFRS 5) ⁽²⁾	(22)	-	-
Endettement financier net	41 007	42 988	42 771

(1) Après application de la norme IFRS 16

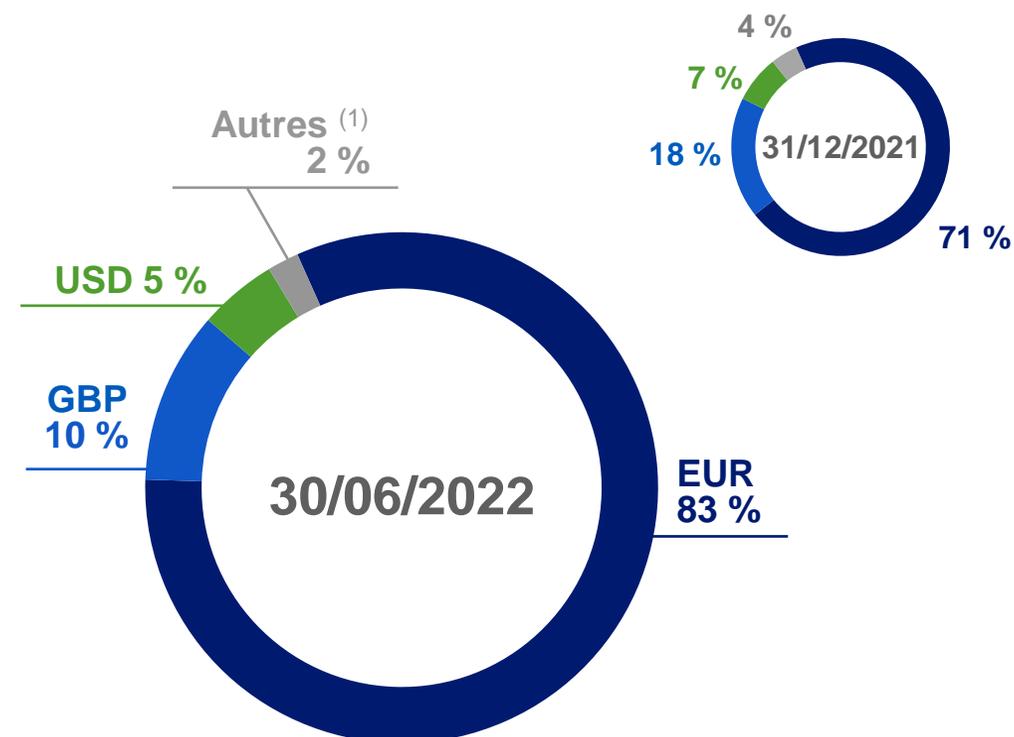
(2) Suite à la cession de l'activité E&P d'Edison

DETTE FINANCIÈRE BRUTE APRÈS SWAPS

Ventilation par type de taux



Ventilation par devise

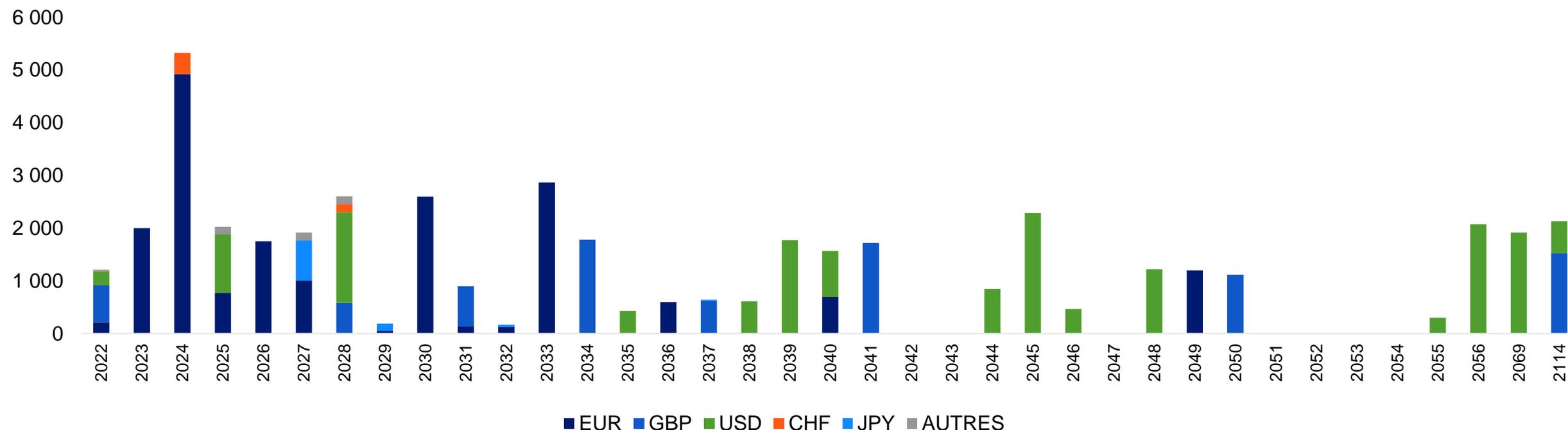


(1) Principalement CHF, PLN, CAD et JPY

TOMBÉES DE DETTES OBLIGATAIRES PAR DEVISE

En millions d'euros, avant swaps

Dont (en équivalent M€)	S1 2022	2023	2024	2025
EUR	10	2 000	4 917	771
GBP	469	-	-	-
USD	-	-	-	1 111



PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 30 JUIN 2022 (1/2)

	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75%
	09/2009	09/2024	2 492	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%
Green Bond	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%
Green Bond	11/2021 ⁽²⁾	11/2033	1 750	EUR	1,00%

(1) Date de réception des fonds

(2) Emission initiale de 1 750 M€ complétée par un abondement de 100 M€

PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 30 JUIN 2022 (2/2)

Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13%
09/2016	10/2036	750	USD	1,88%
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	5,12%
10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99%
11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50%
02/2014	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.

Il n'y a pas eu de nouvelle émission au premier semestre 2022 en raison de conditions de marchés très dégradées pour ce type d'instrument. La prochaine échéance de remboursement est le 29 janvier 2023 et concerne l'obligation hybride perpétuelle 5,25% émise le 29 janvier 2013 pour un montant résiduel de 2 098 millions d'USD.

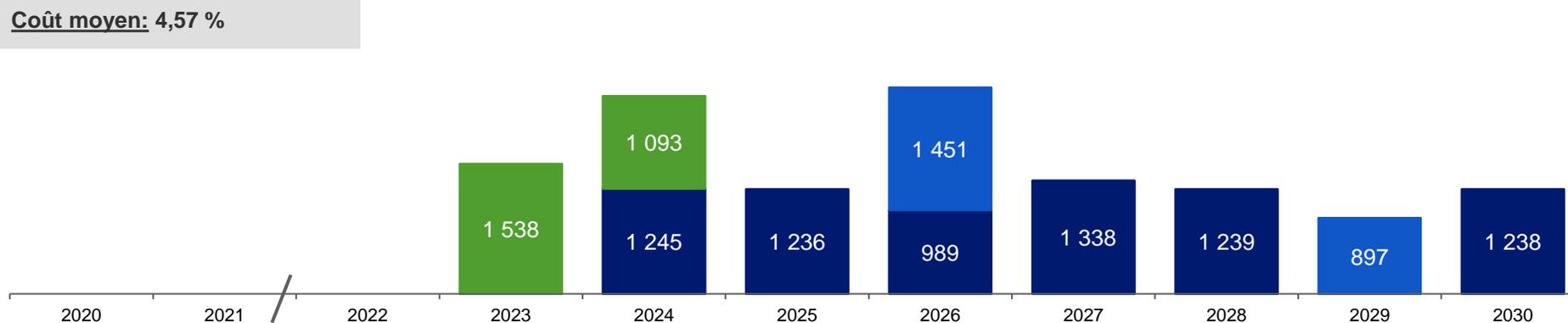
Stock de titres hybrides suite à l'émission de nouveaux titres (en millions d'euros) ⁽¹⁾

