



# RÉSULTATS ANNUELS 2022



# 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](http://www.amf-france.org) ou celui d'EDF à l'adresse [www.edf.fr](http://www.edf.fr) ainsi que le rapport d'activité au 31 décembre 2022, consultable en ligne sur le site internet d'EDF.

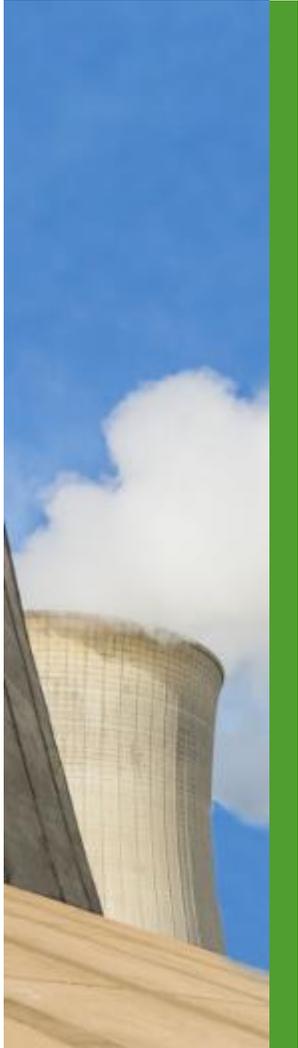
EDF ni aucun de ses affiliés ne s'engage ni n'a l'obligation de mettre à jour les informations de nature prospective contenues dans ce document pour refléter les faits et circonstances postérieurs à la date de cette présentation.

# RÉSULTATS ANNUELS 2022

**Luc Rémont**  
Président-Directeur Général



# INDICATEURS CLÉS OPÉRATIONNELS - 2022



## Production nucléaire France

**279** TWh  
-23 % vs 2021

## Production nucléaire Royaume-Uni

**43,6** TWh  
+5 % vs 2021

## Intensité carbone Groupe

**50** gCO<sub>2</sub>/kWh  
vs 48 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2021

## Production hydraulique France métropolitaine

**32,4** TWh  
- 22 % vs 2021

## Production éolienne et solaire Groupe

**24,6** TWh  
+18 % vs 2021

## Portefeuille de projets éoliens et solaires Groupe

**85** GW bruts  
+12 % vs fin 2021

# RÉSULTATS FINANCIERS - 2022



## EBITDA

**-5 Mds€**

vs 18 Mds€ en 2021

## Résultat Net Courant

**-12,7 Mds€**

vs 4,7 Mds€ en 2021

## Endettement financier net

**64,5 Mds€**

vs 43 Mds€ fin déc. 2021

## Liquidités nettes Groupe <sup>(1)</sup>

**14,8 Mds€**

vs 20,6 Mds€ fin déc. 2021

- (1) Trésorerie et équivalents 10,9 Mds€, actifs liquides 18,5 Mds€, lignes de crédit non utilisées 14,1 Mds€ et déduction faite de la part courante des emprunts et dettes financières -28,7 Mds€. Dont 10,6 Mds€ de liquidités nettes EDF SA.

# OFFRE PUBLIQUE D'ACHAT SIMPLIFIÉE SUR LES TITRES DE CAPITAL D'EDF



**Offre publique d'achat simplifiée** <sup>(1)</sup> lancée par l'État le 24 novembre 2022 visant à acquérir les actions et les obligations convertibles OCEANE qu'il ne détient pas, au prix de 12 € / action et 15,52 € / OCEANE

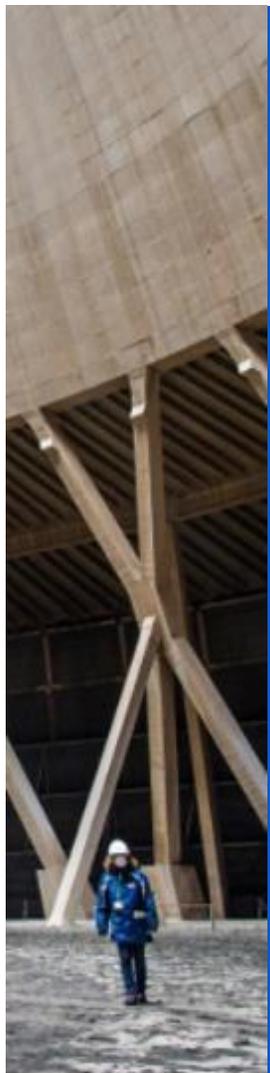
**Recours** en annulation de la décision de conformité de l'AMF sur l'Offre, déposé le 2 décembre 2022 par des représentants d'actionnaires minoritaires devant la Cour d'appel de Paris

**Clôture de l'Offre** <sup>(2)</sup> le 3 février 2023 : détention par l'État de 95,82 % du capital et de 96,53 % des droits de vote ainsi que de 99,96 % des OCEANE, dans l'attente de la décision de la Cour d'appel attendue pendant le 1er semestre 2023

(1) Voir le Communiqué de presse d'EDF du 23 novembre 2022.

(2) Sous réserve de sa réouverture conformément aux engagements de l'État décrits dans le Communiqué de presse d'EDF du 25 janvier 2023, dont l'engagement de ne pas mettre en œuvre de retrait obligatoire avant l'arrêt de la Cour d'appel.

# NUCLÉAIRE : UNE ANNÉE DE DÉFIS



## NUCLÉAIRE EXISTANT

**43 réacteurs opérationnels à date sur 56**

### Corrosion sous contrainte (CSC)

Identification des **16 réacteurs les plus sensibles** au phénomène de CSC (les 4 réacteurs 1 450 MW du palier N4 et les 12 réacteurs 1 300 MW du palier P'4)

- 10 réacteurs sur 16 ont été traités en 2022 ou sont en cours de traitement
- Remplacement systématique et préventif d'ici fin 2023 des tuyauteries des 6 réacteurs 1 300 MW du palier P'4 non encore traitées et de Cattenom 1

## NOUVEAU NUCLÉAIRE

### Sizewell C

Décision du gouvernement britannique de monter à 50 % du capital aux côtés d'EDF d'ici la FID <sup>(1)</sup>, via un investissement de près de 700 M£

Projet éligible au modèle de financement de Base d'Actifs Régulés (BAR) <sup>(2)</sup>

### Flamanville 3

Ajustement du calendrier et des coûts :

- Nouvel objectif de chargement du combustible nucléaire au 1<sup>er</sup> trimestre 2024 <sup>(3)</sup>
- Estimation du coût à terminaison à 13,2 Md€ <sup>(3)</sup>

**PLAN EXCELL** : Pérennisation des actions engagées pour atteindre les meilleurs standards industriels <sup>(4)</sup>

## INCLUSION DU NUCLÉAIRE DANS LA TAXONOMIE EUROPÉENNE

## DISCOURS DE BELFORT <sup>(5)</sup> : RELANCE DU NUCLÉAIRE EN FRANCE

(1) La décision d'investissement finale (*Final Investment Decision - FID*) d'EDF est soumise à certaines conditions clés, en particulier la capacité à réunir le financement nécessaire et à déconsolider le projet avec une participation inférieure à 20 %.

(2) Loi NEFA 2022 (*Nuclear Energy Financing Act 2022*), entrée en vigueur fin mai 2022.

(3) Coût et calendrier précédents: 12,7 Mds€<sub>2015</sub> et 2<sup>ème</sup> trimestre 2023. Coût en euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(4) Voir le [lien](#) vers les engagements du plan excell.

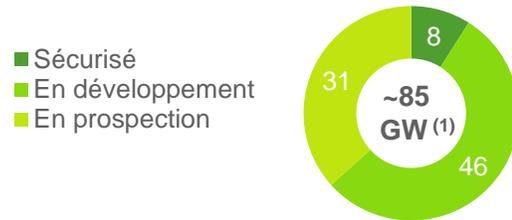
(5) Discours du Président de la République du 10 février 2022.

# RENOUVELABLES : POURSUITE DU DÉVELOPPEMENT



## PROGRESSION DU PORTEFEUILLE DE PROJETS...

à 85 GW bruts, +12 % vs fin 2021



EDF, lauréat d'un appel d'offres éolien *offshore* dans la baie de **New York** (1,5 GW), développé en partenariat

## ...PERMETTANT DE MAINTENIR UN NIVEAU ÉLEVÉ DE CAPACITÉS EN CONSTRUCTION...

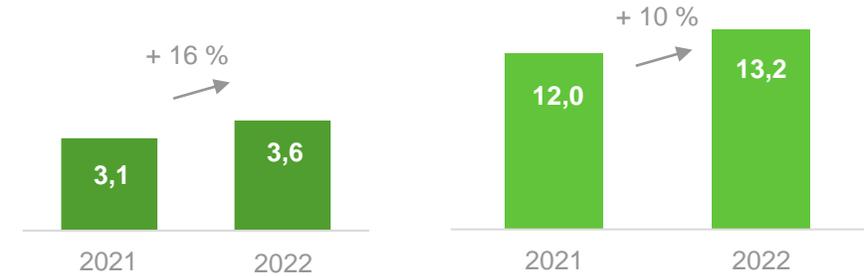
Capacités en construction en fin d'année <sup>(1)</sup> (GW bruts)



## ...ET L'ACCÉLÉRATION DES MISES EN SERVICE ET DES CAPACITÉS INSTALLÉES

Capacités mises en service <sup>(1)</sup> (GW bruts)

Capacités installées <sup>(1)</sup> (GW nets)



Mise en service complète du premier parc éolien en mer de France à **Saint-Nazaire** (480 MW)

Premiers MWh produits par la plus grande centrale solaire au monde, Al Dhafrah (2 GW) aux **Émirats Arabes Unis**

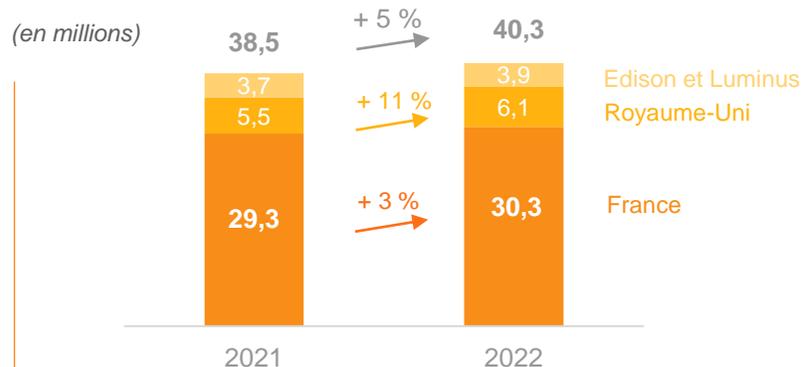
## HYDRAULIQUE

Signature des accords de partenariat pour le développement et la construction de la **centrale hydraulique de Mpatamanga** (350 MW) au Malawi

(1) Éolien et solaire. Voir les annexes p28.

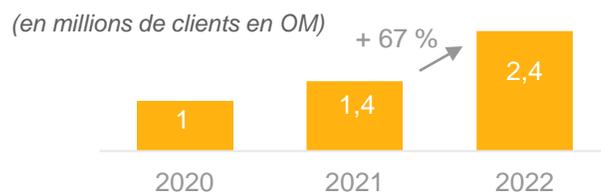


## CROISSANCE DU PORTEFEUILLE CLIENTS GROUPE (1)



France :

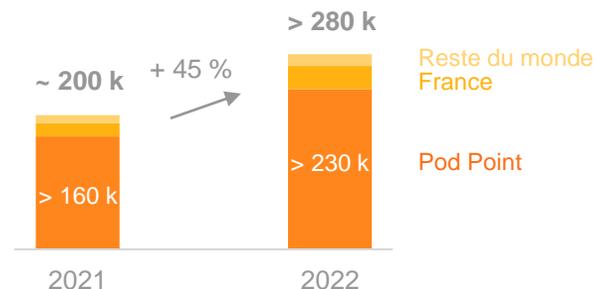
- **Croissance, pour la 1<sup>ère</sup> fois depuis l'ouverture à la concurrence, du portefeuille de clients électricité (2)** (~ +700 000 clients résidentiels), soutenue notamment par la **forte hausse des clients en offre de marché (OM)**



- **Marché d'affaires : +2,7 points, soit 52,7 % de part de marché (3) à fin 2022**

## MOBILITÉ ÉLECTRIQUE

Points de charge (4) : forte progression de 45 %



## ENEDIS : PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DE 1<sup>ER</sup> PLAN



**3,8 GW** de puissance renouvelable raccordée en 2022, +18 % d'installations renouvelables raccordées à fin 2022

(1) Millions de clients décomptés par point de livraison. Un client peut avoir deux points de livraison. Pour la France : DCO, ES et SEI.

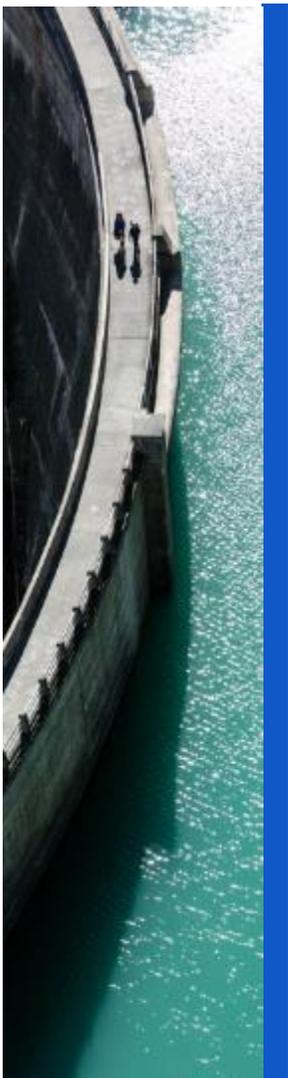
(2) Avec un impact négatif en EBITDA en 2022, compte-tenu d'achat de volumes sur le marché à prix très élevés, pour couvrir les besoins d'un nombre plus important de nouveaux clients au TRV

(3) Sur les volumes vendus à livrer en 2023.

(4) Installés et gérés

(5) SAIDI : *System Average Interruption Duration Index*. Hors événements exceptionnels et incidents sur le réseau de transport.

# PASSAGE DE L'HIVER & PLAN DE SOBRIÉTÉ



## ENEDIS

Économie de **2,4 GW** à la pointe méridienne grâce au décalage temporaire de la chauffe des ballons d'eau chaude pendant la nuit

## RENOUVELABLES

**Hydraulique : actions menées** pour maximiser la puissance disponible : + 2,3 GW de puissance mobilisable

## NUCLÉAIRE

Économies de **combustible, décalages d'arrêts et réorganisation des plannings de maintenance**

**Remise en service de 18 réacteurs nucléaires** depuis le 1<sup>er</sup> novembre

## PLAN DE SOBRIÉTÉ CLIENTS

+ **20 % de puissance effaçable** auprès des clients industriels

+ **30 % de souscription aux offres Tempo** (rémunérant la baisse de consommation pendant les périodes de pic)

**Campagne média** d'envergure et sensibilisation aux écogestes

**Connexions x2 aux outils** EDF de suivi de consommation

## PLAN DE SOBRIÉTÉ INTERNE EDF

> **10 % de baisse de consommation** <sup>(1)</sup> d'énergie au Q4 2022 sur les sites tertiaires du Groupe

## SENSIBILISATION DES CLIENTS EN FRANCE

-**10 % de consommation** d'électricité <sup>(2)</sup> des clients résidentiels en novembre et décembre 2022

-**20 % de consommation liée à l'éclairage public** en décembre 2022 vs décembre 2021

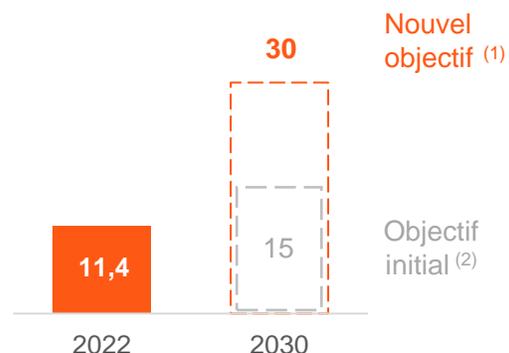
(1) Pourcentage corrigé des effets climatiques et vs Q4 2021.