Montant total: 12,3 Mds € ⁽¹⁾

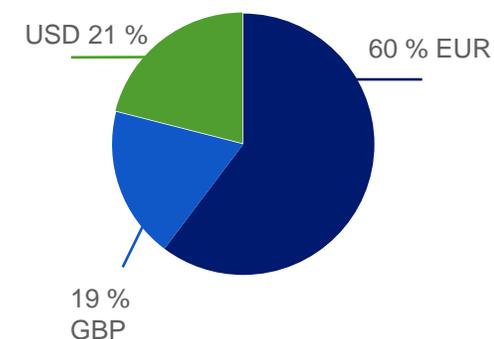
Maturité moyenne: 4,77 ans

Coût moyen: 4,57 %

Echéancier en base correspondant aux premières dates de call

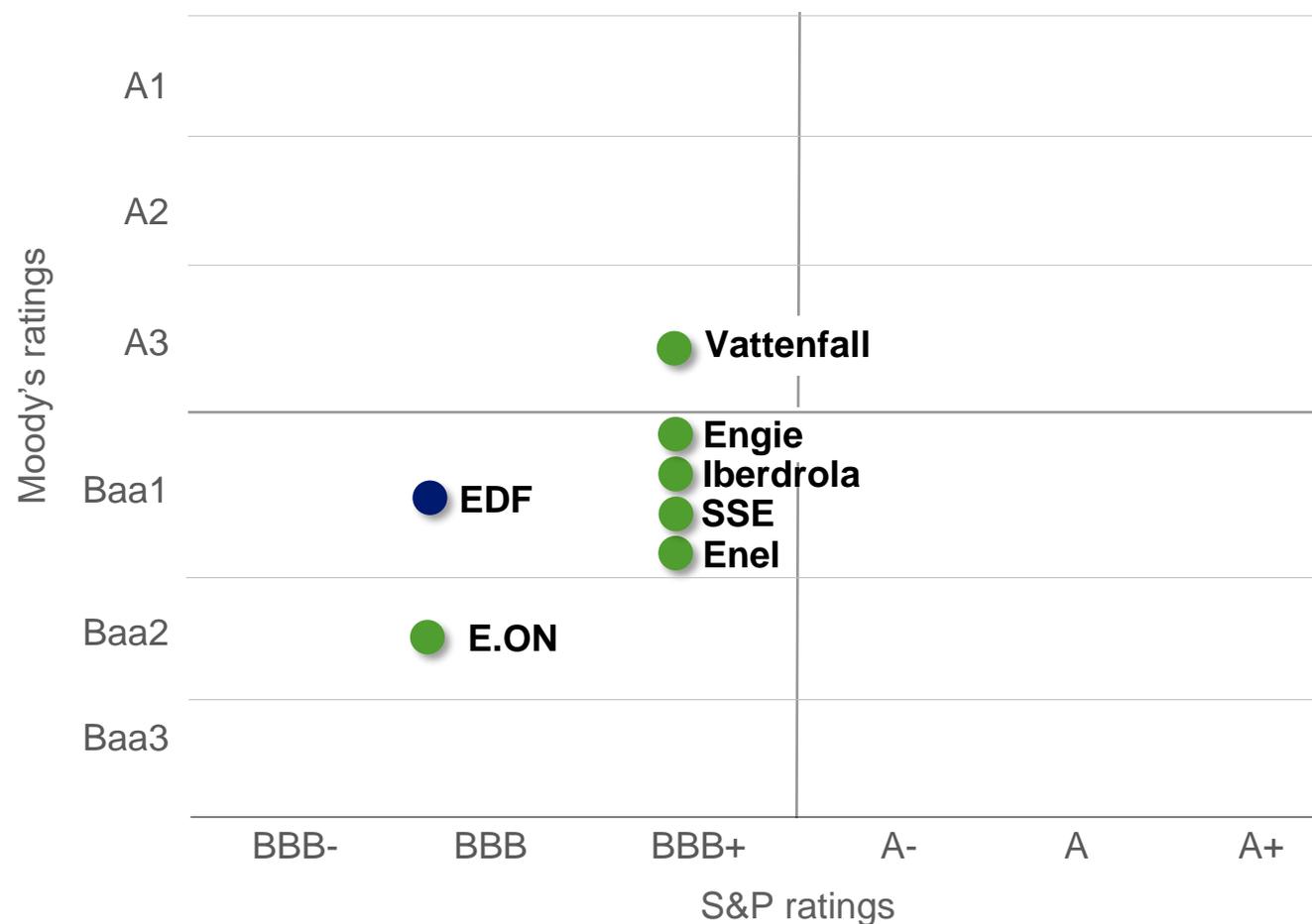


Répartition du stock par devise



(1) Taux de change au moment de l'émission

NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



	S&P ratings	Moody's ratings	Fitch ratings
EDF	BBB negative ⁽¹⁾	Baa1 negative ⁽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- negative	n.d.	n.d.
RWE	n.d.	Baa2 stable	BBB+ stable

Sources: agences de notations, données au 27/07/2022

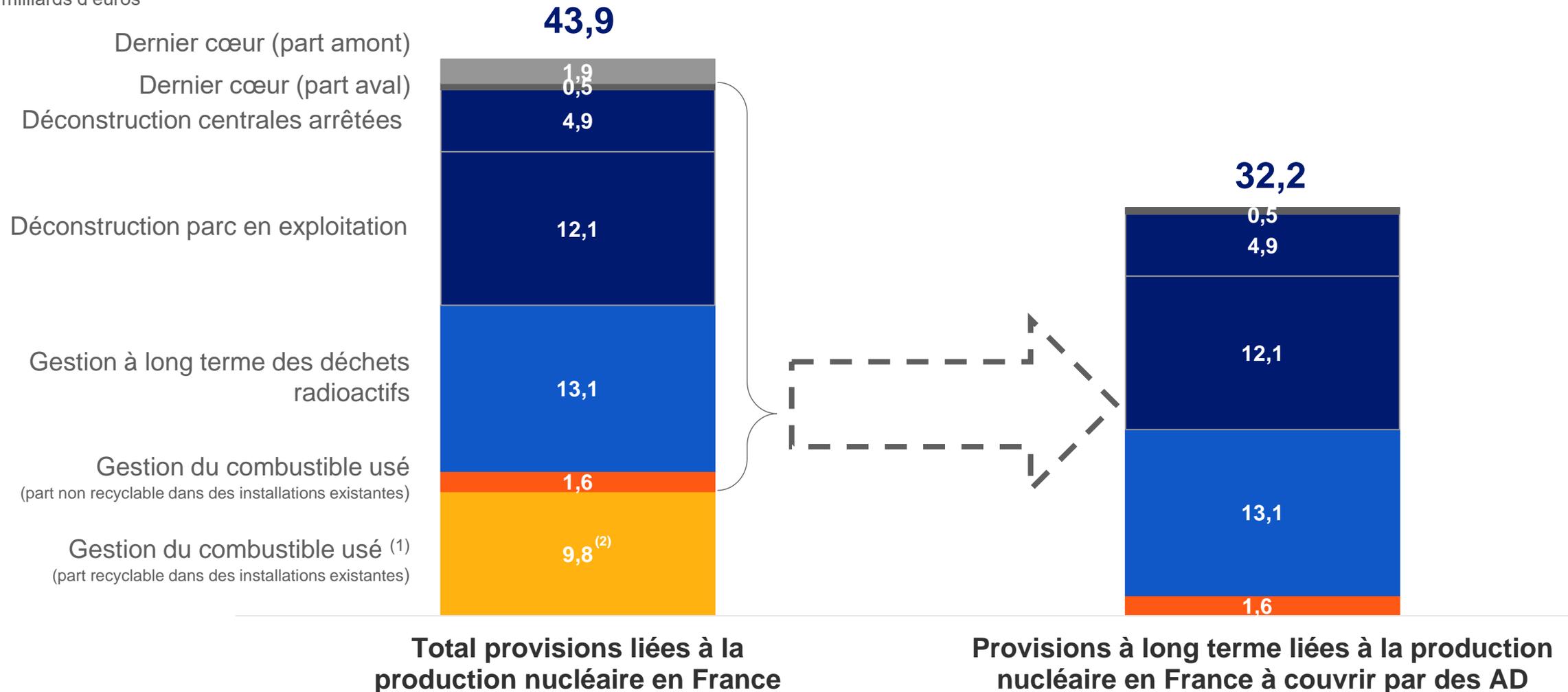
(1) Actualisation de la notation et de la surveillance du groupe EDF par S&P en date du 24 mai 2022

(2) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Moody's en date du 21 février 2022

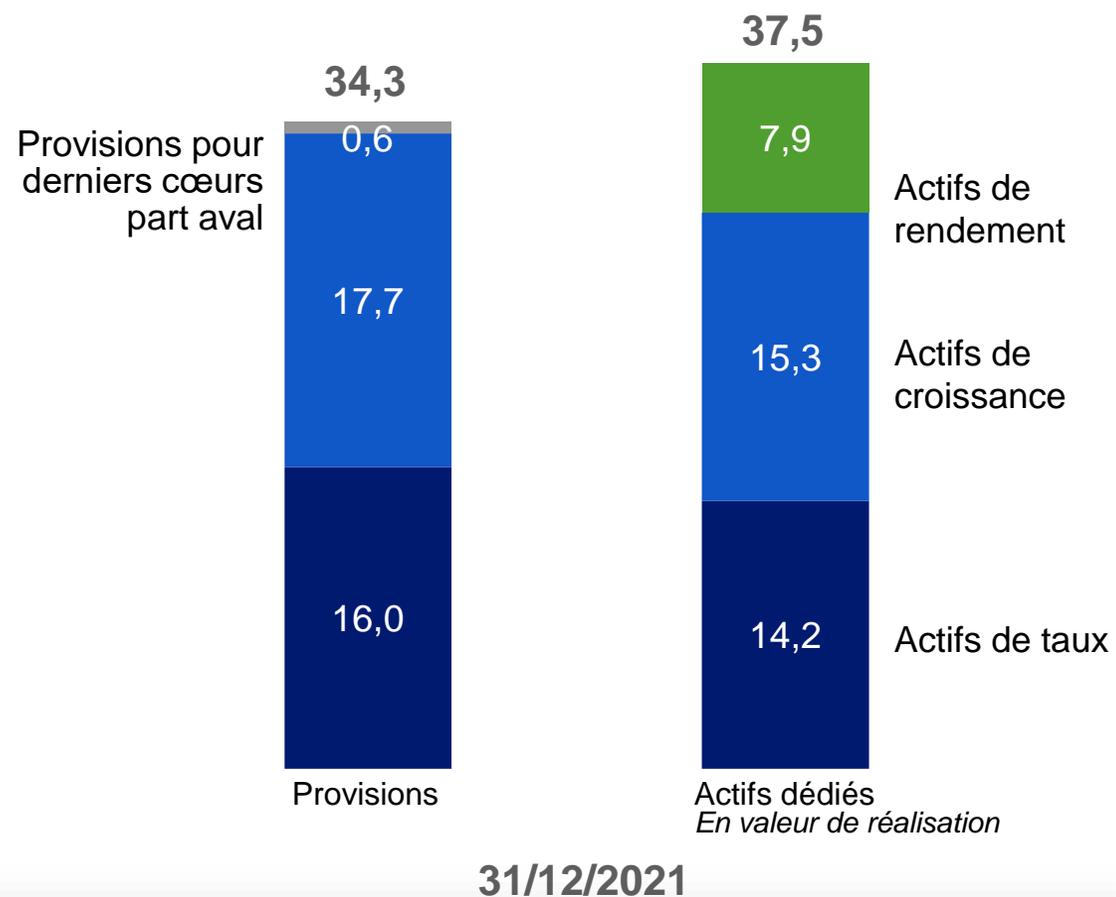
(3) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Fitch en date du 2 mars 2022

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

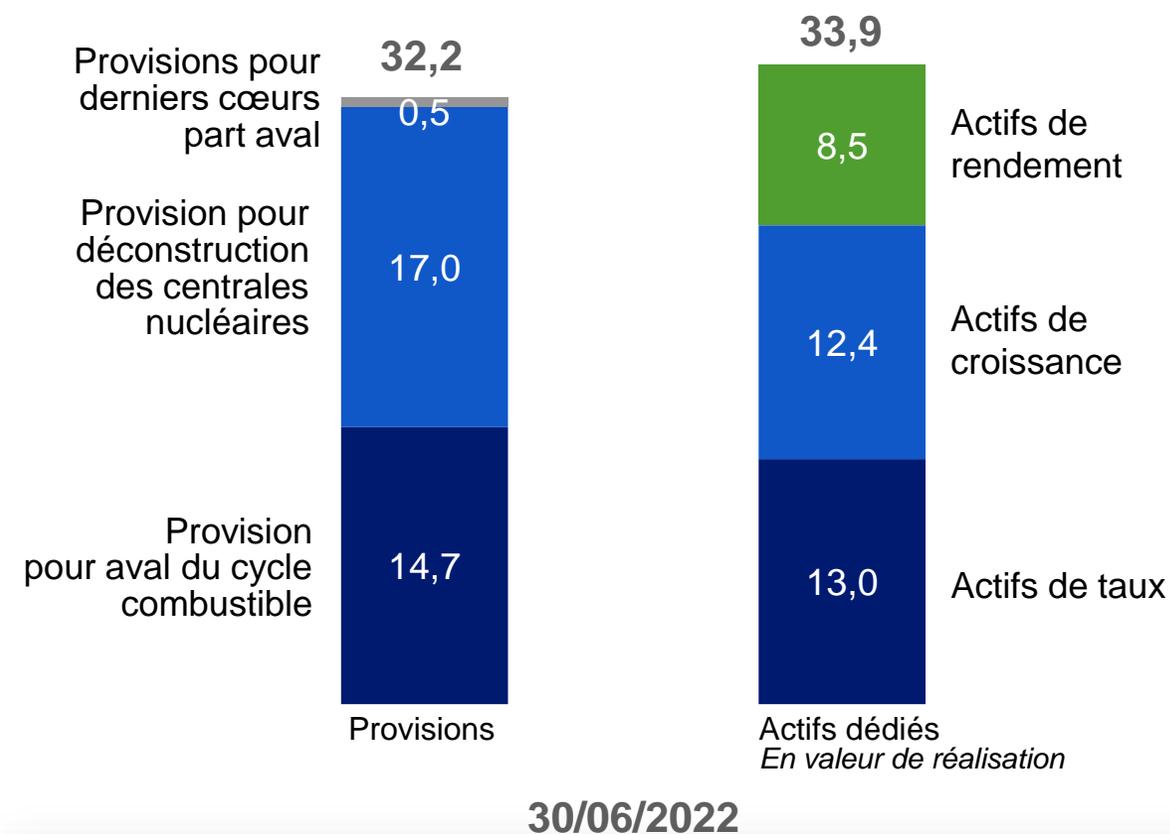
En milliards d'euros



ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA



- Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire était de 109,3%
- Pas de dotation aux Actifs Dédiés 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



- Au 30 juin 2022, le taux de couverture réglementaire est de 105,3%

PERFORMANCE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA ⁽¹⁾

**ACTIFS DE
RENDEMENT:**
+ 7,3 %

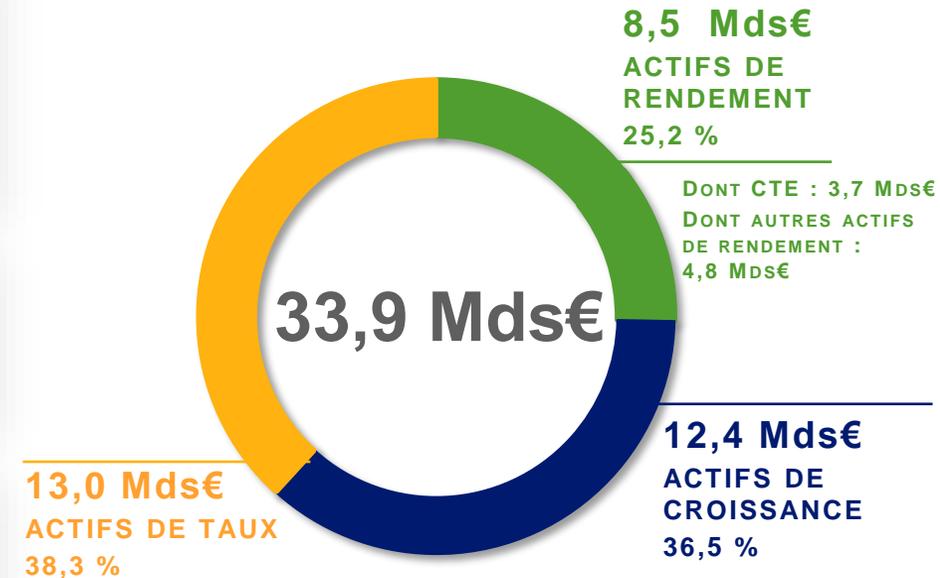
La performance des actifs de rendement, constitués d'actifs immobiliers et d'infrastructures, s'explique par les dividendes reçus et par la variation de juste valeur des participations au cours du semestre. Cette performance solide (+ 7,3 %) est obtenue grâce à une bonne diversification sectorielle et géographique.

**ACTIFS DE
CROISSANCE:**
- 16,0 %

Les marchés d'actions cotées ont réagi négativement à la hausse importante des taux réels depuis le début d'année, en particulier dans les marchés développés. Les fonds de croissance résistent en revanche.

ACTIFS DE TAUX:
- 9,9 %

Les actifs de taux subissent des hausses d'inflation (résultant notamment des hausses de prix de l'énergie) qui poussent les banques centrales à durcir leur politique monétaire, et ont pour conséquence une augmentation des taux réels. Les actifs de crédit subissent par ailleurs la hausse des spreads tant sur le High Yield que sur l'Investment Grade. Le portefeuille des Actifs Dédiés est resté sous-sensible sur le semestre ce qui a permis de résister partiellement à cette forte hausse des taux.



PERFORMANCE 2022 : -8,9 %⁽¹⁾
Performance moyenne annualisée de +5,8 %
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 ...

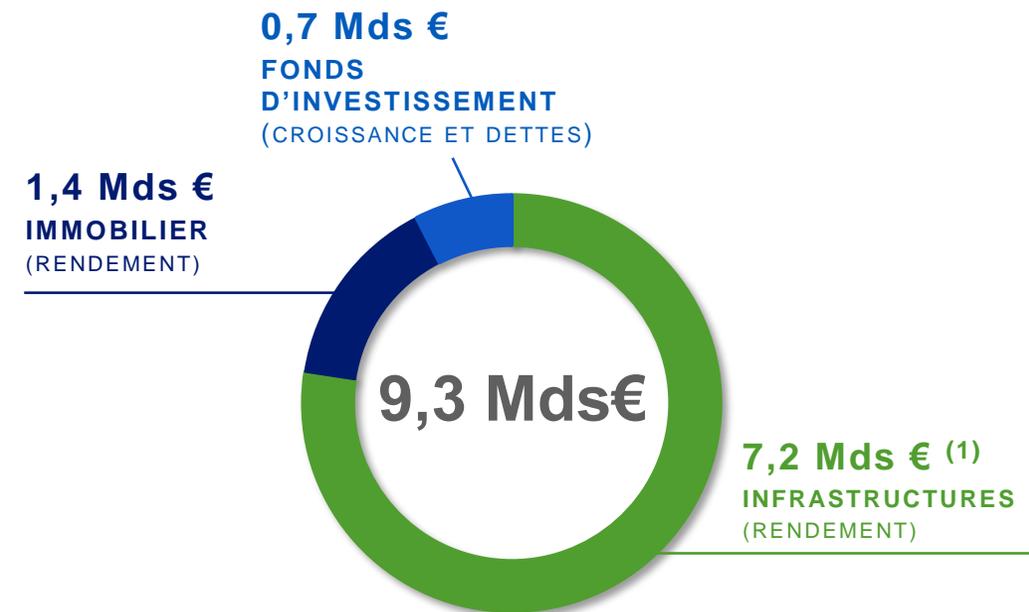
- EDF Invest assure **la gestion des investissements non cotés au sein du portefeuille des Actifs Dédiés du groupe EDF** ; ce portefeuille s'élève à **9,3 milliards d'euros** au **30 juin 2022**
- Ces actifs non cotés contribuent favorablement au rendement / risque des Actifs Dédiés, et l'horizon de 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 dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissements

... POUR UN PORTEFEUILLE DIVERSIFIÉ

- L'**objectif** d'EDF Invest est de **continuer à augmenter le portefeuille d'actifs non cotés** jusqu'à atteindre la **cible d'allocation stratégique définie en juin 2018**
- Au premier semestre 2022, EDF Invest a principalement :
 - renforcé la part des télécoms dans son portefeuille avec un investissement dans la fibre optique au Danemark**, qui vient s'ajouter à la prise de participation réalisée en 2021 dans Orange Concessions en France
 - finalisé la **cession de sa participation dans Thyssengas** (réseau de gaz - Allemagne)



COMPOSITION DU PORTEFEUILLE AU 30 JUIN 2022



Cible d'allocation stratégique: Actifs de croissance (composés d'actifs d'infrastructure et de fonds d'investissements en actions non cotées) : 40% / Actifs de taux (composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dettes non cotée, de créances et de trésorerie) : 30% / Actifs de rendement (composés d'actifs d'infrastructure, dont les titres de CTE et d'actifs immobiliers) : 30%.

RÉSULTATS SEMESTRIELS 2022

DONNÉES OPÉRATIONNELLES
& DE MARCHÉ



CAPACITÉS INSTALLÉES AU 30 JUIN 2022

(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⁾	68,7	56 %	-0,5	69,1	59 %
Hydraulique ⁽²⁾	22,6	18 %	1,0	21,5	18 %
ENR	12,8	10 %	3,0	9,8	8 %
Gaz	10,9	9 %	0,3	10,6	9 %
Fioul	3,7	3 %	0,2	3,5	3 %
Charbon ⁽³⁾	4,0	3 %	1,8	2,2	2 %
Total	122,6	100 %	5,8	116,7	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) Les chiffres tiennent compte de l'arrêt définitif de la centrale de Hunterston au Royaume-Uni

(2) Dont énergie marine : 0,24 GW en 2022.

(3) Les chiffres tiennent compte du transfert des installations de Shiheng à China Energy Group

ÉLECTRICITÉ PRODUITE

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	S1 2021		S1 2022	
Nucléaire	206,3	77 %	180,0	76 %
Hydraulique ⁽¹⁾	26,9	10 %	20,6	9 %
ENR	10,8	4 %	12,9	5 %
Gaz	20,6	7 %	19,3	8 %
Fioul	2,5	1 %	2,7	1 %
Charbon	1,7	1 %	1,1	1 %
Groupe	268,9	100 %	236,6	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 (273 GWh au S1 2022 et 278 GWh au S1 2021). Après déduction du pompage, cette production est de 17,1 TWh au S1 2022 et 24,2 TWh au S1 2021

PRODUCTION DE CHALEUR

Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	S1 2021		S1 2022	
ENR ⁽¹⁾	3,2	21 %	2,5	19 %
Gaz	10,9	72 %	9,7	75 %
Fioul	0,1	1 %	0,1	1 %
Charbon	0,5	3 %	0,5	4 %
Divers ⁽²⁾	0,4	3 %	0,1	1 %
Groupe	15,0	100 %	12,9	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) 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

<i>(en TWh)</i>	S1 2021		S1 2022	
Hydraulique ⁽¹⁾	26,9	71 %	20,6	62 %
Éolien	9,4	25 %	11,2	33 %
Solaire	1,0	3 %	1,3	4 %
Biomasse	0,5	1 %	0,4	1 %
Total électricité Groupe	37,8	100 %	33,4	100 %
Total chaleur Groupe	3,2	100 %	2,5	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) La production hydraulique tient compte de l'énergie marine (273 GWh au S1 2022 et 278 GWh au S1 2021). Après déduction du pompage, cette production est de 17,1 TWh au S1 2022 et 24,2 TWh au S1 2021

ÉMISSIONS DE CO₂ ⁽¹⁾

Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions de CO ₂ liées à la production d'électricité et de chaleur par segment	En kt		En g/kWh			
	S1 2021		S1 2022			
France - Activités de production et commercialisation	2 564	18 %	2 737	22 %	14	15
France - Activités insulaires régulées ⁽²⁾	1 488	11 %	1 683	14 %	481	497
Dalkia	3 312	24 %	2 301	19 %	211	180
Royaume-Uni	1 323	9 %	121	1 %	57	5
Italie	2 722	19 %	3 847	31 %	263	304
Autre international	2 655	19 %	1 693	14 %	234	214
Groupe ⁽³⁾	14 078	100 %	12 406	100 %	50	50