(2) Moyenne estimée corrigée des écarts de température (versus novembre, décembre 2021).

# ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX, SOCIÉTAUX & DE GOUVERNANCE

## ÉMISSIONS ÉVITÉES AVAL

NOUVEL OBJECTIF  
en Mt CO<sub>2</sub> évitées



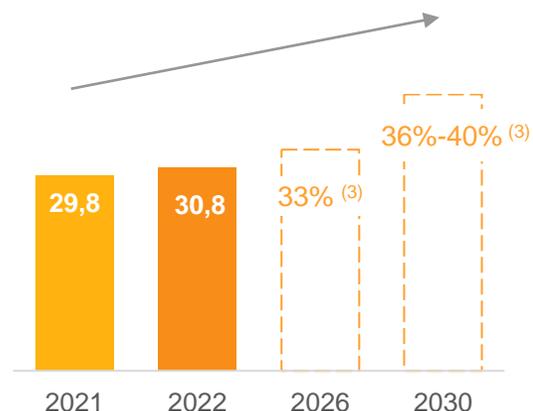
## RÉSOLUTION CLIMAT

Adoption en Assemblée générale  
à **99,87 %**  
DU PLAN DE TRANSITION  
CLIMATIQUE

## MIXITÉ

UNE TRAJECTOIRE EN LIGNE  
AVEC LES AMBITIONS  
DU GROUPE

Pourcentage de femmes  
dans les comités de direction  
des entités du Groupe



## FINANCE DURABLE

ÉMISSION  
D'UN GREEN BOND  
DE 1,25 MD€  
EN OCTOBRE 2022

Fonds affectés au financement  
des investissements dans la  
distribution d'électricité

~10 MDSE  
DE GREEN BONDS ÉMIS  
À FIN 2022

(1) Calcul des émissions évitées annuellement grâce aux ventes de produits et services innovants. Nouvel objectif au périmètre du G4 et intégrant de nouveaux produits et services.

(2) L'objectif initial était au périmètre EDF et Dalkia.

(3) Ces objectifs pour le Groupe aux horizons 2026 et 2030 s'appliquent également aux femmes salariées et cadres.

# RÉSULTATS ANNUELS 2022

**Xavier Girre**

Directeur Exécutif Groupe - Finance



# CHIFFRES CLÉS 2022

En millions d'euros	2021	2022	Δ %	Δ% Org. <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	84 461	143 476	+69,9	+69,4
<b>EBITDA</b>	18 005	(4 986)	<i>n.a</i>	<i>n.a</i>
Résultat net courant	4 717	(12 662)	<i>n.a</i>	
<b>Résultat net part du Groupe</b>	5 113	(17 940)	<i>n.a</i>	

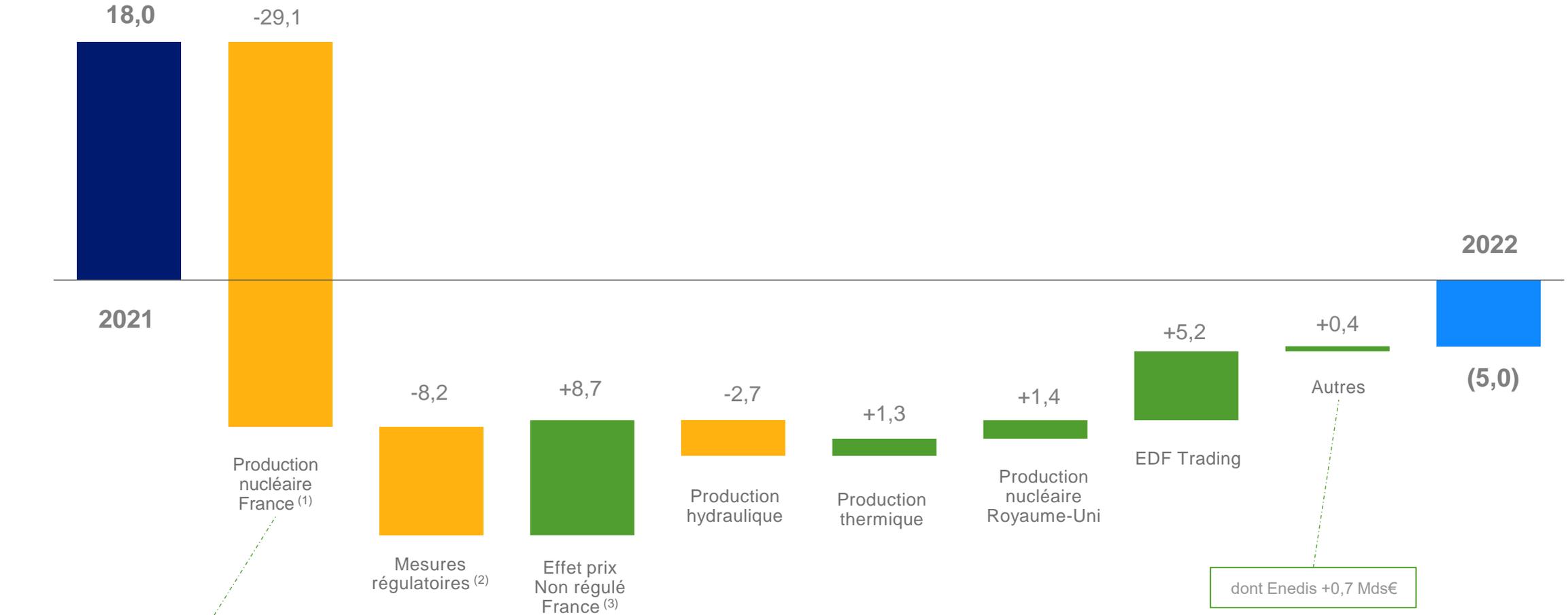
	31/12/2021	31/12/2022
<b>Endettement financier net</b> (en milliards d'euros)	43,0	64,5

n.a. : non applicable

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

# EBITDA GROUPE – SYNTHÈSE

En milliards d'euros



Diminution de la production nucléaire - 81,7 TWh principalement du fait des arrêts liés au phénomène de corrosion sous contrainte (CSC)

NB: Chiffres estimés pour les variations d'EBITDA.

- (1) Vs -32 Mds€ publiés dans le communiqué de presse du 27 octobre 2022 se basant sur les prix à terme du 7 octobre 2022 qui ont fortement baissé depuis.
- (2) Vs -10 Mds€ publiés dans le communiqué de presse du 27 juillet 2022, la différence venant, notamment, de la comptabilisation en 2022 de la compensation du bouclier tarifaire en CSPE.
- (3) Vs +8 Mds€ publiés dans le communiqué de presse du 27 juillet 2022, la différence venant de la prise en compte d'un effet climat et d'un effet prix sur les positions ouvertes

# EBIT

En millions d'euros	2021	2022	Δ
<b>EBITDA</b>	<b>18 005</b>	<b>(4 986)</b>	<i>(22 991)</i>
Volatilité des commodités	(215)	(849)	<i>(634)</i>
Dotations aux amortissements et provisions pour renouvellement	(10 789)	(11 079)	<i>(290)</i>
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	(1 776)	(2 449)	<i>(673)</i>
<b>EBIT</b>	<b>5 225</b>	<b>(19 363)</b>	<i>(24 588)</i>

# RÉSULTAT NET - PART DU GROUPE

En millions d'euros	2021	2022	Δ
<b>EBIT</b>	<b>5 225</b>	<b>(19 363)</b>	<b>(24 588)</b>
Résultat financier	360	(3 553)	(3 913)
Impôts sur les résultats	(1 400)	3 926	+5 326
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	644	759	+115
Résultat net des activités en cours de cession	(1)	6	7
(-) Déduction du résultat net – part des minoritaires	285	285	-
<b>Résultat net – part groupe</b>	<b>5 113</b>	<b>(17 940)</b>	<b>(23 053)</b>
(-) Variation de la juste valeur des instruments financiers et des commodités	(1 876)	2 948	+4 824
(-) Pertes de valeur <sup>(2)</sup>	608	1 295	+687
(-) Autres éléments	872	1 035	+163
<b>Neutralisation des éléments non récurrents nets d'impôts</b>	<b>(396)</b>	<b>5 278</b>	<b>+5 674</b>
<b>Résultat net courant</b>	<b>4 717</b>	<b>(12 662)</b>	<b>(17 379)</b>

## Variation du Résultat financier

- ✓ Baisse de la performance du portefeuille des Actifs Dédiés : -8,5 % vs +11,9 % en 2021 (-5 835 M€)
  - ✓ Effet positif de la hausse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires France de +50 bps, à 2,5 %<sup>(1)</sup> (+3 260 M€)
- Taux de couverture** des provisions nucléaires par les Actifs Dédiés : 107,1 % à fin 2022 vs 109,3 % à fin 2021
- ✓ Hausse du coût de l'endettement financier (-271 M€)

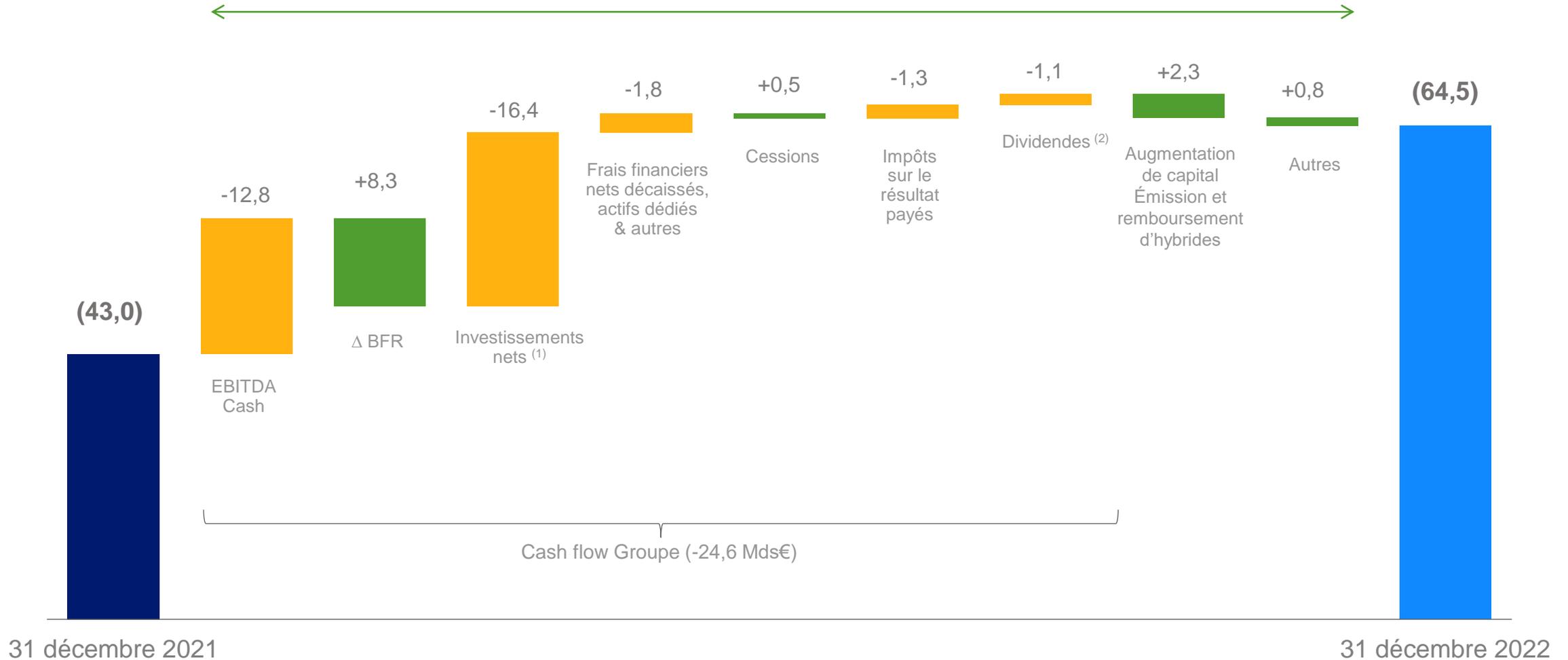
(1) En 2021, la baisse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires France était de -10 bps, à 2,0 %.

(2) Dont en 2022, des pertes de valeur au Royaume-Uni pour un total de (0,9) Md€ net d'impôt incluant une perte de valeur sur le goodwill de EDF Energy.

# ENDETTEMENT FINANCIER NET

En milliards d'euros

VARIATION EFN : +21,5 Mds€



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

(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

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

# PERSPECTIVES

**Luc Rémont**

Président-Directeur Général



# OBJECTIFS 2023

## OBJECTIFS 2023 <sup>(1)</sup>

ENDETTEMENT FINANCIER NET / EBITDA

≤ 3x

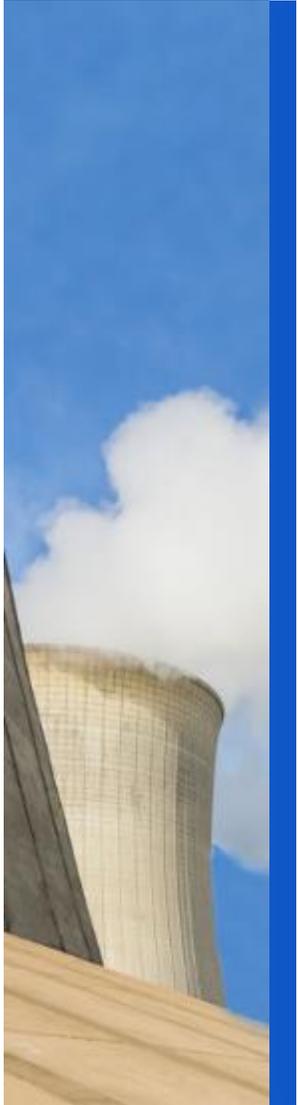
DETTE ÉCONOMIQUE AJUSTÉE / EBITDA AJUSTÉ <sup>(2)</sup>

≤ 4,5x

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2023. À environnement réglementaire et fiscal constant et compte tenu du financement du bouclier tarifaire à 15 % par la CSPE et d'une hypothèse de production nucléaire en France pour 2023 de 300-330 TWh, et du calendrier de production.

(2) À méthodologie S&P constante.

# PERSPECTIVES 2023 : RETOUR À LA PROFITABILITÉ ET POURSUITE DU PLAN D'INVESTISSEMENT



**Redressement de la production nucléaire à 300-330 TWh** : sortie progressive de la crise de corrosion sous contrainte

## Accompagnement des clients dans un contexte de prix élevés

- Poursuite du plan de sobriété énergétique
- Décarbonation de l'industrie
- Mobilité électrique

## Développement industriel

- **Renouvelables** :
  - en France, mises en service de Fécamp (500 MW- éolien off-shore), Provence Grand Large (éolien off-shore flottant), Lazer (solaire flottant)
  - à l'international, mise en eau du barrage de Nachtigal (420 MW), mise en service de la centrale solaire d'Al Dhafrah (2 GW)
- **Nucléaire** :
  - essais de démarrage de Flamanville 3 en fin d'année
  - intégration des activités de GE Steam Power
  - démarrage des montages électromécaniques d'Hinkley Point C
- **Réseaux de distribution** :
  - accélération des raccordements des renouvelables et des bornes de recharge

## LANCEMENT DE 4 CHANTIERS D'EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE

- **Accroître le temps métal**
- **Accélérer et industrialiser le numérique**
- **Développer les compétences nécessaires aux métiers du Groupe**
- **Piloter la performance opérationnelle**



# RÉSULTATS ANNUELS 2022

ANNEXES



# SOMMAIRE

**P.23**  
**STRATÉGIE ET**  
**INVESTISSEMENTS**

**P.28**  
**RENOUVELABLES**

**P.31**  
**FRANCE**

**P.41**  
**COMPTES**  
**CONSOLIDÉS**

**P.48**  
**FINANCEMENT ET**  
**TRÉSORERIE**

**P.56**  
**DONNÉES**  
**OPÉRATIONNELLES**  
**& DE MARCHÉ**

# RÉSULTATS ANNUELS 2022

STRATÉGIE ET INVESTISSEMENTS



# EPR DE FLAMANVILLE 3 (1,6 GW)

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

Toutes les soudures concernées ont été remises à niveau au 31 décembre 2022. Les contrôles non destructifs ainsi que les traitements thermiques de détensionnement (TTD) sont en cours

Les soudures de traversée de l'enceinte de confinement, les plus complexes sont totalement finies et conformes

D'autres sujets techniques ont mobilisé les équipes et sont en attente d'instruction par l'ASN, notamment les puisards de filtration RIS/EVU <sup>(1)</sup>, les soupapes de sûreté du pressuriseur et le retour d'expérience de l'aléa technique du réacteur n°1 de Taishan



## COÛTS ET PLANNING

Dans son communiqué de presse du 16 décembre 2022, EDF a actualisé la date de chargement du combustible du second trimestre 2023 au 1<sup>er</sup> trimestre 2024 et l'estimation du coût à terminaison de 12,7 à 13,2 milliards d'euros <sup>(2)</sup>

Ces éléments tiennent compte des difficultés rencontrées sur la modélisation et la réalisation des opérations de TTD des soudures à « géométrie complexe » (c'est-à-dire en proximité de composants ne devant pas supporter les températures occasionnées par le TTD de la soudure)

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

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

(2) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires (voir note 10.6 des comptes consolidés au 31 décembre 2022).

# HINKLEY POINT C

## REVUE DU PLANNING ET DES COÛTS

- Les objectifs de calendrier et de coûts à terminaison issus de la dernière revue à date du projet ont été annoncés le 19 mai 2022 <sup>(1)</sup> :
  - L'objectif de démarrage de la production d'électricité de la tranche 1 est désormais fixé à juin 2027. Le risque de report de la livraison des deux unités reste évalué à 15 mois, en supposant notamment l'absence d'effets additionnels de la guerre en Ukraine
  - Le coût à terminaison du projet a été estimé lors de cette revue entre 25 et 26 Mds£<sub>2015</sub> <sup>(2)</sup>, soit entre 31 et 32 Mds£ en monnaie courante sur la base des indices d'inflation disponibles fin 2021 <sup>(3)</sup>
  - Le calendrier et les coûts des travaux électromécaniques et des essais finaux n'ont pas été revus à ce stade du projet

## AVANCEMENT DE LA CONSTRUCTION

- La cuve du réacteur de la tranche 1 a été fabriquée et est prête à être expédiée
- Le dernier rondau de liner a été posé sur le bâtiment réacteur de la tranche 1
- Les compartiments de stockage des lances d'instrumentation et de transfert entre les piscines ont été installés dans le bâtiment réacteur de l'unité 1
- Malgré l'atteinte de 20 jalons significatifs sur 22 en 2022, les performances des principaux travaux de génie civil et de montages électromécaniques ont été moins bonnes que prévues en 2022. Des actions sont en cours visant à rattraper le retard pris en 2022 estimé entre 3 et 6 mois

## DONNÉES CLÉS

- Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme de compensation de certains surcoûts par EDF en cas de dépassements du budget initial ou de retard. Ce mécanisme a été déclenché en janvier 2023. Ces dispositions font partie d'un accord d'actionnaires signé entre EDF et CGN en septembre 2016 et sont soumises à une clause de confidentialité
- Les besoins de financement du projet excédant l'engagement contractuel des actionnaires, ces derniers seront appelés à allouer des fonds propres additionnels ("*voluntary equity*") au S2 2023 (estimation)
- La probabilité que CGN ne finance pas le projet au-delà de son engagement (de "*committed equity*") est élevée. Dans l'hypothèse où CGN n'allouerait pas de fonds propres additionnels, le groupe EDF serait amené à contribuer en lieu et place de CGN, dès lors que CGN aura contribué à hauteur de sa part de « *committed equity* », sur la base du coût à terminaison estimé à date

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 19 mai 2022 « Point d'actualité sur Hinkley Point C ». Versus démarrage en juin 2026 et coût entre 22 et 23 Mds£<sub>2015</sub> annoncé le 27 janvier 2021.

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

(3) Sur la base des indices d'inflation au 30 juin 2022, le coût à terminaison estimé en monnaie courante pourrait atteindre 32,7 Mds£. Le coût réel reste inchangé.

# 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. Réplication, autant que possible, du design et de la chaîne d'approvisionnement de Hinkley Point C



## ÉTAPES FRANCHIES EN 2022

### Soutien du gouvernement britannique

- Le 29 novembre 2022, le gouvernement britannique a annoncé sa décision d'investir environ 700 M£ pour soutenir la poursuite du développement du projet et accroître sa participation au cours de l'année 2023 jusqu'à atteindre 50 %, à parité avec EDF, dans la perspective d'une FID attendue en 2024. À fin décembre 2022, le gouvernement britannique détient 32 % du projet et EDF les 68 % restants
- CGN a quitté le projet Sizewell C et reste actionnaire du projet Hinkley Point C

### Financement

- EDF a pour objectif d'être actionnaire minoritaire à la FID avec une participation à 19,99 % au plus et de fournir la conception et les équipements nucléaires clés de l'EPR
- Le projet est éligible au modèle de Base d'Actifs Régulés (BAR) dont les conditions ainsi qu'un ensemble de mesures de soutien (*GSP*) sont en cours de discussion avec le gouvernement britannique
- Les modalités de financement du projet ne sont pas définies à ce stade

### Organisation

- Des réflexions d'organisation et collaboration avec Hinkley Point C sont en cours visant à sécuriser les bénéfices de la réplication d'Hinkley Point C. Selon les schémas, le risque de non-compatibilité avec l'objectif de déconsolidation du projet pourrait être accru

### Licences et autorisations

- En 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*)
- Autorisation d'aménagement (*Development Consent Order, DCO*) reçue en juillet 2022, faisant l'objet d'un recours devant les juridictions britanniques

## DÉCISION FINALE D'INVESTISSEMENT (FID)

- La construction de la centrale reste soumise à la FID d'EDF
- La FID d'EDF dépendra de la réalisation de certaines conditions, notamment :
  - La sécurisation du financement du projet
  - La rémunération du capital attendue par EDF, en tant qu'investisseur jusqu'à 19,99 %, conforme à sa politique d'investissement
  - L'obtention des autorisations requises restantes, en particulier en matière de contrôle des subventions
  - La finalisation du GSP (*Government Support Package*)
  - Un accord avec le gouvernement britannique concernant l'estimation de référence du coût à terminaison et du calendrier du projet
  - La finalisation des principaux contrats d'EDF à signer à la date de la FID
  - La capacité d'EDF à déconsolider le projet des états financiers du Groupe, y compris dans le calcul de l'endettement économique par les agences de notation
- La non-obtention de ces conditions pourrait conduire le Groupe à ne pas prendre de FID
- Si EDF décidait de ne pas prendre la FID, le gouvernement britannique aurait le droit d'exercer son option sur l'achat du terrain ou des actions EDF dans Sizewell C

# PHÉNOMÈNE DE CORROSION SOUS CONTRAINTE (CSC) <sup>(1)</sup>



## ÉTAT DES LIEUX

Corrosion sous contrainte détectée sur des portions de tuyauteries de circuits auxiliaires du circuit primaire principal de plusieurs réacteurs nucléaires

Les contrôles, expertises et analyses réalisés ont permis de classer les réacteurs selon leur sensibilité au phénomène de CSC :

- Réacteurs les plus sensibles : 4 réacteurs 1 450 MW du palier N4 et 12 réacteurs 1 300 MW du palier P'4
- Réacteurs peu ou très peu sensibles : 32 réacteurs 900 MW et 8 réacteurs 1 300 MW du palier P4

## ACTIONS EN COURS

Développement de nouveaux procédés permettant la réalisation de contrôles non destructifs plus performants

Au 16 décembre 2022, pour les 16 réacteurs les plus sensibles :

- 10 réacteurs ont été traités ou sont en cours de traitement en 2022
- 6 réacteurs du palier P'4 non encore traités et Cattenom 1 <sup>(2)</sup>, feront l'objet d'un remplacement systématique et préventif complet d'ici fin 2023 des tuyauteries des lignes d'injection de sécurité

Les 40 réacteurs, peu ou très peu sensibles, seront contrôlés d'ici 2025 dans le cadre des arrêts déjà programmés

(1) Voir [Note d'information du 16 décembre 2022](#).

(2) 6 réacteurs non traités (Belleville 1, Belleville 2, Cattenom 2, Golfech 2, Nogent 1, Nogent 2) et Cattenom 1 (partiellement traité).

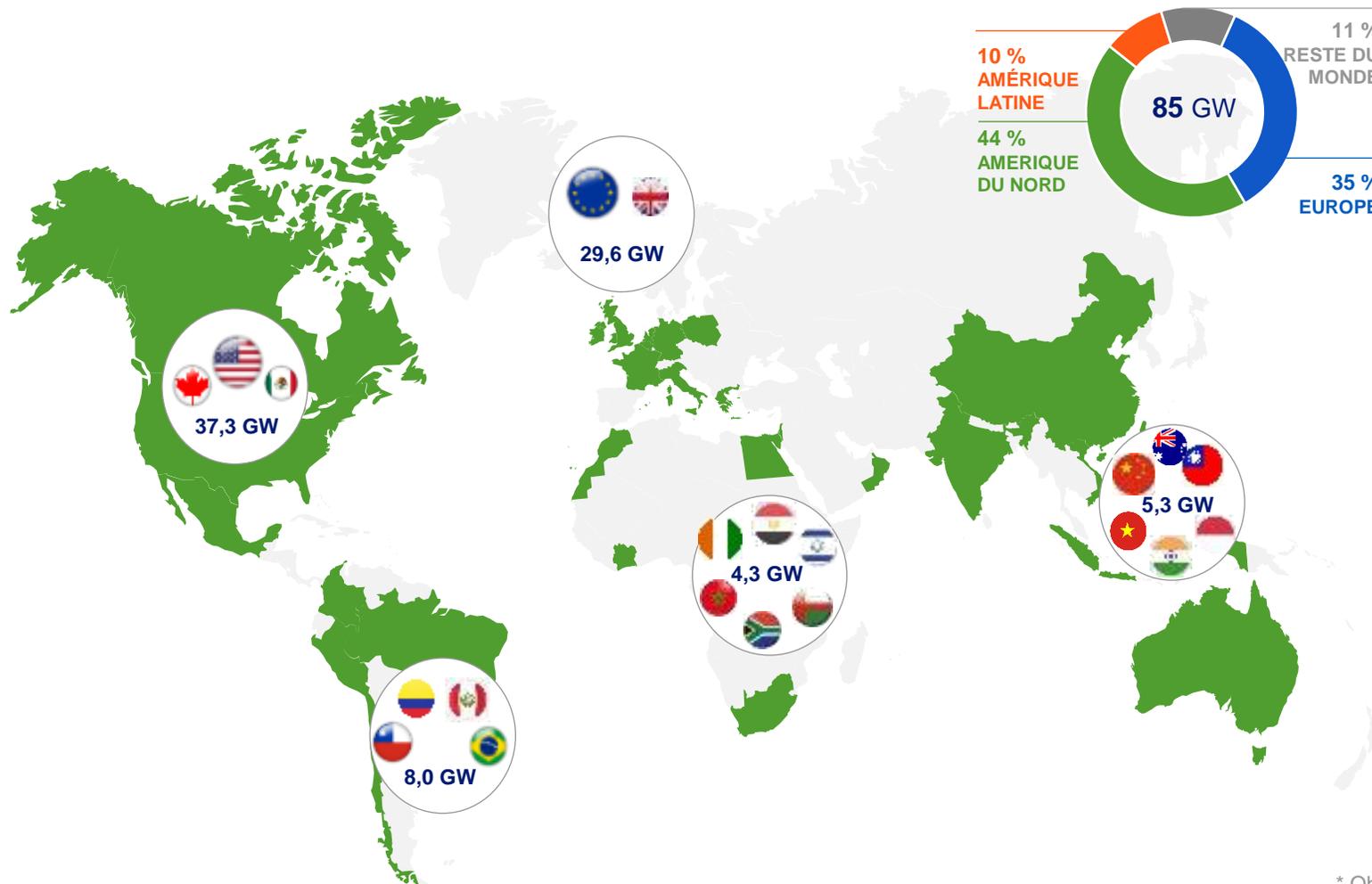
# RÉSULTATS ANNUELS 2022

## ENERGIES RENOUVELABLES

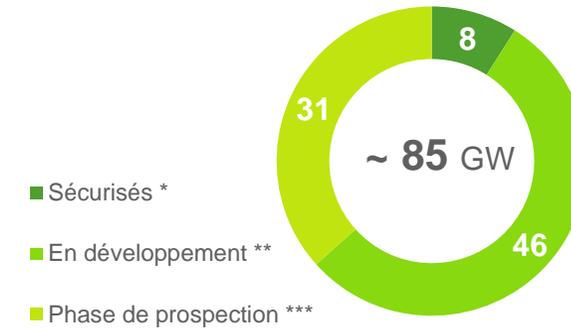


# UN PORTEFEUILLE DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES DE PLUS DE 85 GW <sup>(1)</sup>

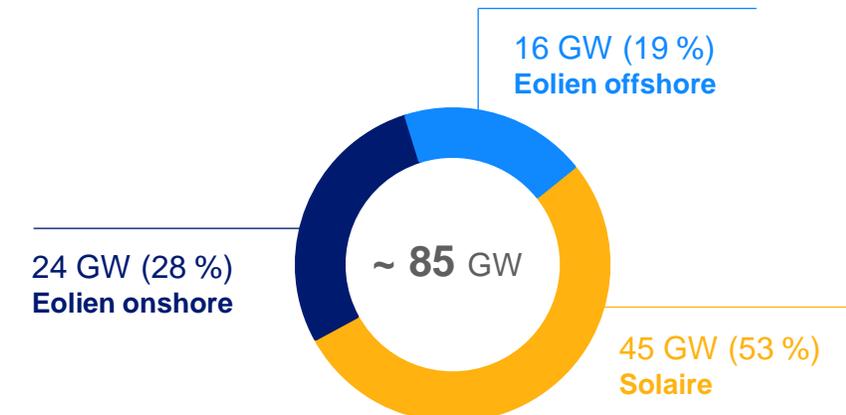
## UN PORTEFEUILLE DE PROJETS DIVERSIFIÉ GÉOGRAPHIQUEMENT...



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



## ... ET PAR TECHNOLOGIE



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

\* Obtention d'un contrat d'achat d'électricité (suite à un appel d'offres, une vente aux enchères, une négociation de gré à gré).