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

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

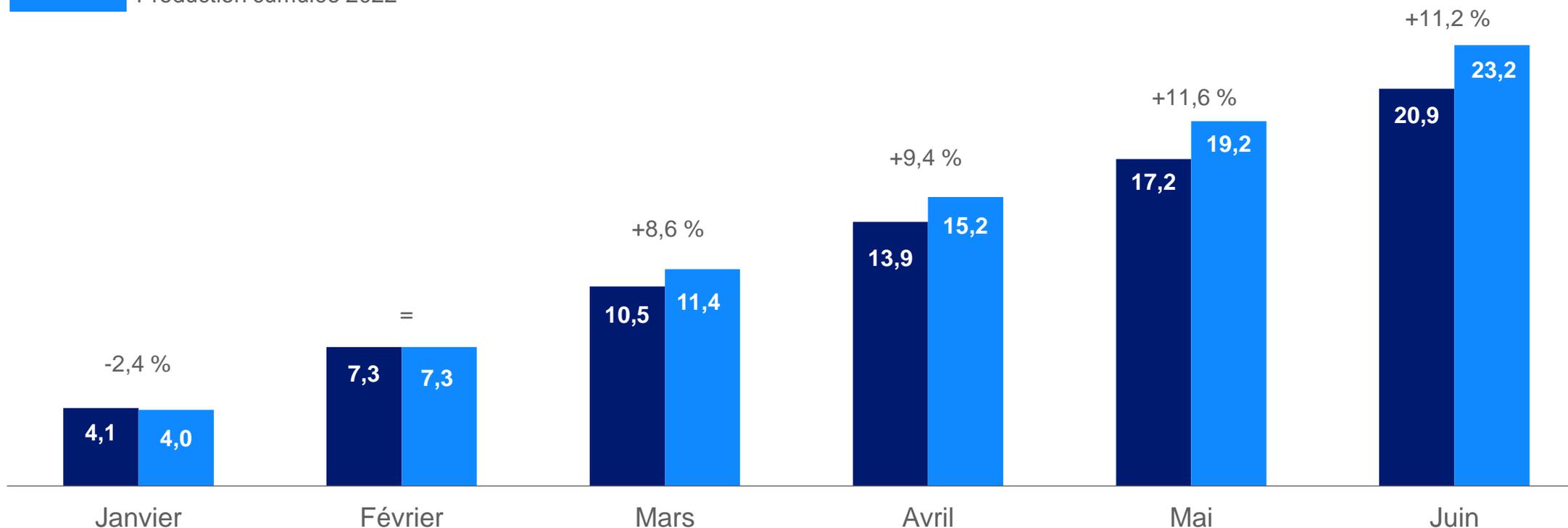
(2) Comprend la production électrique dans les ZNI : Zones Non Interconnectées (principalement territoires insulaires) et d'Electricité de Strasbourg (ES)

(3) Framatome contribue à 24 kt CO₂ au S1 2022 et à 13 kt CO₂ au S1 2021. Les émissions directes de CO₂ des entités du segment « Autres métiers » ne sont pas significatives au regard des émissions totales du Groupe

ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE

En TWh

■ Production cumulée 2021
■ Production cumulée 2022



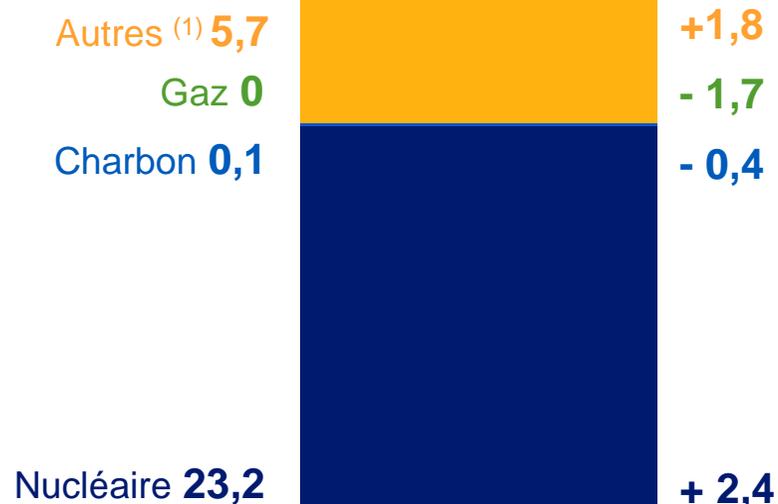
ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

PRODUCTION / ACHATS

Δ S1 2022
vs. S1 2021

+ 2,1

29

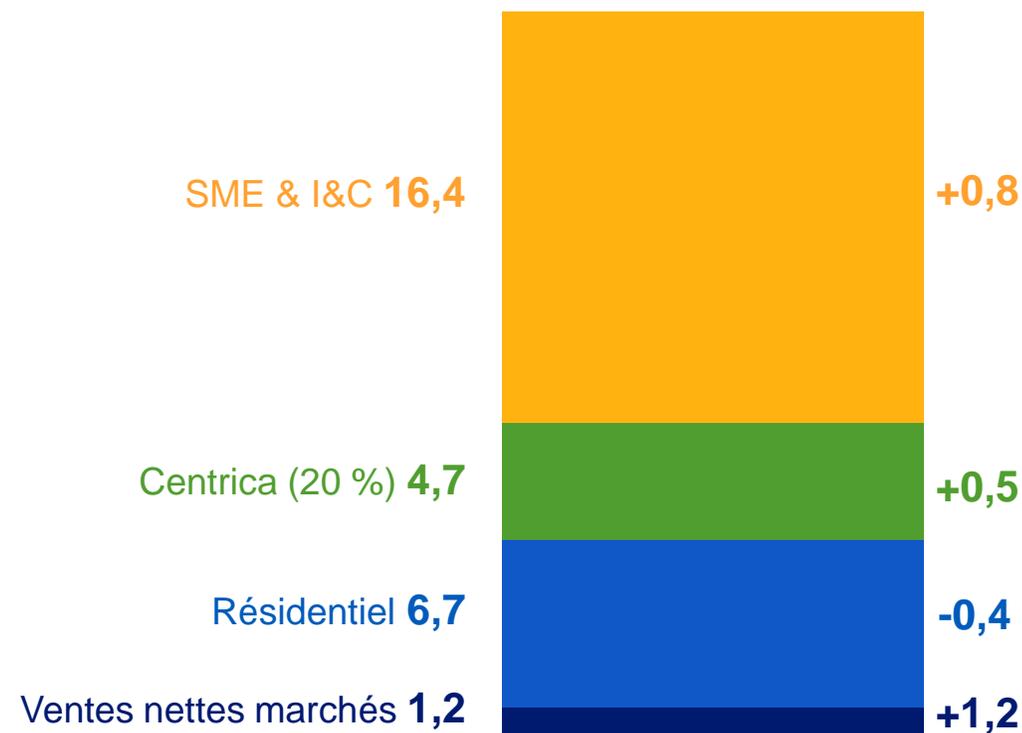


CONSOMMATION / VENTES

Δ S1 2022
vs. S1 2021

+ 2,1

29



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

RÉSULTATS DES ENCHÈRES DE CAPACITÉS POUR EDF ENERGY

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

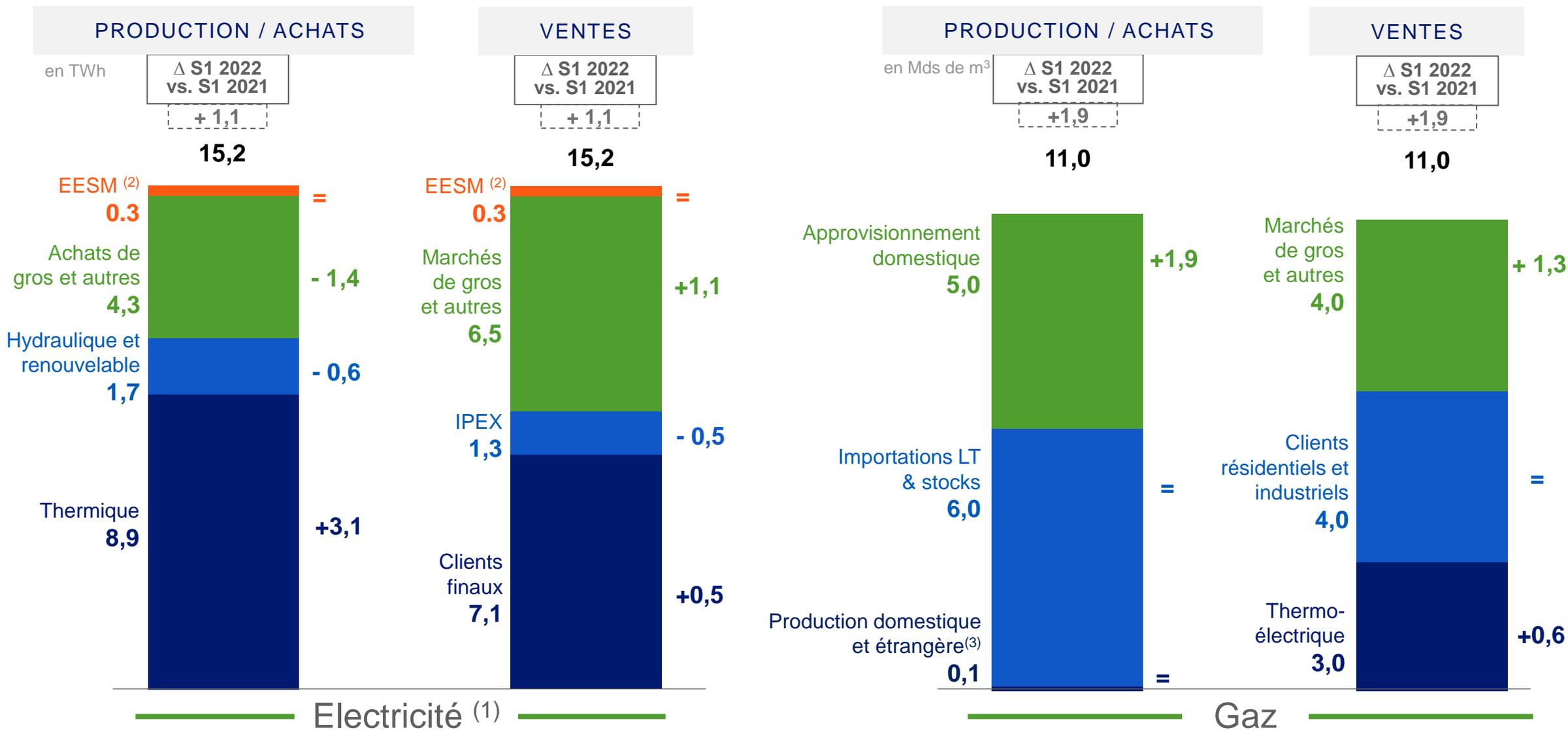
	Prix d'adjudication £/kW/an	Nucléaire	Charbon	Effacement
2016 T4 (2020/2021)	22,5 (prix de 2015/2016)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	3 des 8 unités (1,8 GW)	NA
2018 T4 (2021/2022)	8,4 (prix de 2016/2017)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	0 unité	5 unités (32,1 MW)
2020 T3 (2022/2023)	6,4 (pas d'indexation)	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
2022 T1 (2025/2026)	30,59 (prix de 2022)	2 unités (1,0 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*

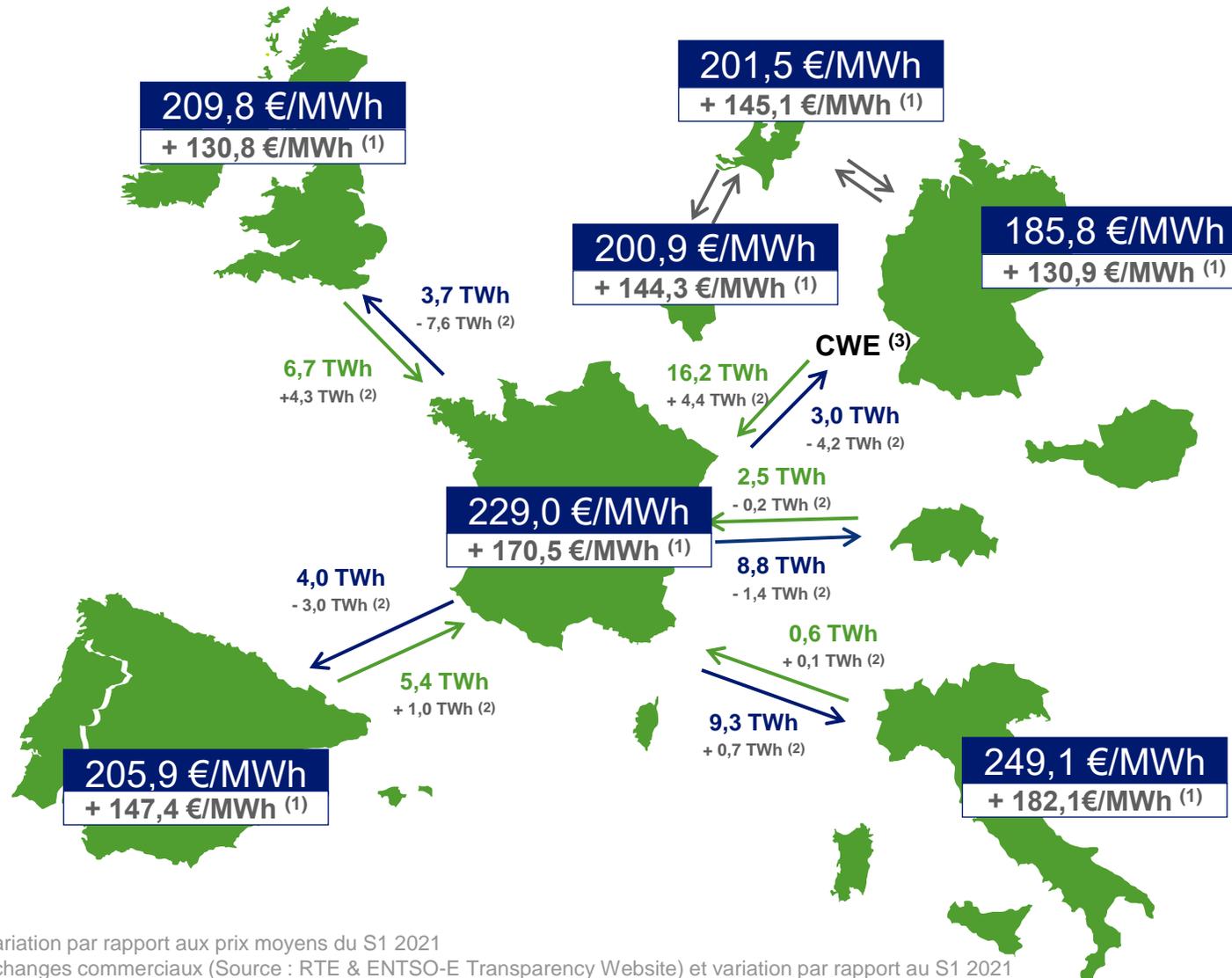
PARC DES CENTRALES UK : CALENDRIER DE FERMETURE ET D'ARRÊTS

Liste des centrales	Technologie	Date de fermeture prévue	Arrêts
Dungeness B	Nucléaire	Fermé depuis le 7 juin 2021	Dungeness B est passé en phase de déchargement du comestible à partir du 7/06/2021.
Hartlepool	Nucléaire	2024	
Heysham 1	Nucléaire	2024	
Heysham 2	Nucléaire	2028	
Hinkley Point B	Nucléaire	1 août 2022	Les deux réacteurs passeront en phase de déchargement du combustible le 06/07/2022 (R4) et le 01/08/2022 (R3), marquant ainsi la fin de 46 années de production. La centrale aura alors fonctionné 20 ans de plus que la durée de vie initialement prévue et 5 ans de plus que prévu lors de son acquisition par EDF en 2009.
Sizewell B	Nucléaire	2035 ⁽¹⁾	
Torness	Nucléaire	2028	
Hunterston B	Nucléaire	Fermé depuis le 7 janvier 2022	Les deux réacteurs sont passés en phase de déchargement du combustible le 26/11/21 (R3) et le 07/01/2022 (R4), marquant la fin de 46 ans de production. La centrale a fonctionné pendant plus de 20 ans de plus que sa durée de vie initialement prévue et plus de 5 ans de plus que prévu lors de son acquisition par EDF en 2009.
West Burton A	Charbon	31 mars 2023	West Burton A restera ouvert pendant 6 mois supplémentaires, jusqu'au 31 mars 2023. Les deux autres unités de 500 MW de WBA devaient fermer à la fin du mois de septembre 2022, mais elles fourniront désormais un service d'urgence à l'ESO du réseau national, conformément à la demande du gouvernement de réduire la dépendance au gaz et de renforcer la sécurité énergétique.

EDISON: BILANS ÉLECTRIQUE ET GAZIER



MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT AU S1 2022



- Au S1 2022, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 229,0 €/MWh en base (+170,5 €/MWh vs S1 2021). Cette hausse s'explique par la forte hausse des prix des commodities depuis mi-juin 2021 et par le déclenchement de la guerre en Ukraine en février 2022, tandis que la consommation en S1 est observée en baisse (-5 TWh) en ligne avec les températures plus clémentes en S1 2022 (+1,3°C).
- La production nucléaire est en baisse de 27,6 TWh entre les 2 périodes, impactée par la découverte d'indications de corrosion sous contrainte. La production thermique à flamme est en hausse de 4,2 TWh, la production hydraulique est en net recul de 8,4 TWh tandis que la production solaire et photovoltaïque est restée stable entre les deux périodes.

Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité au S1 2022

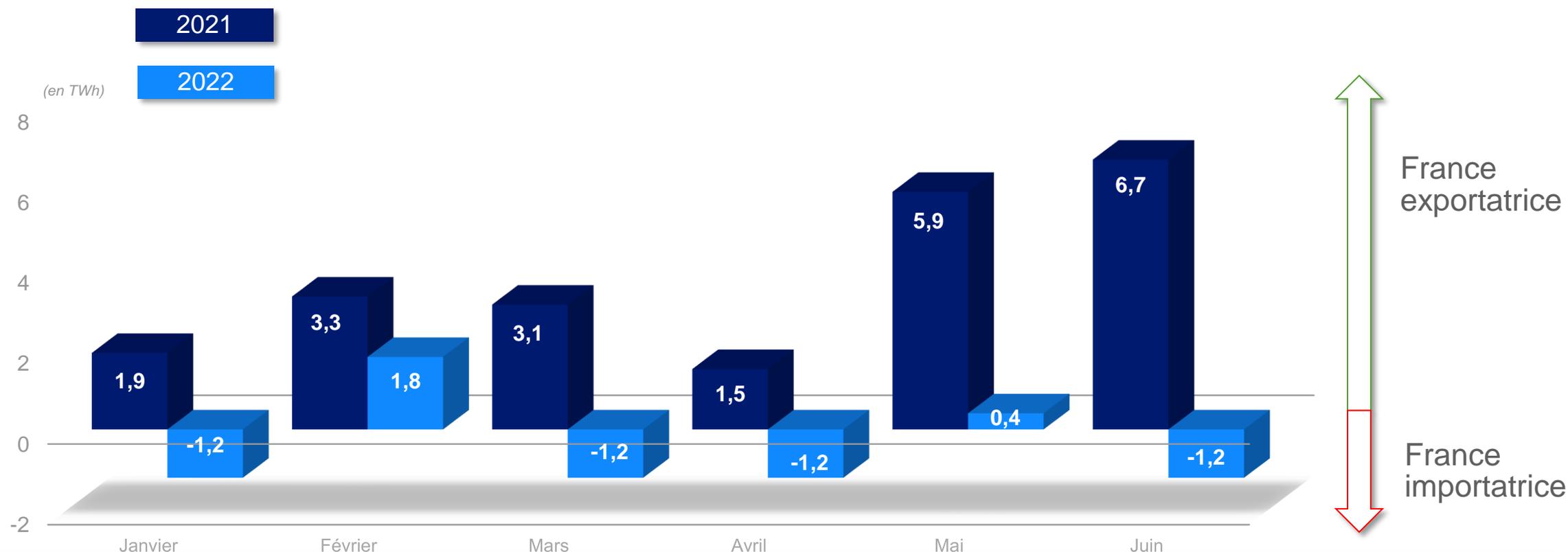
- EPEXSPOT : France et Allemagne
- N2EX : Royaume-Uni
- OMIE : Espagne
- GME : Italie (Prezzo Unico Nazionale)
- APX : Pays-Bas
- BELPEX : Belgique

(1) Variation par rapport aux prix moyens du S1 2021

(2) Echanges commerciaux (Source : RTE & ENTSO-E Transparency Website) et variation par rapport au S1 2021

(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



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

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

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

ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

(en TWh ⁽¹⁾)