\*\* Sécurisation d'un terrain suffisant et début des études techniques.

\*\*\* Début de l'identification des terrains et des études préliminaires.

# RENOUVELABLES : CAPACITÉ INSTALLÉE ET EN CONSTRUCTION, AU 31 DÉCEMBRE 2022

(en MW)	Brute <sup>(1)</sup>		Nette <sup>(2)</sup>	
	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022
Éolien en construction	3 391	2 783	2 169	1 662
Solaire en construction	4 495	4 347	2 350	3 073
<b>Capacité en construction</b>	<b>7 885</b>	<b>7 130</b>	<b>4 520</b>	<b>4 735</b>
Éolien	13 606	14 552	9 047	9 574
Solaire	5 399	7 427	2 975	3 591
<b>Capacité éolienne &amp; solaire installée</b>	<b>19 005</b>	<b>21 979</b>	<b>12 021</b>	<b>13 165</b>
Hydraulique			22 534	22 577
<b>Capacité installée renouvelable</b>			<b>34 555</b>	<b>35 914</b>

**Croissance des capacité nette installée (éolien et solaire) : + 9,5 %**

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

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

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

# RÉSULTATS ANNUELS 2022

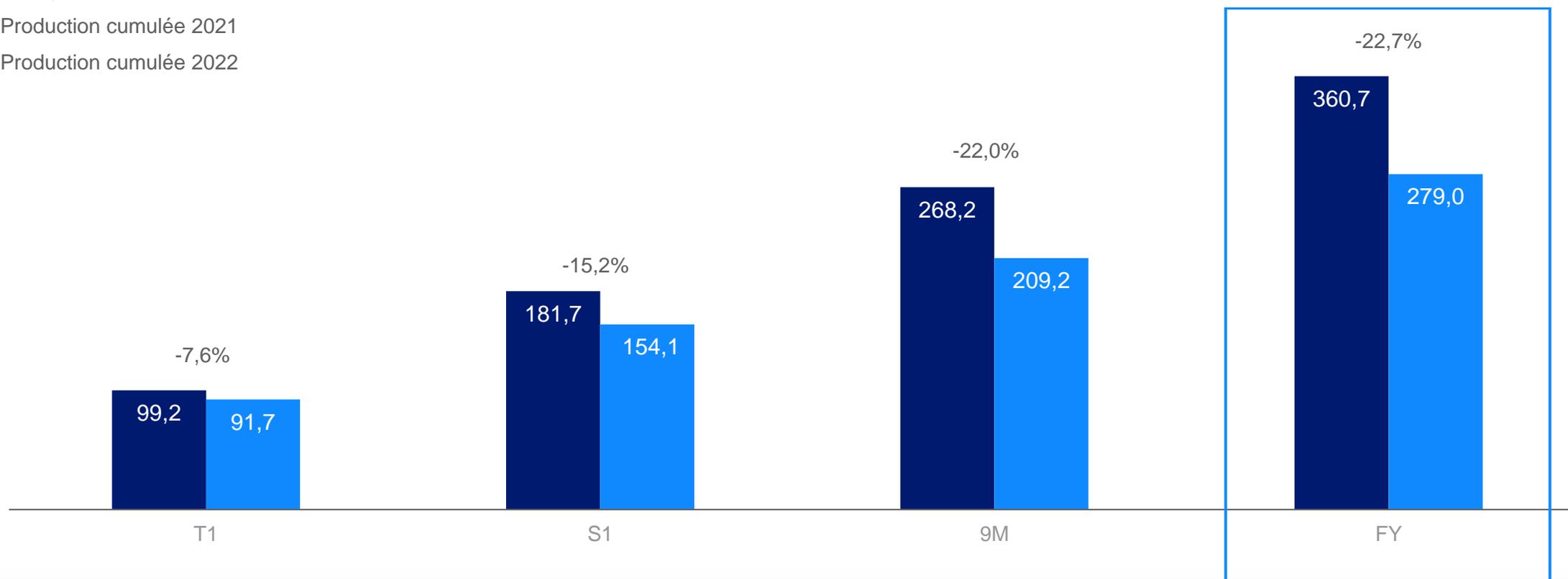
FRANCE



# PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

(en TWh)

- Production cumulée 2021
- Production cumulée 2022



- **Production nucléaire de 279,0 TWh pour 2022, en baisse de 81,7 TWh vs 2021.** Cela est principalement expliqué par une moindre disponibilité du parc nucléaire due essentiellement à l'examen et aux réparations des circuits concernés par la corrosion sous contrainte malgré de moindres fortuits et une optimisation du planning de production

# BILAN ÉLECTRIQUE FRANCE

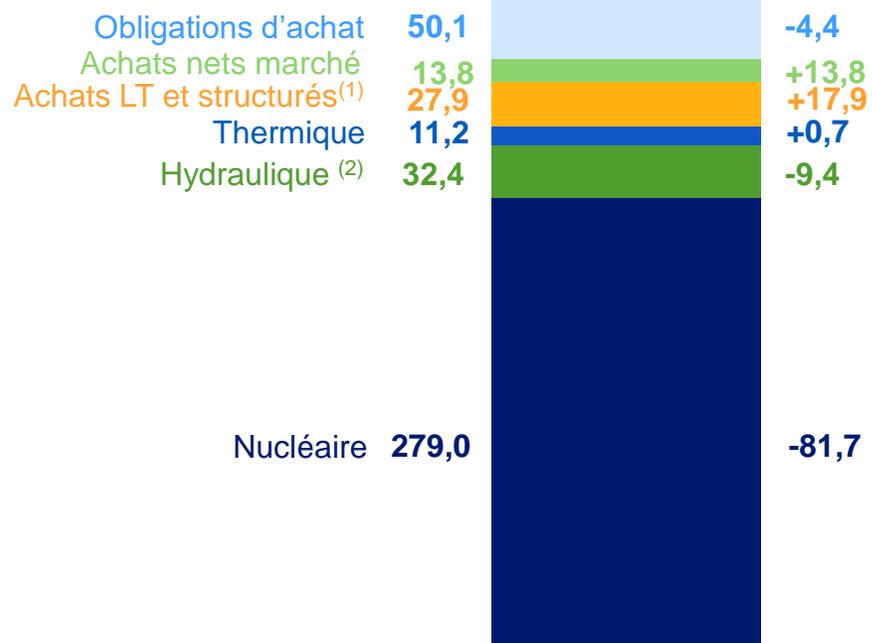
## PRODUCTION / ACHATS

En TWh

 $\Delta$  2022  
vs. 2021

-63,1

414,4



NB : EDF hors activités insulaires.

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

(2) Production hydraulique après déduction du pompage : 25 TWh sur 2022 / 35,9 TWh sur 2021.

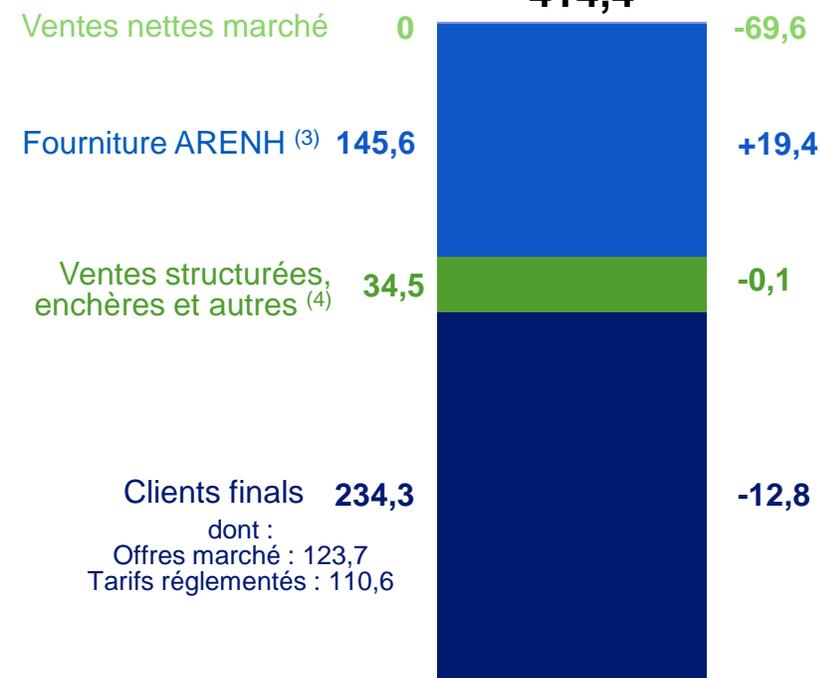
## CONSOMMATION / VENTES

En TWh

 $\Delta$  2022  
vs. 2021

-63,1

414,4



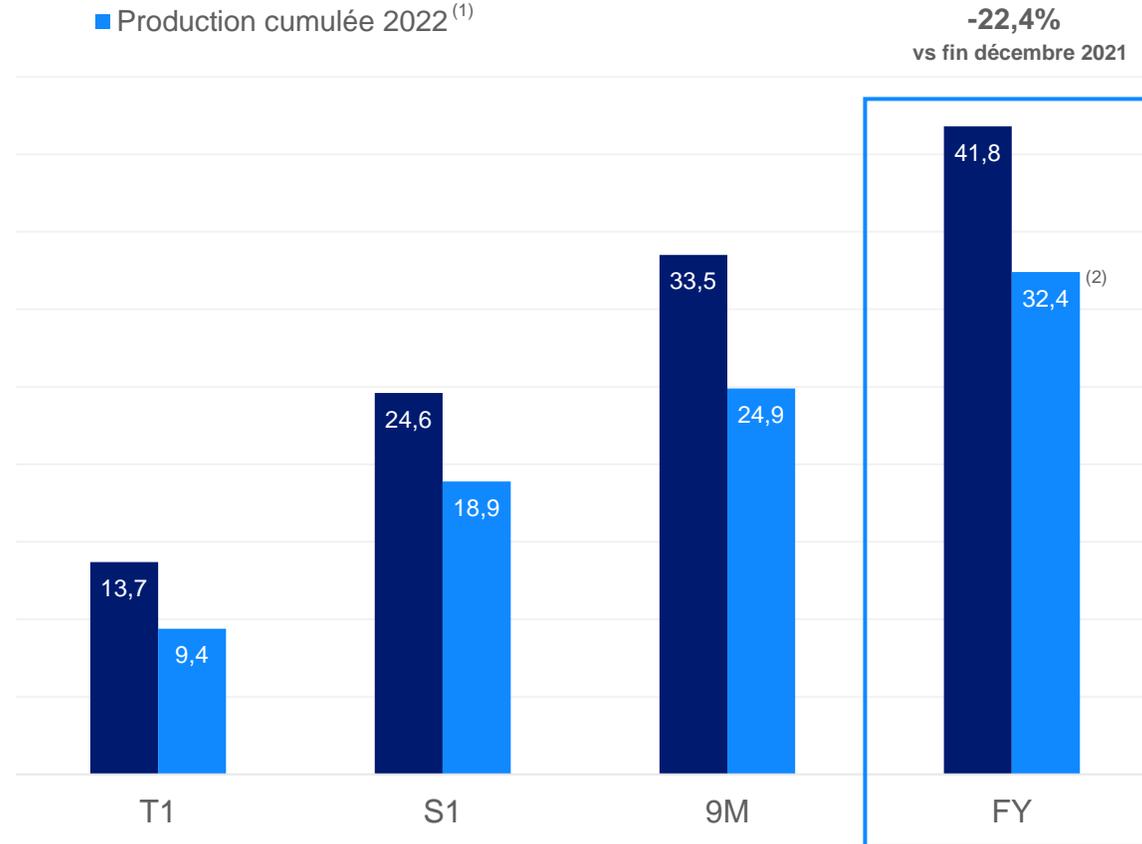
(3) Dont 19,5 TWh au titre des ventes obligées de volumes additionnels d'ARENH aux fournisseurs alternatifs (voir décret de mars 2022).

(4) Y compris pompage hydraulique pour 7,4 TWh sur 2022 / 5,9 TWh sur 2021.

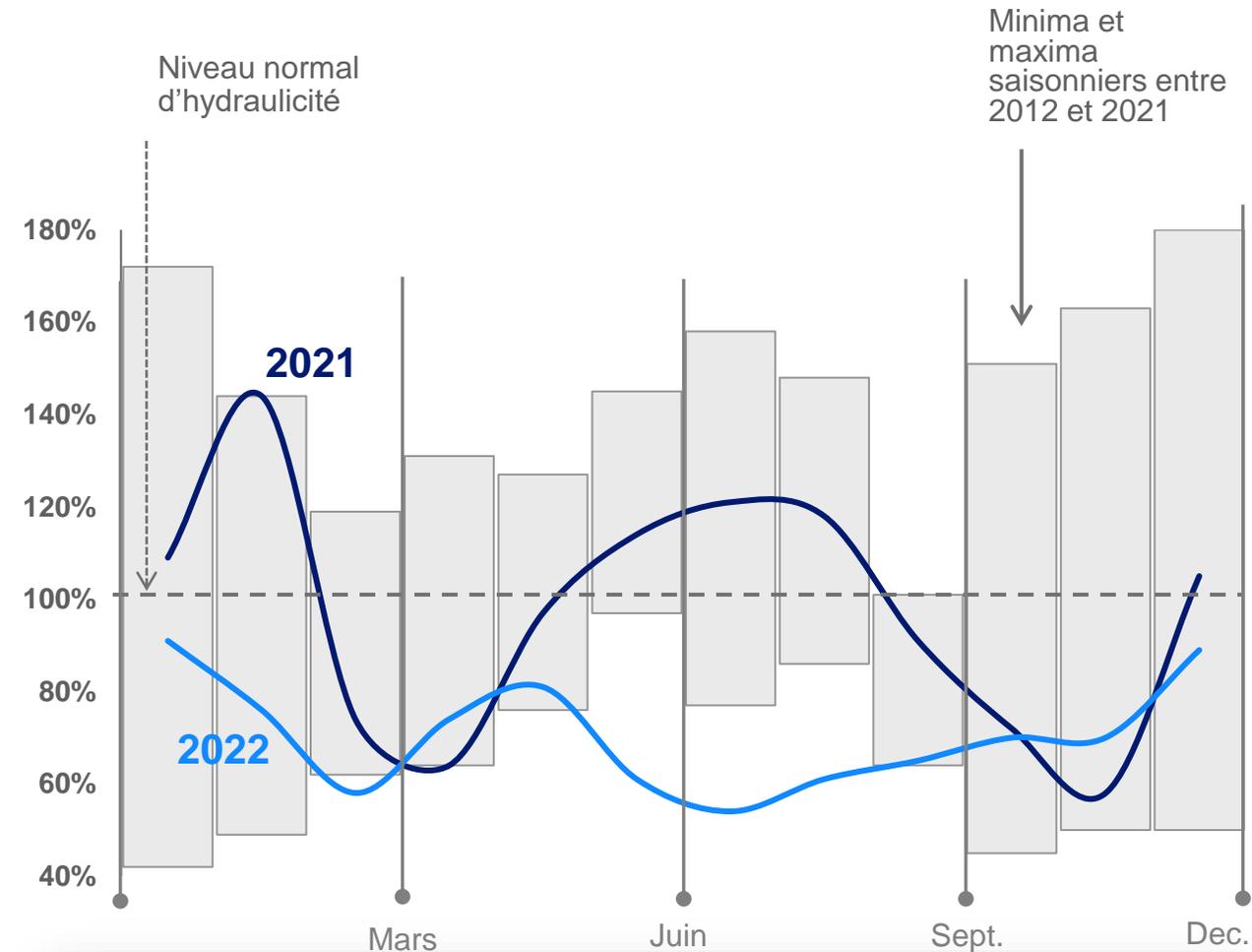
# PRODUCTION HYDRAULIQUE FRANCE

(en TWh)