		S1 2021						S1 2022							
		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Total	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Total
Royaume-Uni	exports	1,7	1,9	2,0	1,7	2,0	2,0	11,3	0,9	0,9	0,8	0,5	0,3	0,3	3,7
	imports	0,3	0,5	0,5	0,6	0,3	0,3	2,5	0,9	0,6	0,8	1,1	1,5	1,8	6,7
	balance	1,4	1,4	1,5	1,1	1,7	1,7	8,8	0,1	0,2	0,0	-0,6	-1,2	-1,5	-3,1
Espagne	exports	1,3	0,2	1,0	1,1	1,6	1,7	7,0	0,6	1,3	0,7	0,4	0,6	0,5	4,0
	Imports	0,8	1,4	0,8	0,7	0,4	0,3	4,4	1,1	0,3	1,0	1,2	1,0	0,7	5,4
	Balance	0,6	-1,2	0,2	0,4	1,1	1,4	2,6	-0,5	1,0	-0,3	-0,9	-0,4	-0,3	-1,4
Italie	exports	1,1	1,6	1,4	1,0	1,7	1,6	8,5	1,2	1,8	1,2	1,5	2,1	1,5	9,3
	imports	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,2	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,6
	balance	1,0	1,5	1,4	0,9	1,7	1,6	8,1	1,0	1,7	1,1	1,4	2,1	1,4	8,7
Suisse	exports	1,8	1,7	1,9	1,6	1,6	1,6	10,2	1,8	1,8	1,6	1,2	1,1	1,3	8,8
	imports	0,6	0,2	0,3	0,6	0,5	0,4	2,6	0,4	0,1	0,4	0,6	0,5	0,5	2,5
	balance	1,3	1,5	1,5	1,0	1,1	1,1	7,6	1,4	1,7	1,2	0,6	0,7	0,8	6,3
CWE ⁽²⁾	exports	0,8	1,4	1,0	0,7	1,6	1,8	7,2	0,3	0,2	0,3	0,6	1,0	0,5	3,0
	imports	3,0	1,4	2,4	2,7	1,3	1,0	11,8	3,4	3,2	3,5	2,3	1,7	2,1	16,2
	balance	-2,2	0,0	-1,5	-2,0	0,3	0,8	-4,7	-3,1	-2,9	-3,2	-1,7	-0,7	-1,6	-13,2
TOTAL	exports	6,7	6,9	7,3	6,1	8,5	8,7	44,2	4,8	6,1	4,6	4,2	5,1	4,1	28,8
	imports	4,8	3,6	4,1	4,7	2,6	2,0	21,7	6,0	4,3	5,9	5,4	4,6	5,3	31,4
	balance	1,9	3,3	3,1	1,5	5,9	6,7	22,4	-1,2	1,8	-1,2	-1,2	0,4	-1,2	-2,6

Source : RTE

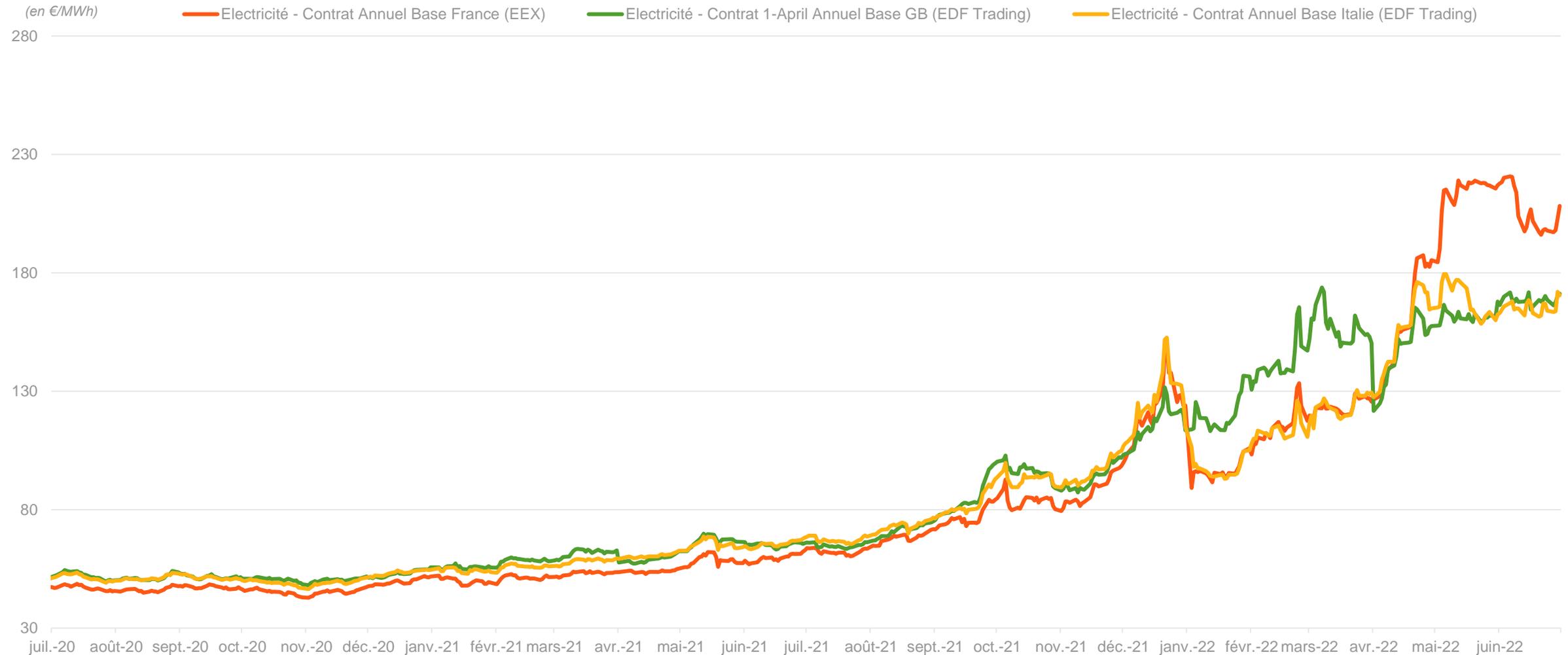
(1) Données arrondies au dixième

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

PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U ET ITALIE (N+1) DU 01/07/2020 AU 30/06/2022



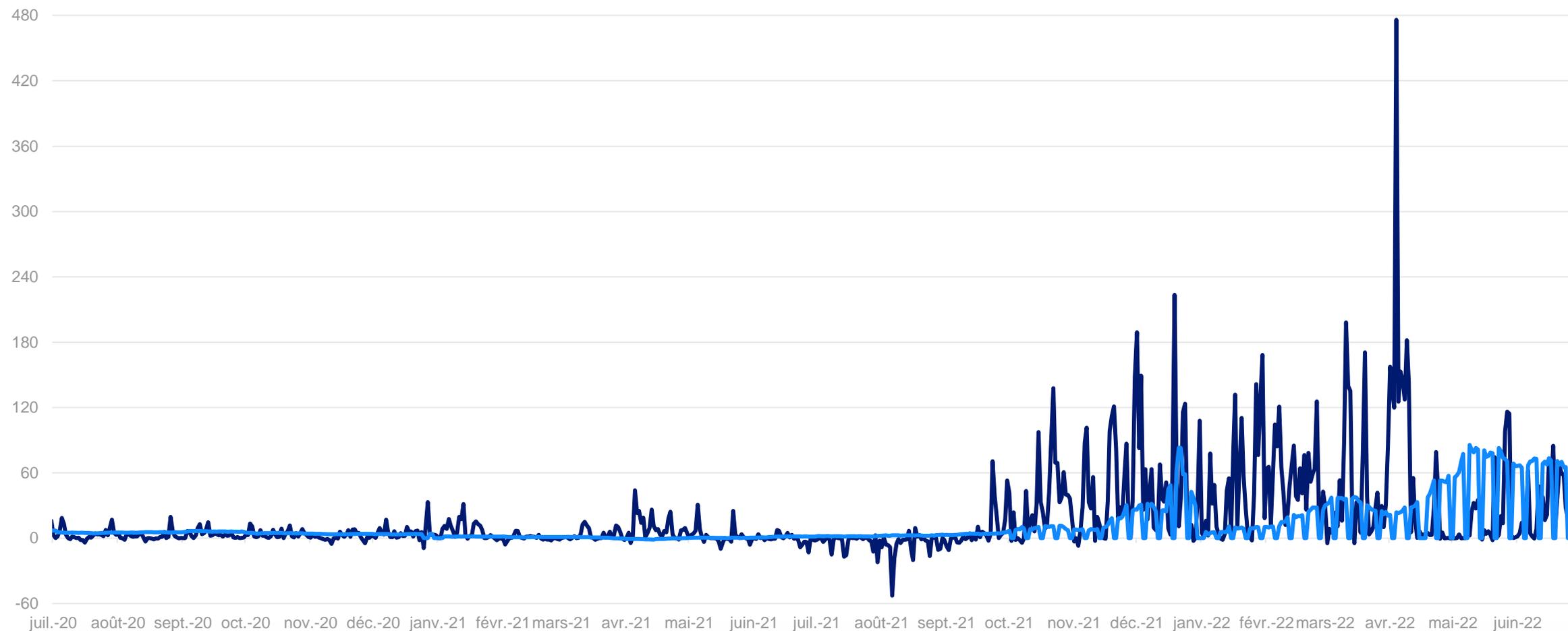
PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U ET ITALIE (N+2) DU 01/07/2020 AU 30/06/2022



SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/07/2020 AU 30/06/2022

(spread journalier en €/MWh)

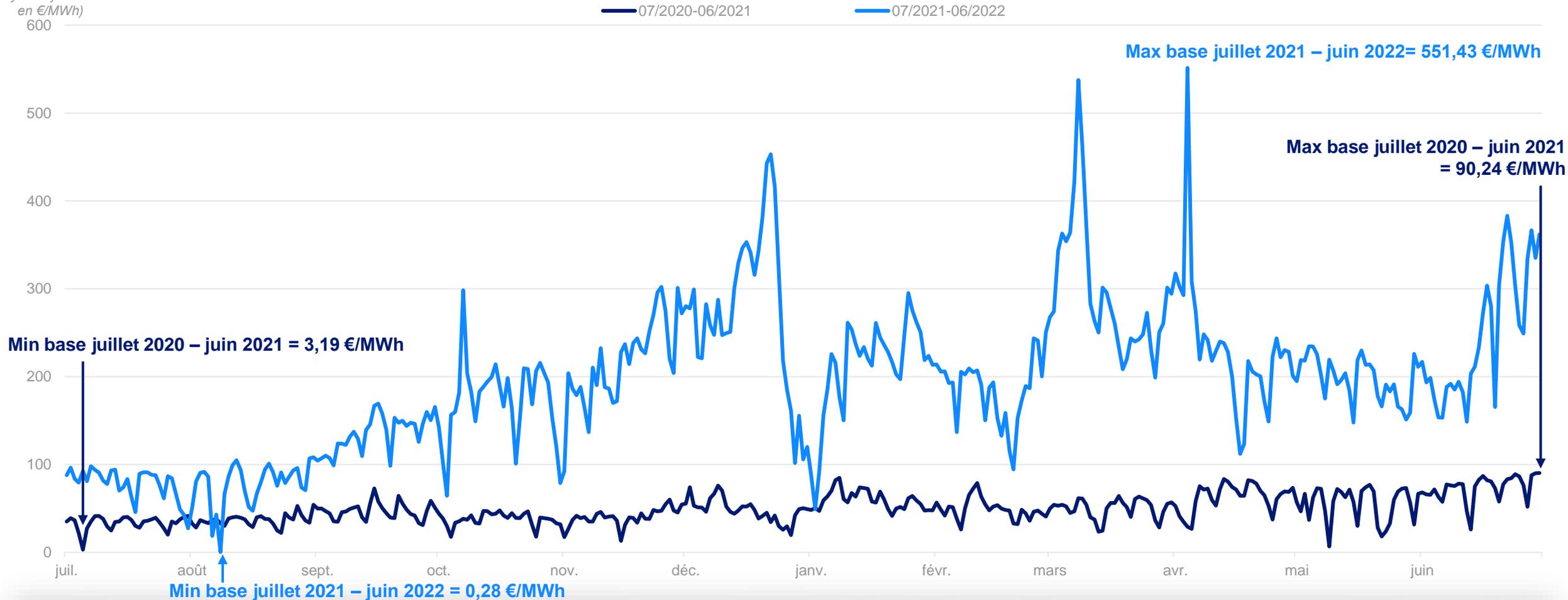
— Spread Spot — Spread à terme (Y+1)