- Production cumulée 2021 <sup>(1)</sup>
- Production cumulée 2022 <sup>(1)</sup>



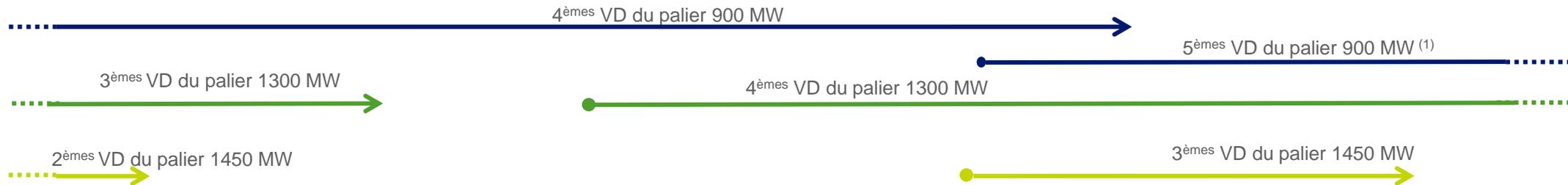
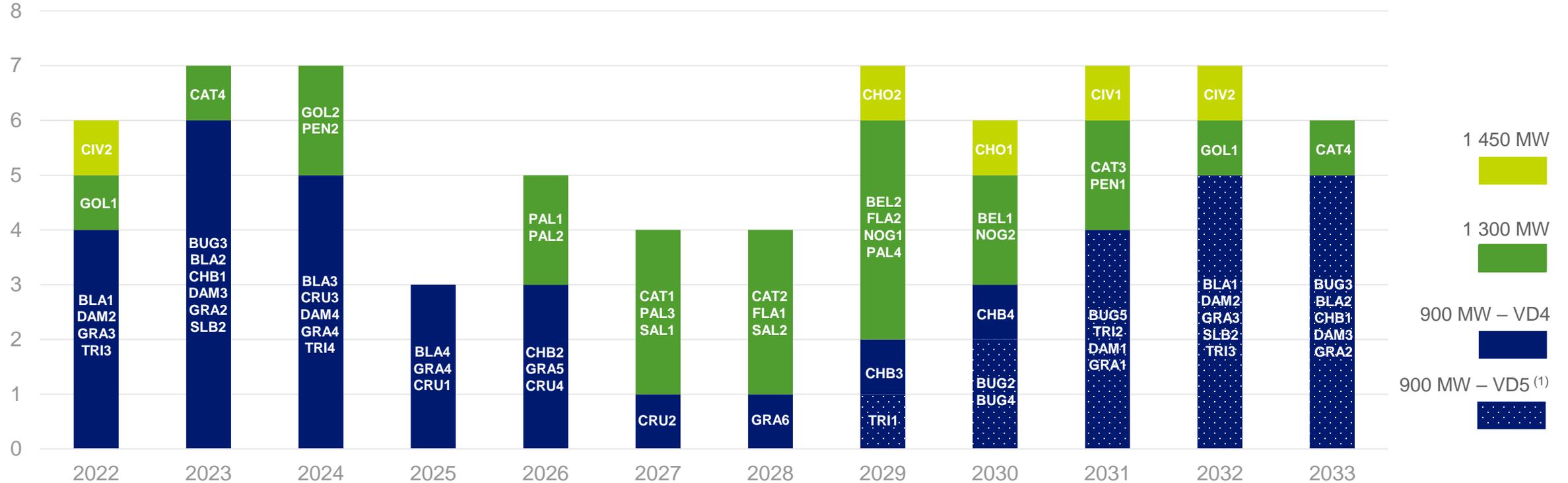
- (1) Production hydraulique hors activités insulaires avant déduction de la consommation du pompage.  
 (2) Production après déduction de la consommation du pompage : 35,9 TWh sur 2021 et 25,0 TWh sur 2022.



- Hydraulicité 2022 très en retrait vs 2021 : indice des conditions hydrauliques de 0,71 en 2022 vs 0,94 en 2021
- Lac France à fin décembre à 66.1% soit +1,3 points vs moyenne historique (64,8%)

# VISITES DÉCENNALES DU PARC NUCLÉAIRE

Nombre de visites décennales (VD)



En 2029, Tricastin 1 serait le premier site du palier 900 à réaliser sa VD5

# IMPACT DES MESURES RÉGLEMENTAIRES SUR L'EBITDA 2022

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION

Impact sur l'EBITDA des mesures réglementaires suite à la publication du décret du 12 mars 2022 et au bouclier tarifaire :

### 1. Relèvement du plafond ARENH pour **-8,1 Mds€** (vs. -8,6 Mds€\*):

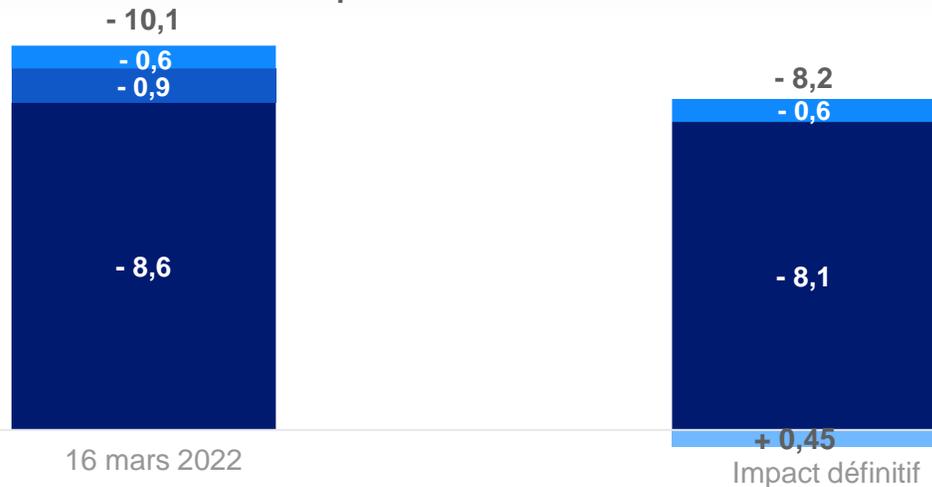
- Complément de 19,5 TWh d'ARENH à 46,2 €/MWh livrés sur la période avril-décembre 2022 aux fournisseurs alternatifs ayant vu leur demande écrêtée suite au guichet de fin 2021: impact estimé à **-4,1 Mds€**. Complément ramené de 20 TWh à 19,5 TWh suite à l'arrêt d'activité ou à la renonciation de certains fournisseurs.
- Impact de ce complément répliqué dans les offres EDF (TRV et offres marché) estimé à **-4 Mds€** (vs. -4,5 Mds€\*): la différence provient d'une plus faible consommation des clients en fin d'année pour +0,2 Md€ (effet sobriété), et de la clarification des règles d'attribution de l'ARENH+ aux clients pour +0,3 Md€)

### 2. Gel du niveau de marge en €/MWh du TRV : impact estimé à **-0,6 Md€**

3. Report tarifaire (à 0 Md€ vs -0,9 Md€\*) compensé via le mécanisme de CSPE instauré par la loi de finances 2023 adoptée le 31/12/2022 pour **+1,4 Md€**. La différence de 0,45 Md€ correspond à l'impact positif de la délibération CRE de juillet 2022 (ci-après)

### 4. Impact positif de la délibération CRE de juillet 2022 concernant le rattrapage de la hausse du sourcing du TRV en janvier 2022 de **+0,45 Md€**

Impact EBITDA estimé en Md€



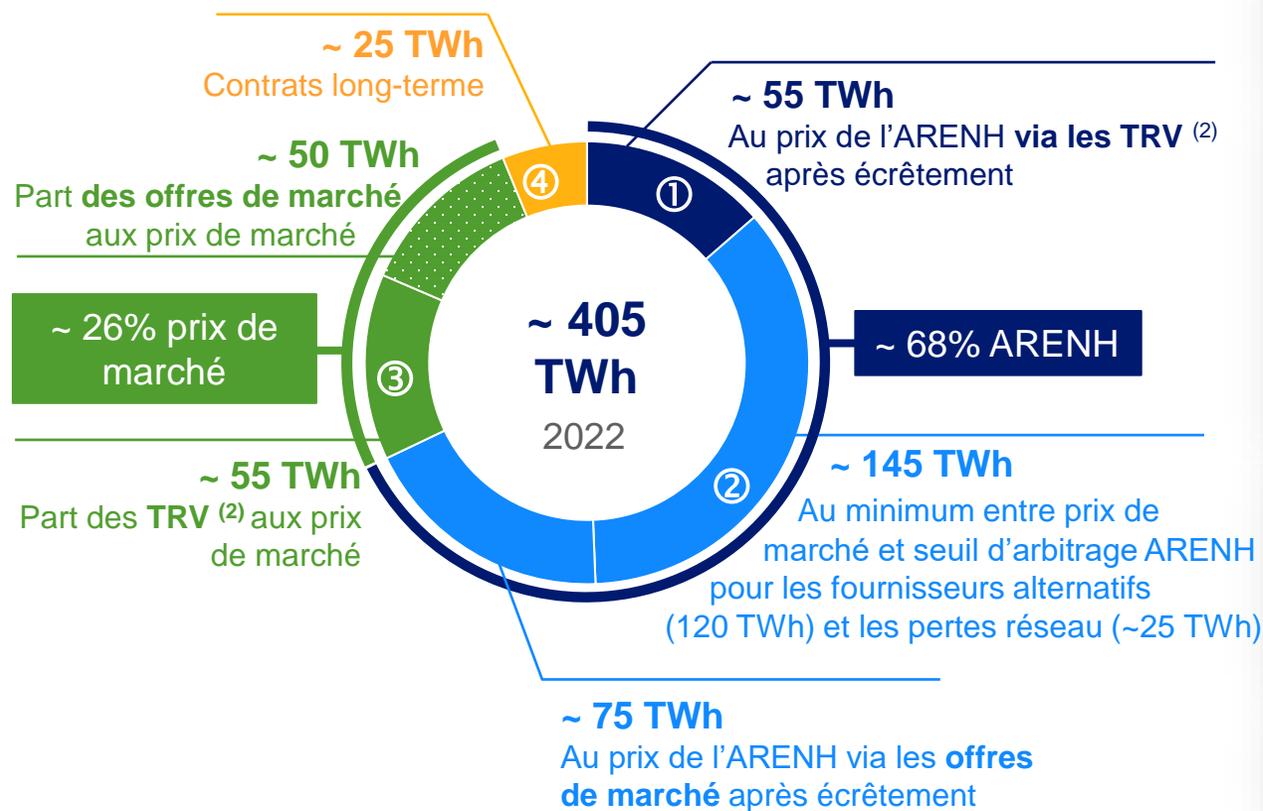
### Attribution d'un volume complémentaire de 20 TWh

Le Conseil d'État a rendu le 3 février 2023 sa **décision dans le cadre du recours en annulation** déposé par EDF le 9 août 2022 : le recours d'EDF a été rejeté. La décision du Conseil d'Etat est rendue en premier et dernier ressort et donc insusceptible d'appel

La **procédure indemnitaire** engagée par EDF devant le Tribunal administratif de Paris, le 27 octobre 2022, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du Dispositif, estimé à fin octobre 2022 à 8,34 Mds€<sup>(1)</sup> est une procédure indépendante et son instruction se poursuit

(1) Le montant de -8,1 Md€ ci-contre intègre une consommation des clients en fin d'année plus faible que celle estimée en octobre 2022 pour environ +0,2 Md€ (effet sobriété).

# RÉPARTITION DES VENTES <sup>(1)</sup> D'ÉLECTRICITÉ EN FONCTION DE LEUR EXPOSITION 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 2022, notamment en termes de parts de marché aval d'EDF  
En 2022, application aux offres aval du taux d'écrêtement lié au niveau de souscription ARENH des fournisseurs alternatifs (160 TWh).

(2) Tarifs réglementés de vente.

**1** Volumes vendus au prix de l'ARENH selon la formule d'empilement des coûts dans les tarifs réglementés de vente (essentiellement tarifs bleus 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 <sup>(3)</sup>, qui comprennent :

- 19,5 TWh au titre des ventes obligées de volumes additionnels d'ARENH aux fournisseurs alternatifs (décret de mars 2022)
- 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 <sup>(4)</sup> 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 <sup>(5)</sup>, 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

(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 réplique de la structure de coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs : parts des volumes correspondant aux « droits ARENH » dont réplique des volumes additionnels aux fournisseurs alternatifs .

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

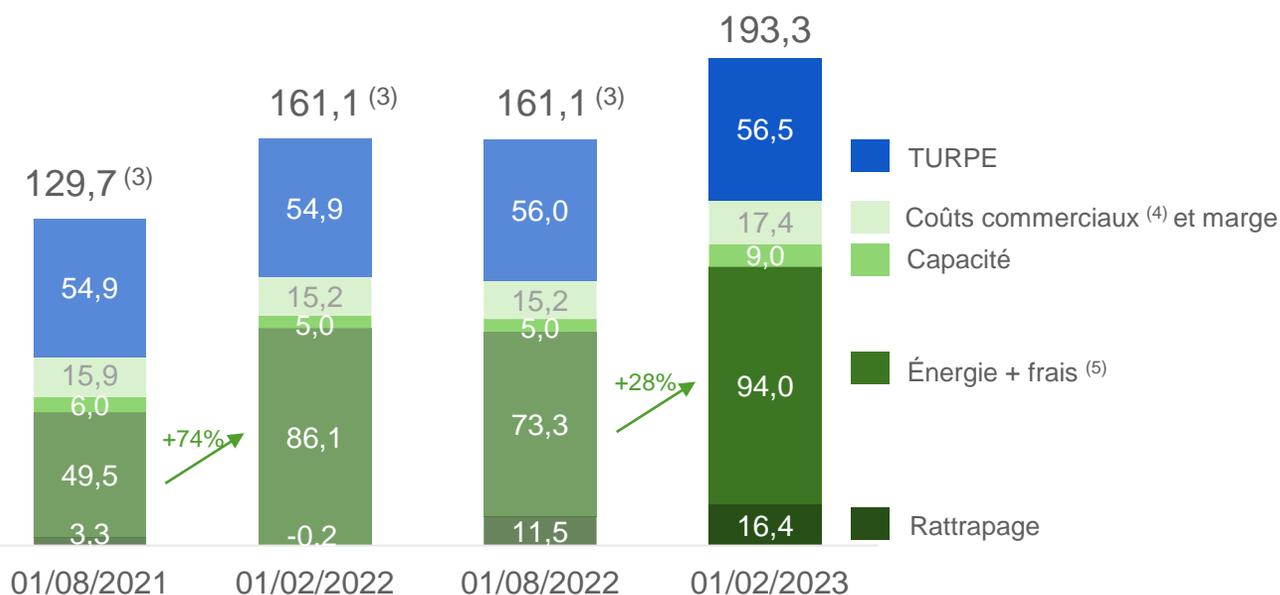
# TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : EVOLUTION 2021-2023

## TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT (1) (2)

(en €/MWh)

+ 24,3 %  
+ 31,3 €/MWh

+ 20,0 %  
+ 32,2 €/MWh

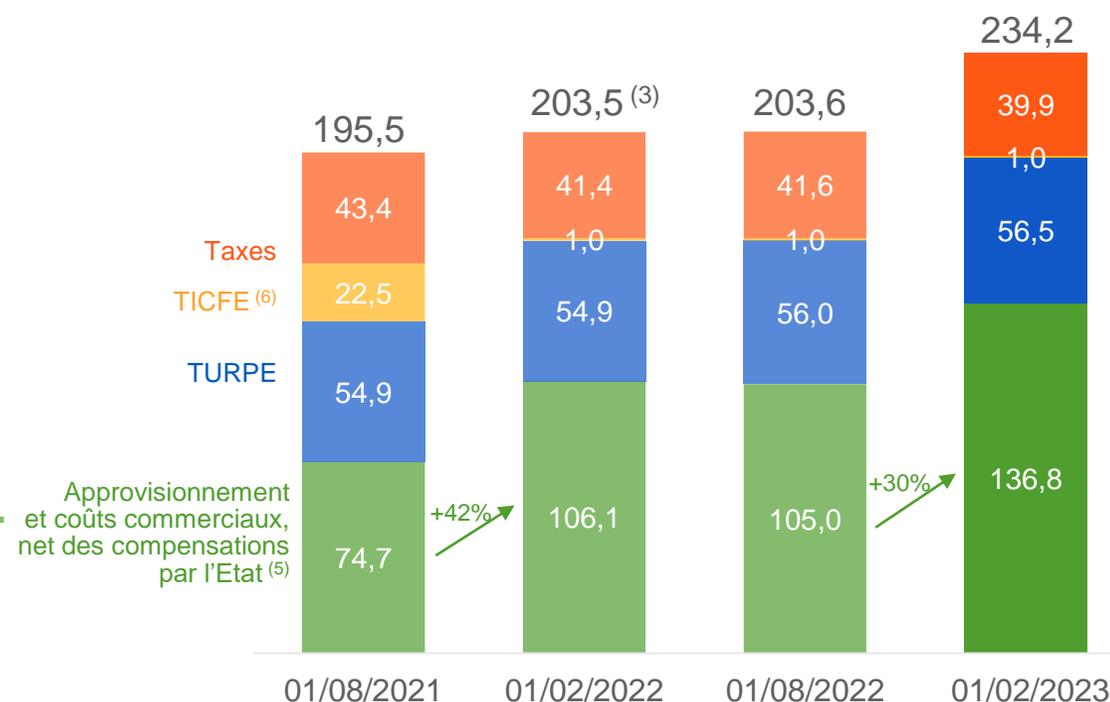


## COMPOSITION DE LA FACTURE MOYENNE TTC (CLIENT BLEU RÉSIDENTIEL)

(en €/MWh)

+ 4,0 %  
+ 7,7 €/MWh

+ 15,0 %  
+ 30,6 €/MWh



(1) Source : Journal Officiel.

(2) Les composantes sont basées sur un calcul moyen sur le portefeuille de clients au TRV à fin 2021 (dernière base de données disponible à date).

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

(4) Y compris le coût des obligations CEE.

(5) Pour 2022 et 2023, cette brique tient compte du bouclier tarifaire de l'année en cours. En février 2023, en particulier, cette brique intègre le rattrapage au titre du bouclier 2022 et une décote de 143,2 €/MWh au titre du bouclier tarifaire 2023. Cette décote est compensée par la CSPE au titre de la loi de finances pour 2023 et ne fera donc pas l'objet d'un rattrapage en 2024.

(6) Ex CSPE.

## CSPE : CHARGES POUR EDF (1/2)

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	2020		2021		2022	
Obligations d'achat <sup>(1)</sup>	6 158	76 %	3 342	61 %	- 3 097	NC
Autres <sup>(2)</sup>	1 923	24 %	2 130	39 %	3 905	NC
<b>Total CSPE EDF</b>	<b>8 081</b>	<b>100 %</b>	<b>5 472</b>	<b>100 %</b>	<b>808</b>	<b>100 %</b>

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

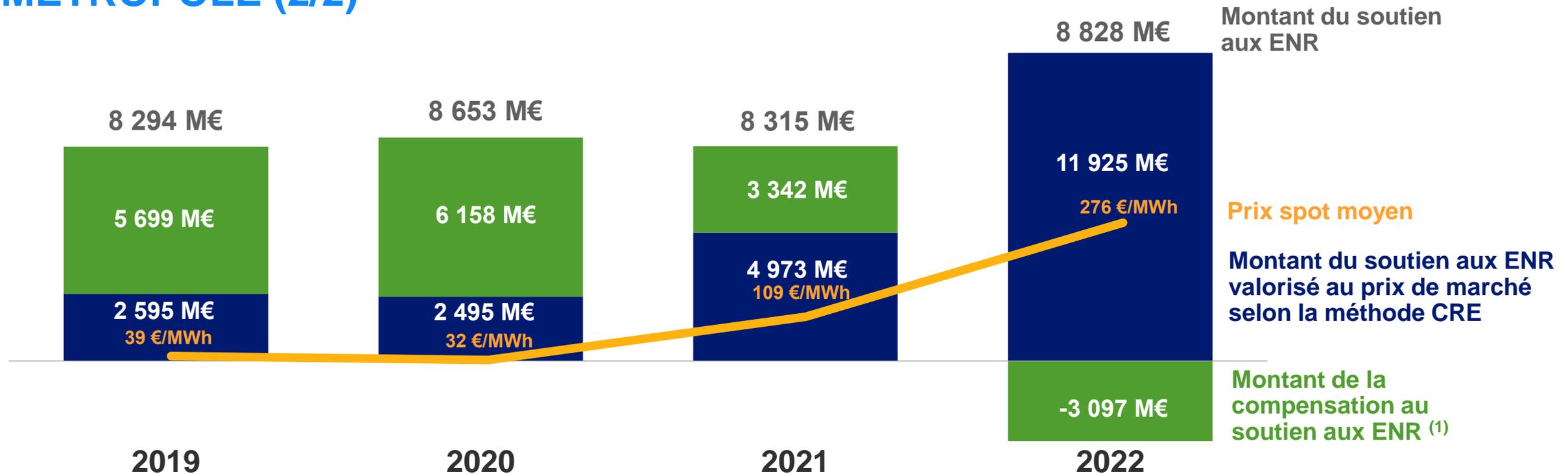
- Les charges de soutien aux énergies renouvelables (ENR) en métropole diminuent de 6,4 Mds€ entre 2021 et 2022 et deviennent négatives à fin décembre 2022. En effet, la hausse de 167 €/MWh des prix spot observée entre 2021 (109 €/MWh) et 2022 (276 €/MWh) a eu pour conséquence que le prix spot moyen a dépassé le prix moyen d'obligation  
Cet effet a été amplifié par le dé plafonnement des compléments de rémunération adopté fin 2022 qui engendre des produits à recevoir pour environ 1,6 Md€ (sans contrepartie 2021)
- Les autres charges sont en hausse de 1,8 Md€, elles concernent :
  - d'une part, les charges inhérentes aux boucliers tarifaires, électricité et gaz représentant 1,6 Md€ en 2022 et sans équivalence en 2021,
  - d'autre part, les charges associées aux ZNI<sup>(3)</sup> sont en hausse de 0,2 Md€ entre 2021 et 2022 pour tenir compte du développement des ENR dans ces territoires et de la hausse des prix des commodités (fioul, charbon, CO<sub>2</sub>)

(1) Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables comprennent les compléments de rémunération et les obligations d'achats regroupant l'électricité produite en métropole à partir de : hydraulique inférieure à 12 MW, biomasse, éolien terrestre et offshore, photovoltaïque, cogénération, valorisation des déchets ménagers et énergies de récupération à l'exception des ZNI<sup>(3)</sup>.

(2) Les charges liées au manque à gagner des ventes du portefeuille client suite au gel tarifaire, électricité et gaz décidés par le Gouvernement, les surcoûts de production et les obligations d'achat dans les ZNI<sup>(3)</sup>, ainsi que le Fonds de Solidarité Logement et certaines prestations de services à destination des clients précaires.

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

# CSPE : ÉVOLUTION DES CHARGES DE SOUTIEN AUX ENR D'EDF EN MÉTROPOLE (2/2)



**Principe :** Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie <sup>(2)</sup> couvre l'écart entre le coût de soutien des ENR 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.

# RÉSULTATS ANNUELS 2022

COMPTES CONSOLIDÉS

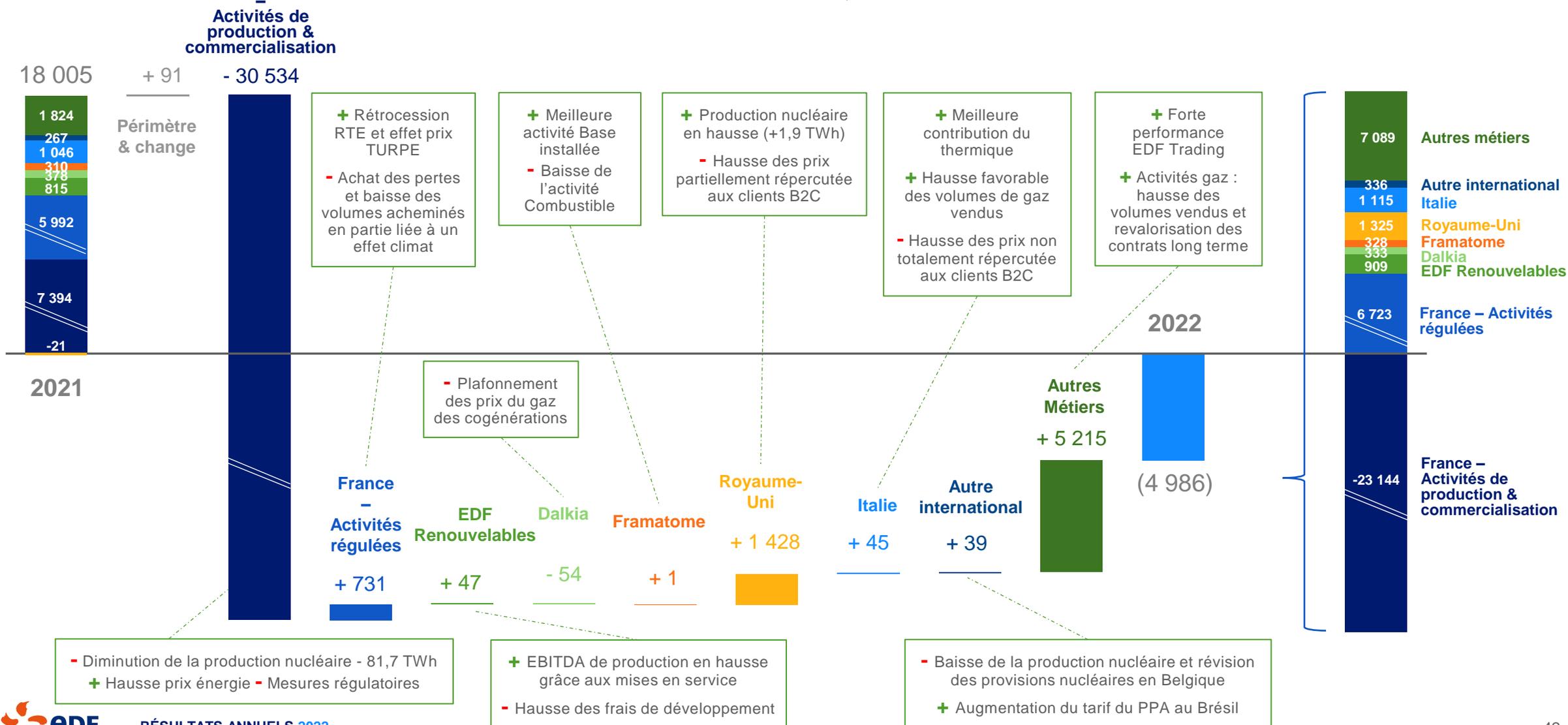


# EBITDA GROUPE PAR SEGMENT

En millions d'euros



VARIATION ORGANIQUE : - 128,2 % (1)



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

# ÉVOLUTION DU RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2021	2022	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(1 459)	(1 730)	(271)
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	(1 494)	(1 940)	(446)
Effets d'actualisation	(2 670)	174	2 844
Autres produits et charges financiers	4 489	(1 997)	(6 486)
<i>Dont variation nette de juste valeur de titres de dette et de capitaux propres des actifs dédiés</i>	2 739	(3 096)	(5 835)
<b>Résultat financier</b>	<b>360</b>	<b>(3 553)</b>	<b>(3 913)</b>
<i>Hors éléments non récurrents, avant impôts (dont variation nette de la JV des instruments financiers IFRS 9)</i>	(2 797)	3 334	6 131
<b>Résultat financier courant</b>	<b>(2 437)</b>	<b>(219)</b>	<b>2 218</b>

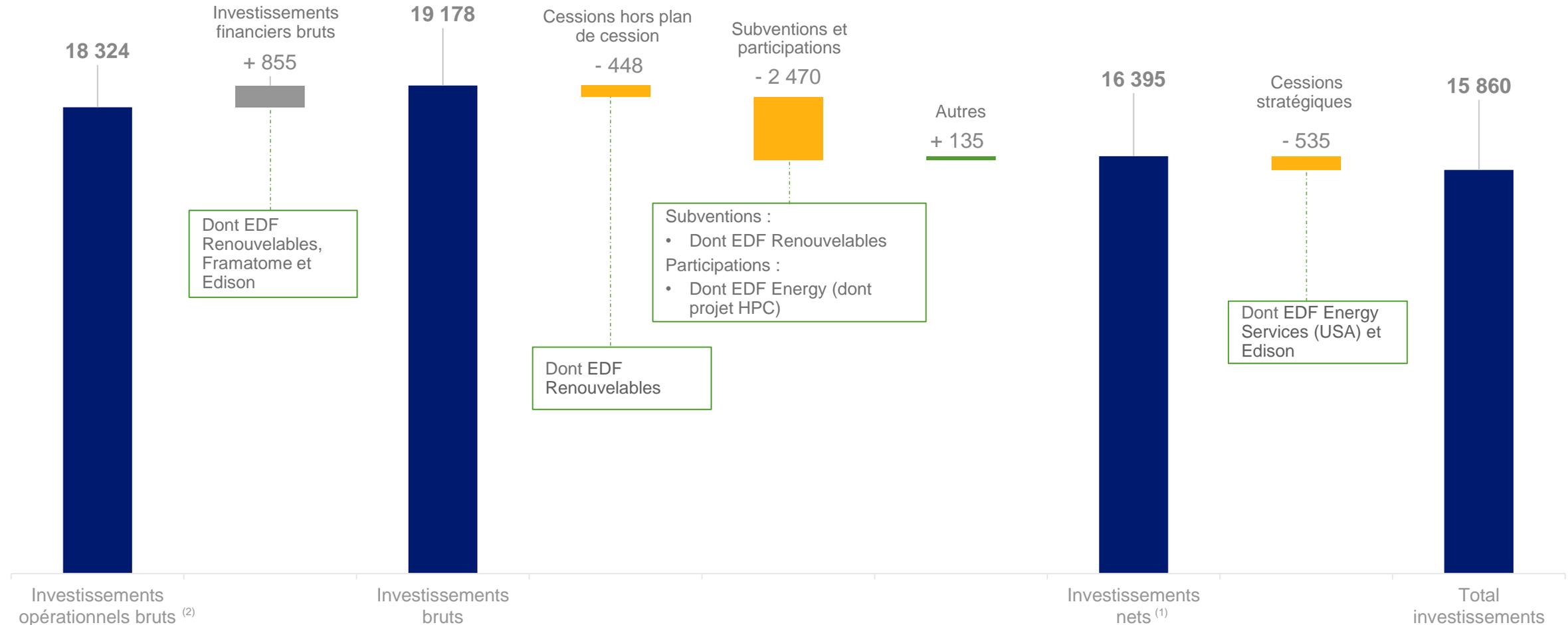
# ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros	2021	2022
<b>Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)</b>	<b>18 005</b>	<b>(4 986)</b>
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	(869)	(7 825)
<b>Excédent brut d'exploitation Cash (EBITDA Cash)</b>	<b>17 136</b>	<b>(12 811)</b>
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(1 526)	8 301
Investissements nets – hors cessions <sup>(1)</sup>	(15 725)	(16 395)
Dividendes reçus des entreprises associées	467	590
Autres éléments	(565)	(1 220)
<b>Cash flow généré par les opérations</b>	<b>(213)</b>	<b>(21 535)</b>
Cessions d'actifs	2 847	535
Impôts sur le résultat payé	(2 276)	(1 282)
Frais financiers nets décaissés	(588)	(1 003)
Actifs dédiés	(501)	(233)
Dividendes versés	(794)	(1 085)
<b>Cash flow Groupe</b>	<b>(1 525)</b>	<b>(24 603)</b>
Augmentation de capital, hybrides et autres variations monétaires	192	2 498
<b>Variation monétaire de l'endettement financier net</b>	<b>(1 333)</b>	<b>(22 105)</b>
Effet de la variation de change	(515)	85
Autres variations non monétaires – IFRS 16	(712)	(660)
Autres variations non monétaires	1 862	1 168
<b>Variation de l'endettement financier net des activités poursuivies</b>	<b>(698)</b>	<b>(21 512)</b>
<b>Endettement financier net d'ouverture</b>	<b>42 290</b>	<b>42 988</b>
<b>Endettement financier net de clôture</b>	<b>42 988</b>	<b>64 500</b>