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 04 avril 2022 à 476,11 €/MWh

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

(moyenne journalière
en €/MWh)

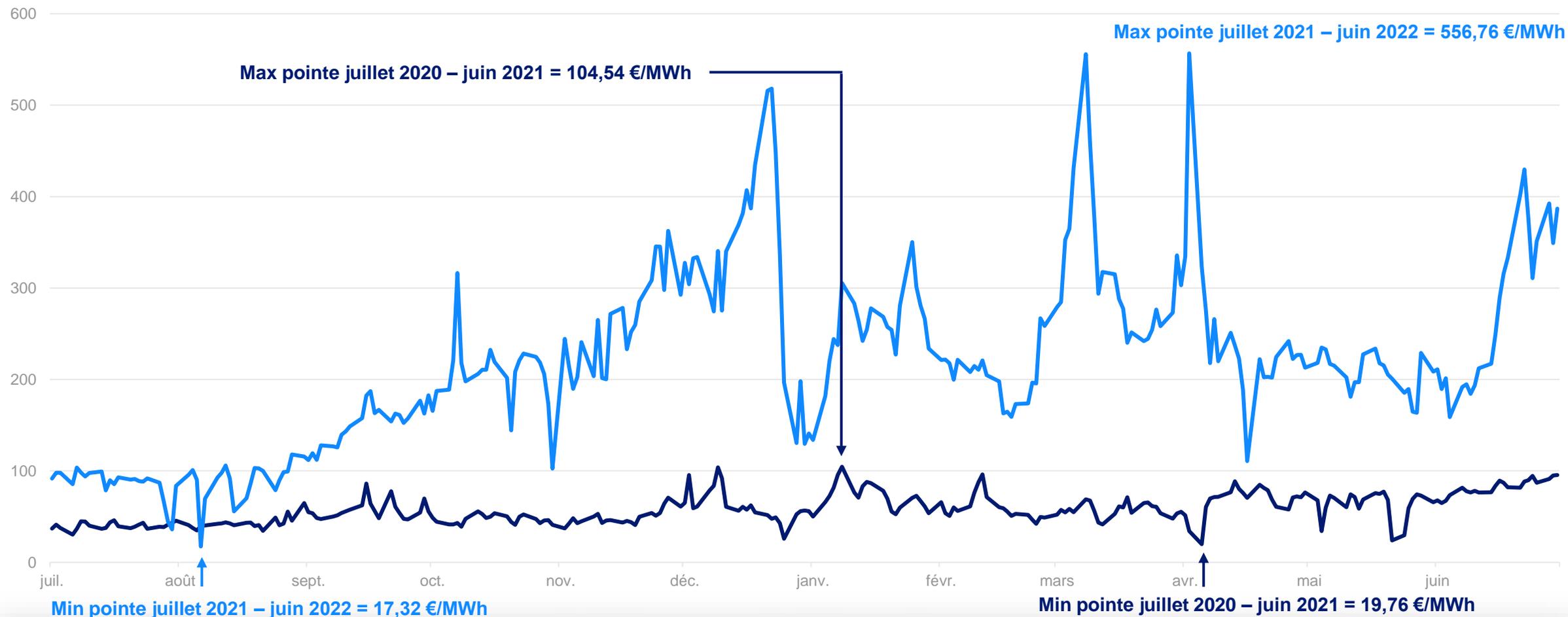


Au S1 2022, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 229,0 €/MWh en base (+170,5 €/MWh vs 2021). Cette hausse s'explique par la forte hausse des prix des commodities depuis mi 2021, et par le déclenchement de la guerre en Ukraine en février 2022 tandis que la consommation au S1 est observée en baisse (- 5 TWh) en lien avec les températures plus clémentes au S1 2022 (+1,3°C). La production nucléaire est en baisse de 27,6 TWh en 2022 vs 2021, en raison d'une moindre disponibilité du parc nucléaire due essentiellement à l'impact de la découverte d'indications de corrosion sous contrainte. La production thermique à flamme est en hausse de 4,2 TWh, la production hydraulique est en net recul de 8,4 TWh tandis que la production solaire et photovoltaïque est restée stable entre les deux périodes.

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

(moyenne journalière
en €/MWh)

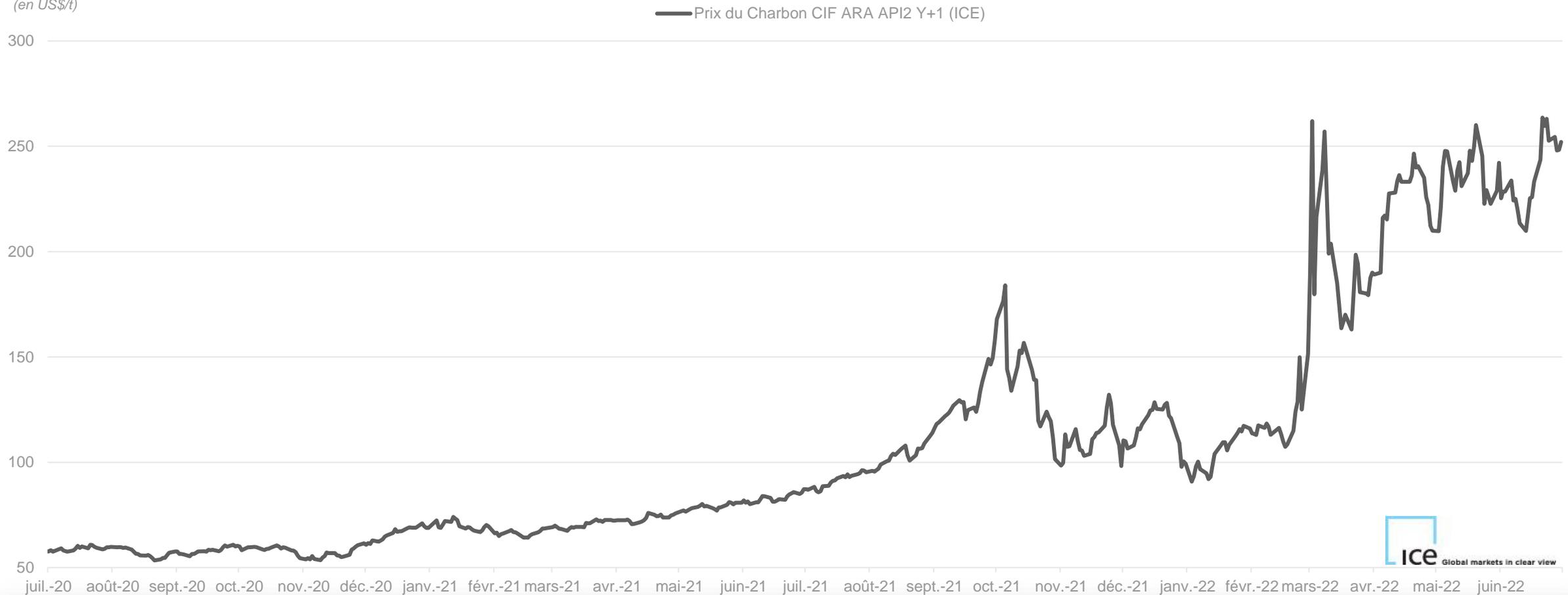
— 07/2020-06/2021 — 07/2021-06/2022



Au S1 2022, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 252,7 €/MWh en pointe (+ 185,6 €/MWh vs S1 2021). Comme pour les prix en base, cette hausse s'explique par la forte hausse du prix des commodities et la tension sur le marché du gaz attisée par la crainte de l'interruption des flux de gaz entre la Russie et l'Europe alors même que les objectifs de remplissage des stocks européens devenaient plus contraignants pour anticiper le passage de l'hiver.

PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/07/2020 AU 30/06/2022

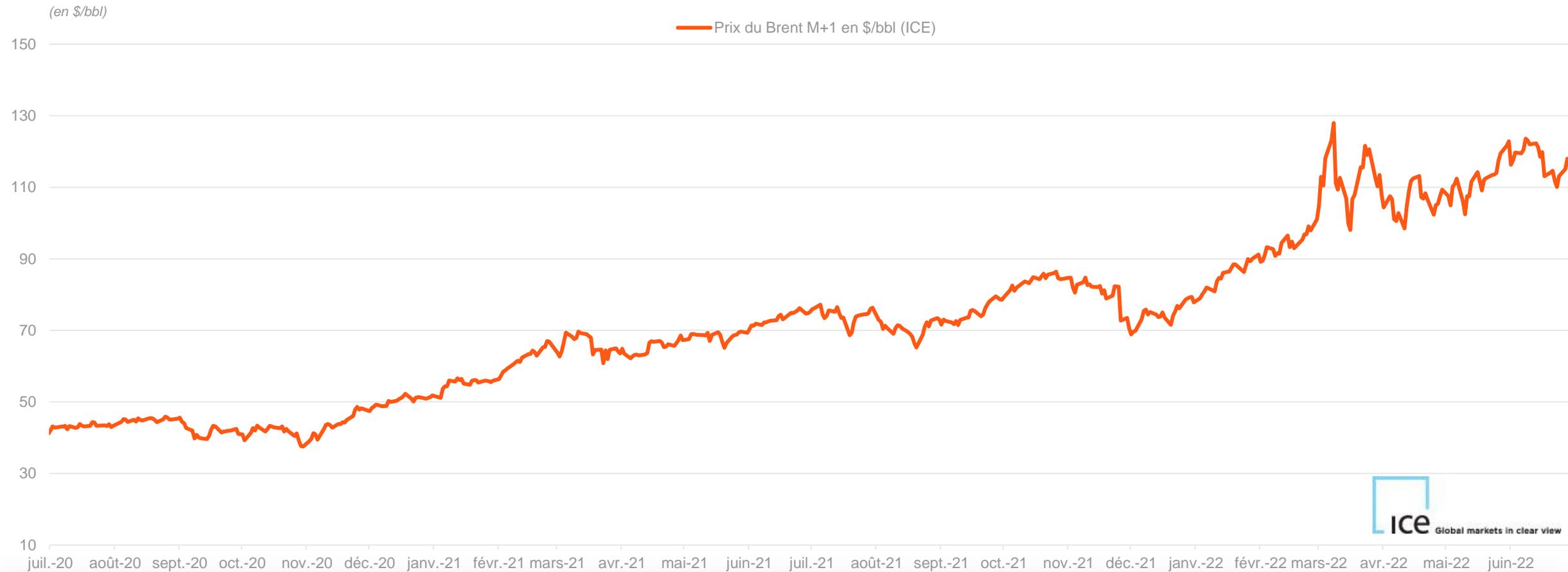
(en US\$/t)



Le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 187,4 \$/t au S1 2022 (+ 153,9 % ou +113,6 \$/t vs S1 2021), en évolution continue sur le semestre. Plusieurs facteurs rendent compte de la forte augmentation et de la volatilité du prix du charbon depuis le début de l'année :

- l'installation de la crise énergétique depuis octobre 2021, en particulier sur le marché du gaz, a impliqué un recours accru aux moyens charbon et une baisse des stocks en Europe
- l'embargo sur le charbon russe à partir du 15 août 2022 décidé par l'Union européenne début avril;
- la réduction des flux de gaz en provenance de Russie conduisant plusieurs pays européens à prendre des mesures de relance de la production d'électricité à partir de centrales à charbon.