(1) Y compris HPC et Linky

# INVESTISSEMENTS : PASSAGE DU BRUT AU NET (1)

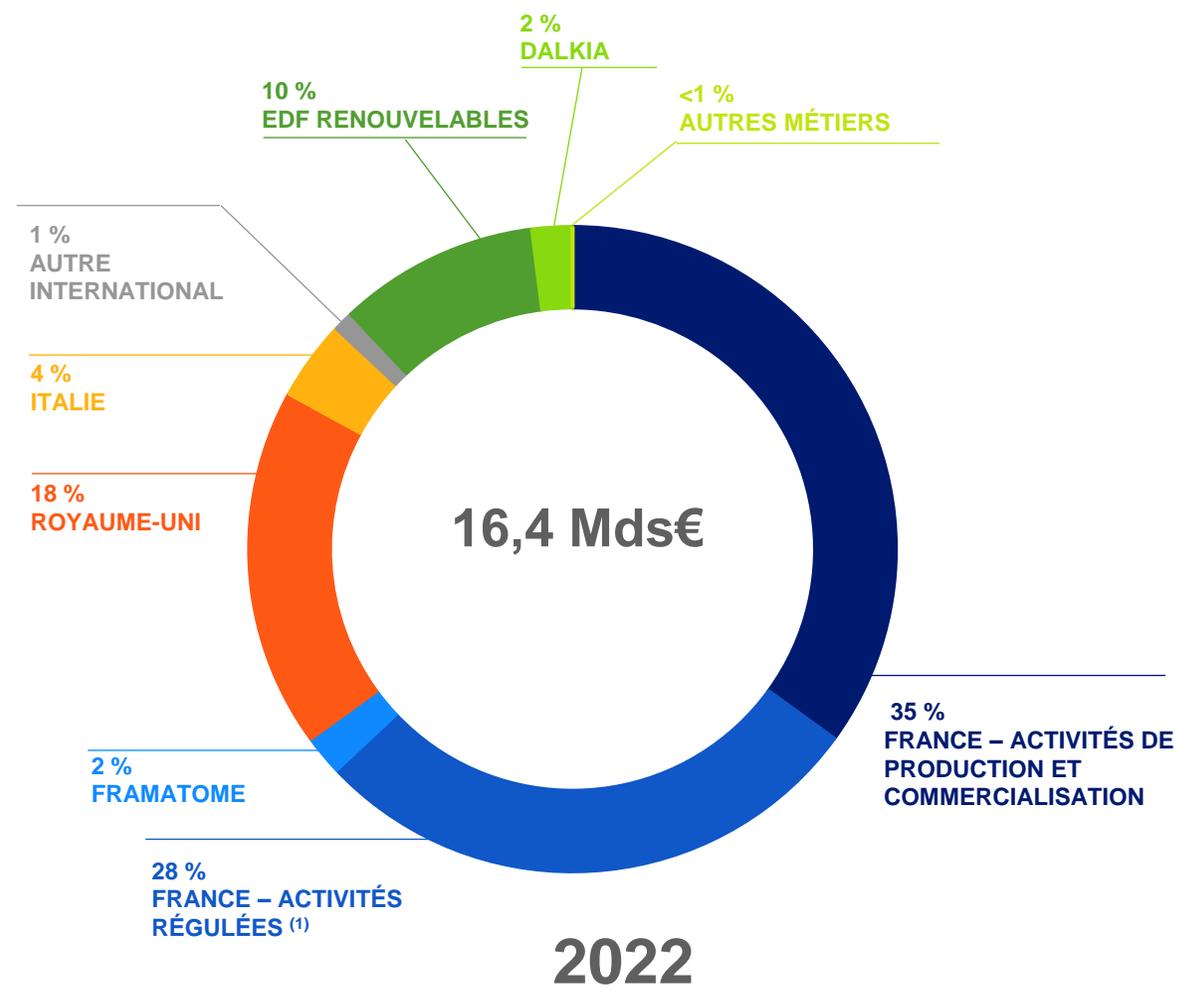
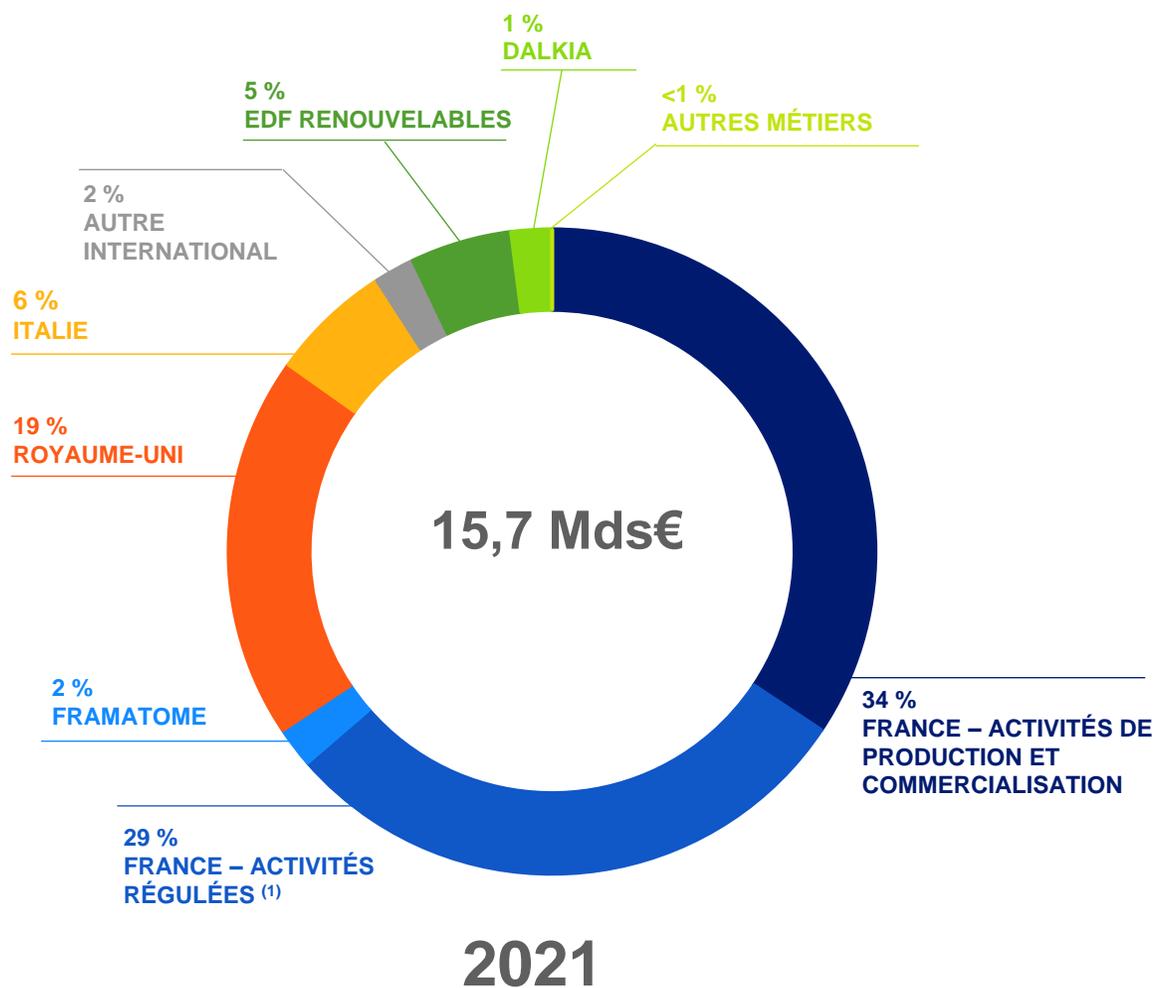
(en millions d'euros)



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

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

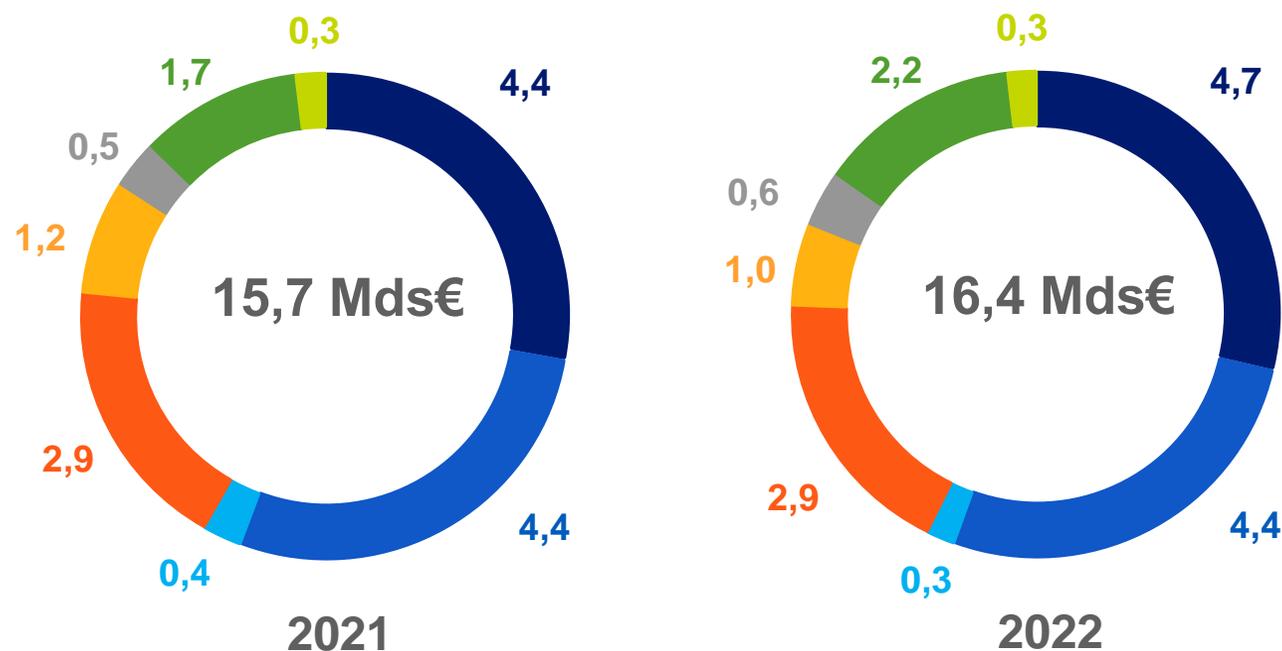
# INVESTISSEMENTS NETS TOTAUX Y COMPRIS ACQUISITIONS, HORS PLAN DE CESSION



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

# INVESTISSEMENTS NETS Y COMPRIS ACQUISITIONS HORS PLAN DE CESSION

En milliards d'euros



	Maintenance	Développement	TOTAL
Renouvelables	0,4	1,8	2,2
Maintenance Nucléaire (France, Belgique, UK) yc Grand Carénage	4,7	0,0	4,7
Enedis, SEI et ES (réseaux)	1,7	2,7	4,4
Framatome	0,0	0,3	0,3
Projet Flamanville 3	0,0	0,3	0,3
Services	0,0	0,6	0,6
Nouveau nucléaire	0,0	2,9	2,9
Autres (1)	0,6	0,4	1,0
<b>TOTAL</b>	<b>7,5</b>	<b>8,9</b>	<b>16,4</b>

- Investissements nets éligibles selon la taxonomie européenne : **69 %** (2)
- **Investissements nets alignés / éligibles : 95,5 %**

NB : chiffres arrondis à la décimale la plus proche.

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

(2) Voir chapitre 3.8.4 de l'URD. Les investissements décarbonés réalisés dans les activités nucléaires au Royaume-Uni étant exclus de la taxonomie européenne, ils sont non éligibles.

# RÉSULTATS ANNUELS 2022

FINANCEMENT ET TRÉSORERIE



# ENDETTEMENT ET LIQUIDITÉ

En milliards d'euros	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022
<b>Endettement financier net</b>	42,3	43,0	<b>64,5</b>
Ratio EFN / EBITDA	2,61x	2,39x	<i>n.a.</i>
<b>Dette</b>			
• Dette obligataire	50,2	49,2	<b>45,2</b>
• Maturité moyenne de la dette brute (années)	14,5	13,7	<b>9,4</b>
• Coupon moyen	2,32 %	2,06 %	<b>2,63 %</b>
<b>Liquidités brutes <sup>(1)</sup></b>	32,4	35,7	<b>43,5</b>
Emprunts et dettes financières - part courante (hors dérivés)	(11,5)	(15,1)	<b>(28,7)</b>
<b>Liquidités nettes</b>	20,9	20,6	<b>14,8</b>

n.a. = non applicable.