PRIX DU BRENT ⁽¹⁾ DU 01/07/2020 AU 30/06/2022

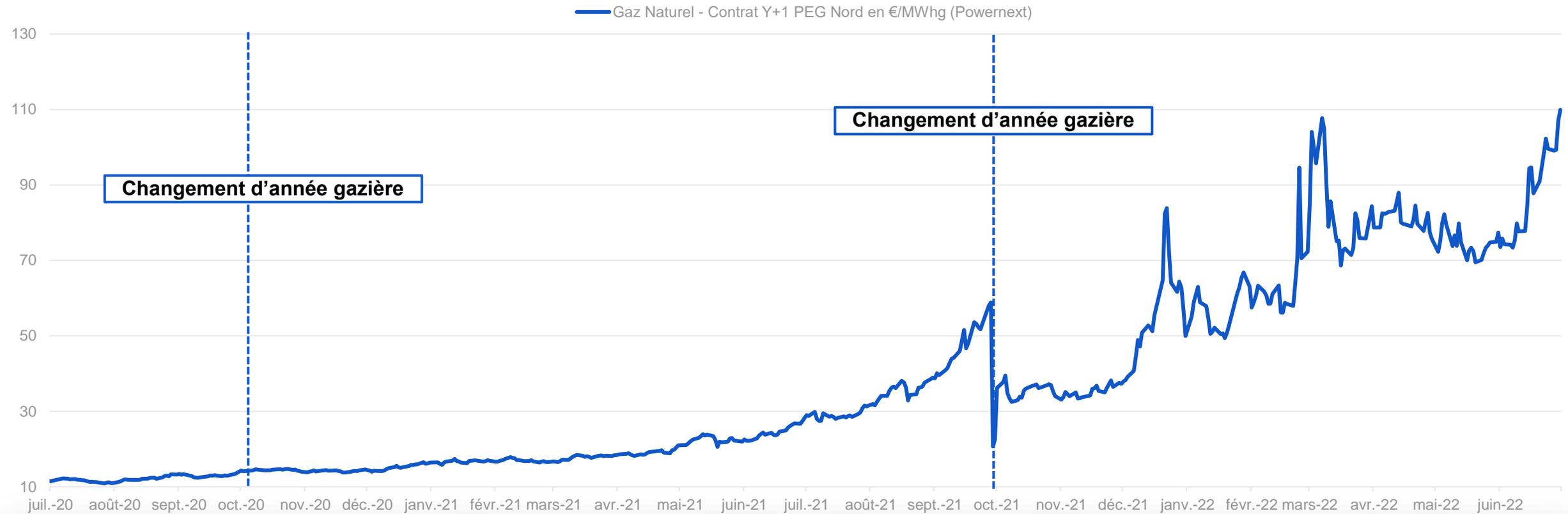


Le prix du pétrole s'est établi en moyenne à 105,0 \$/bbl au S1 2022 (+61,0 % ou +39,8 \$/bbl vs S1 2021). Dans un contexte de marché tendu, les prix ont fondamentalement été soutenus par une contraction de l'offre et les tensions géopolitiques.

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

PRIX DU GAZ ⁽¹⁾ (N+1) DU 01/07/2020 AU 30/06/2022

(in €/MWh)



Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 74,9 €/MWh au S1 2022 (+ 282,0 % ou + 55,3 €/MWh vs S1 2021). La crise énergétique déjà installée depuis octobre 2021 s'est exacerbée en 2022 avec la guerre en Ukraine faisant craindre une réduction des flux de gaz en provenance de Russie. Parallèlement, la Russie a exigé le paiement en roubles des livraisons de gaz russe. Les tensions se sont atténuées avec le maintien des livraisons et l'arrivée massive de GNL en Europe.

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

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

MARCHÉ DU CO₂ DU 01/07/2020 AU 30/06/2022

— CO₂ - livraison en €/t en décembre de l'année N+1 (ICE)



ICE
Global markets in clear view

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 85,4 €/t au S1 2022 en forte hausse par rapport au S1 2021 (+ 92,7 % ou + 41,1 €/t vs S1 2021).

Suite à l'annonce du plan « Fit for 55 » de la Commission Européenne ; le Parlement Européen a relevé l'objectif de réduction des émissions de CO₂ pour 2030 le 22 juin 2022 et a acté la suppression graduelle, entre 2027 et 2032, des quotas d'émissions gratuits alloués aux entreprises. Ces mesures ont fait augmenter le prix des quotas d'émissions.

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

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

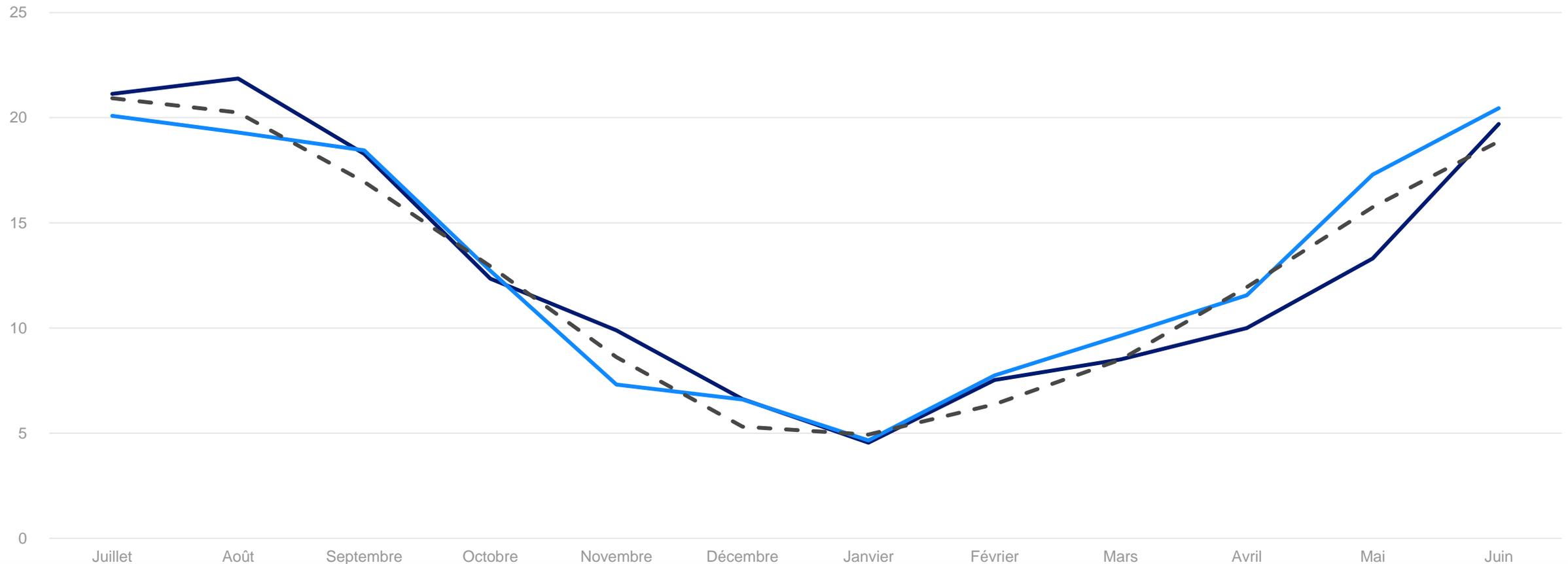
TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES ⁽¹⁾ EN FRANCE

(en °C)

— Températures observées moyennes Juillet 2020 - Juin 2021

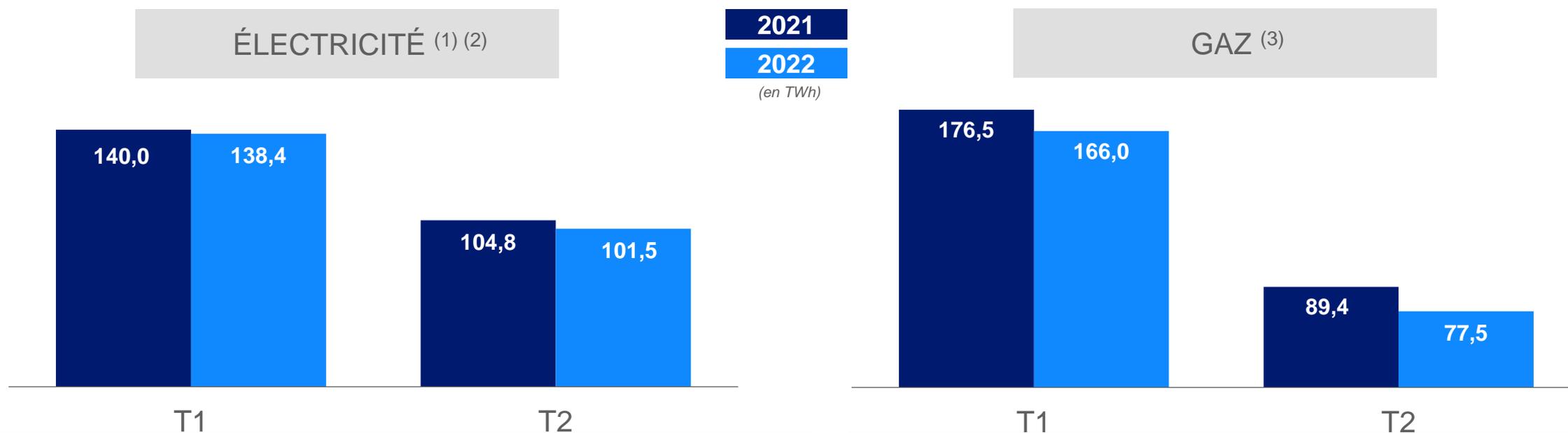
— Températures observées moyennes Juillet 2021 - Juin 2022

- - - Températures moyennes de saison



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

FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ



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

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

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

(2) Source : 2021-22 Bilan mensuel de l'électricité RTE – juin 2022: 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.

Juin 2022 : publications GRT gaz et TERECA (ex TIGF)



RÉSULTATS SEMESTRIELS 2022

BOOK COMPLÉMENTAIRE