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

# ENDETTEMENT FINANCIER NET

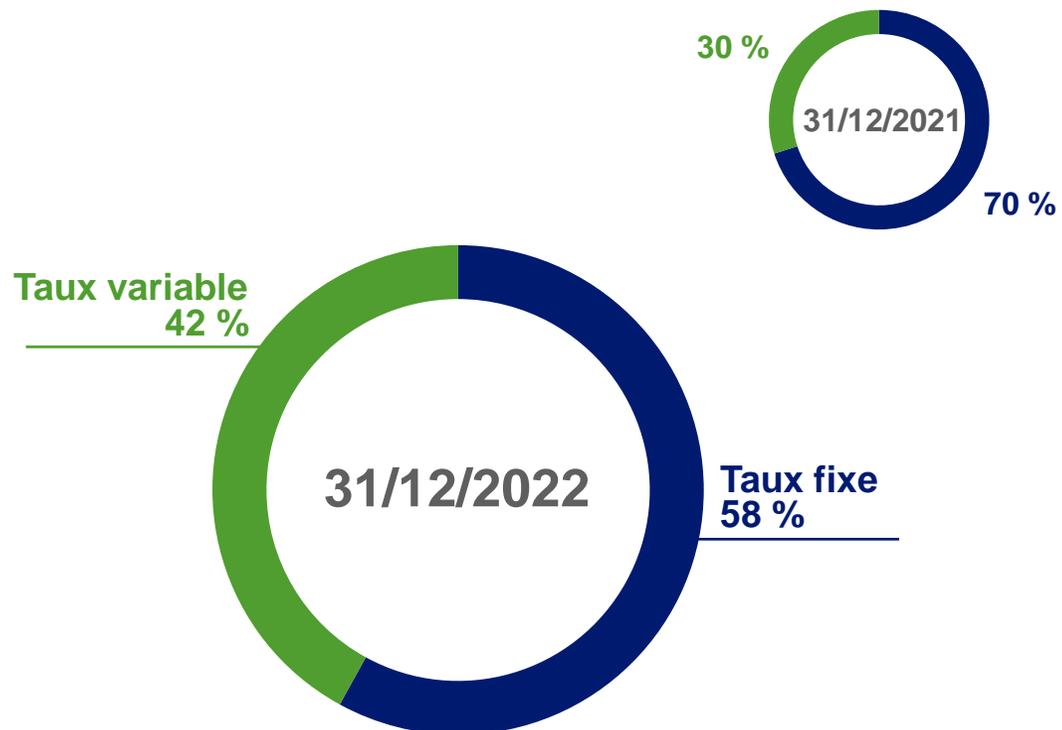
En millions d'euros	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022
Emprunts et dettes financières	65 591	69 406	<b>96 053</b>
Dérivés de couverture des dettes	(1 986)	(3 762)	<b>(2 024)</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(6 270)	(9 919)	<b>(10 948)</b>
Titres de dettes et de capitaux propres (actifs liquides)	(15 028)	(12 737)	<b>(18 507)</b>
Dérivés de couverture des actifs liquides	-	-	<b>(74)</b>
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés <sup>(1)</sup>	(17)	-	-
<b>Endettement financier net <sup>(2)</sup></b>	<b>42 290</b>	<b>42 988</b>	<b>64 500</b>

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

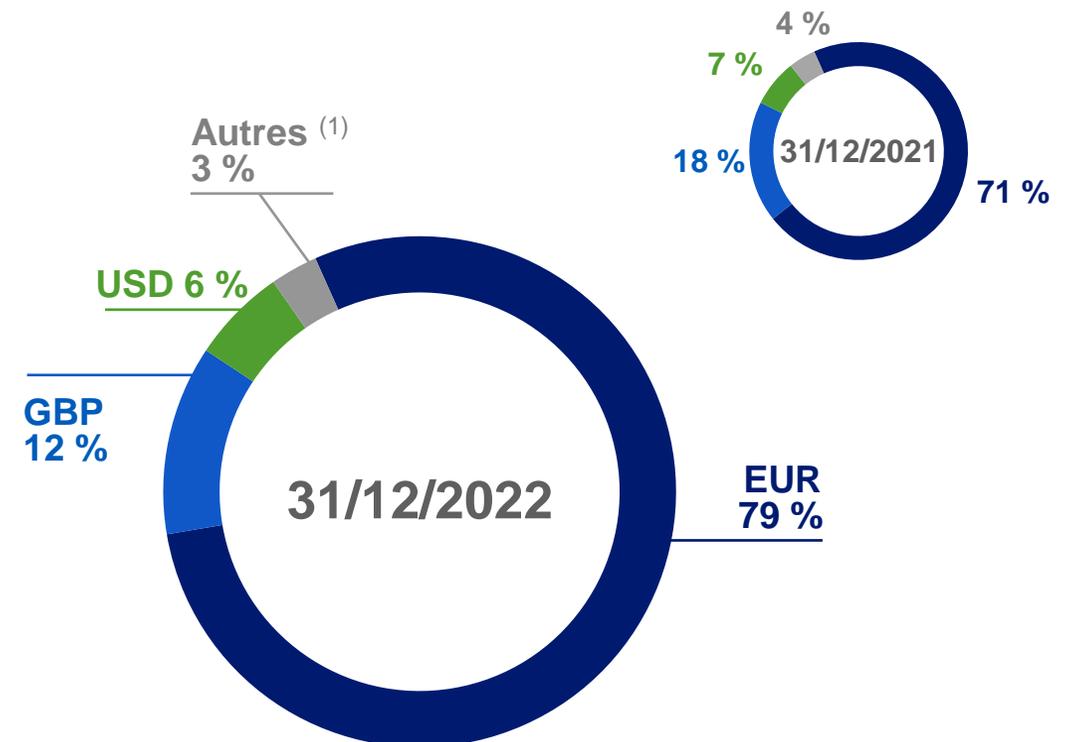
(2) Après application de la norme IFRS 16.

# DETTE FINANCIÈRE BRUTE APRÈS SWAPS

## VENTILATION PAR TYPE DE TAUX



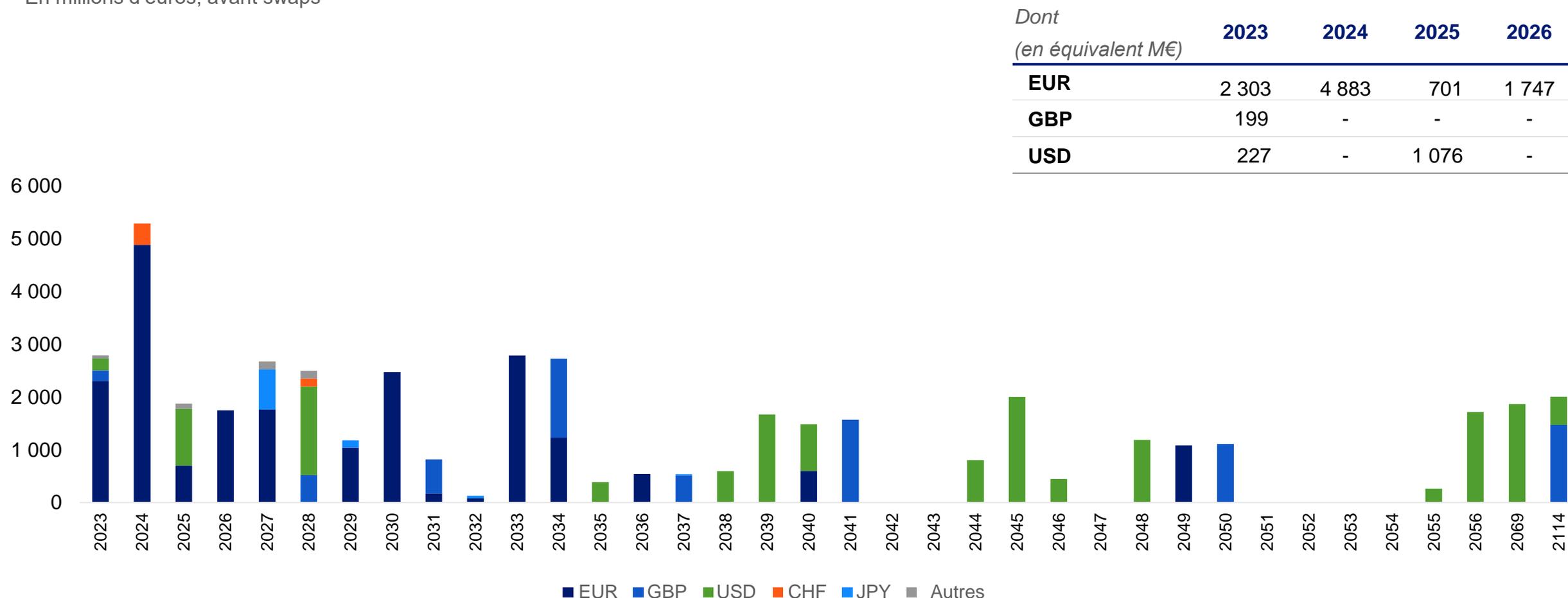
## VENTILATION PAR DEVISE



(1) Principalement CHF, PLN, CAD et JPY.

# TOMBÉES DE DETTES OBLIGATAIRES PAR DEVISE

En millions d'euros, avant swaps



Dont (en équivalent M€)	2023	2024	2025	2026
<b>EUR</b>	2 303	4 883	701	1 747
<b>GBP</b>	199	-	-	-
<b>USD</b>	227	-	1 076	-

# 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.

Une nouvelle émission de 1 Md€ à 7,5 % avec option de remboursement à 6 ans a été réalisée en fin d'année 2022. Suite à l'exercice de son option de remboursement, l'obligation hybride perpétuelle à 5,25 % émise le 29 janvier 2013 a été intégralement remboursée le 29 janvier 2023 pour un montant résiduel de 2 098 M\$ (i.e 1 538 M€<sup>(1) (2)</sup>)

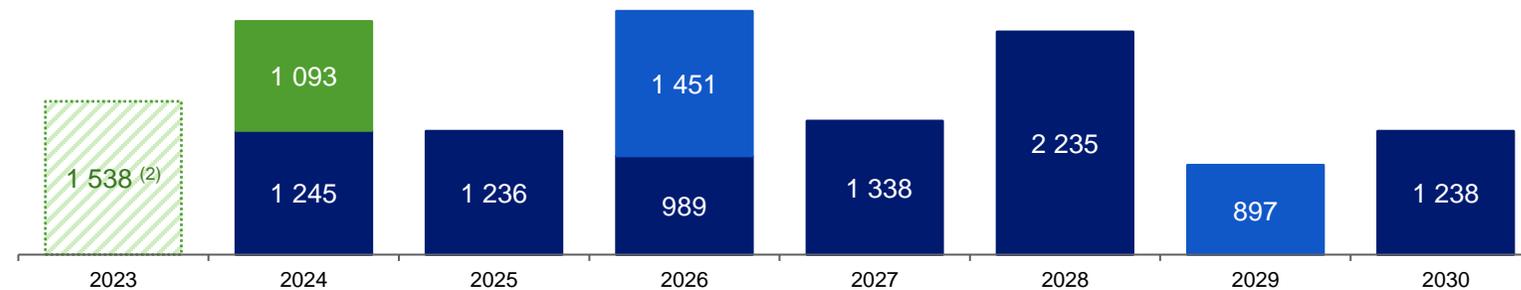
## Stock de titres hybrides suite à l'émission de nouveaux titres (en millions d'euros)<sup>(1)</sup>

**Montant total:** 11,7 Mds €<sup>(1)</sup>

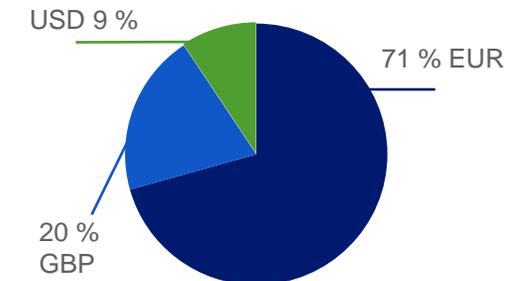
**Maturité moyenne:** 4,03 ans

**Coût moyen:** 4,74 %

### Echéancier en base correspondant aux premières dates de call



### Répartition du stock par devise au 31/12/2022



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

(2) Montant remboursé le 29/01/2023 et reclassé au 31/12/2022 en Autres dettes financières pour 1 966 M€.

# GREEN BONDS : FONDS ALLOUÉS ET REPORTING D'IMPACT



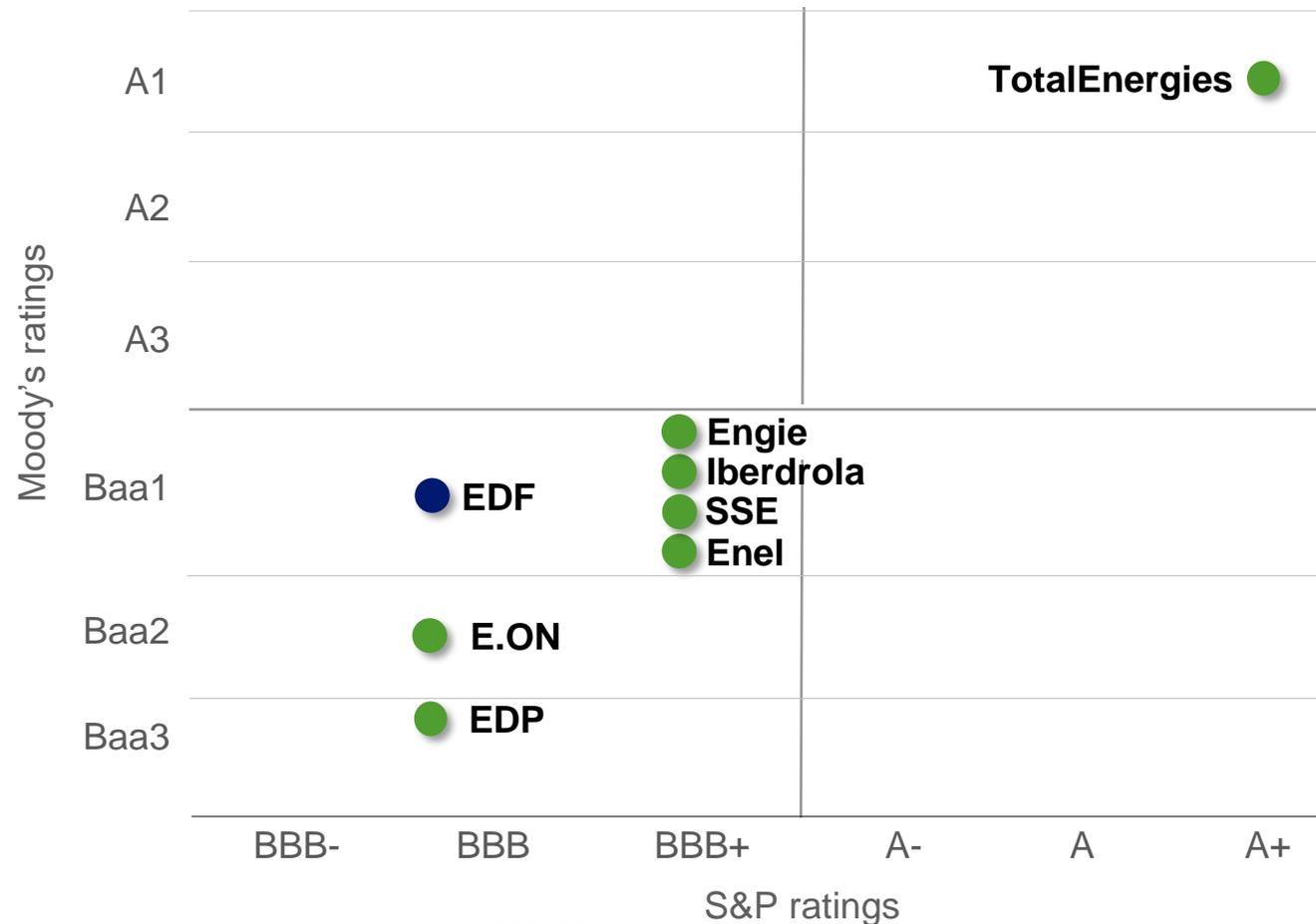
Date d'émission	Fonds levés	Fonds alloués	Projets financés par le Green Bond	Part des investissements totaux financés par le Green Bond	Capacité nette <sup>(1)</sup> totale des projets financés (en MW)	CO <sub>2</sub> évité attendu – net <sup>(1)</sup> (en Mt/an)
Nov. 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	projets EDF Renouvelables	59 %	976	1,55
Oct. 2015	1,25 Md\$	1,25 Md\$	projets EDF Renouvelables	58 %	815	1,83
Oct. 2016	1,75 Md€	1 248 M€	projets EDF Renouvelables	54 %	962	1,61
		502 M€	opérations EDF Hydro	100 %	903	0,01
Jan. 2017	26 000 M¥	14 021 M¥	projets éoliens (EDF Renouvelables, Luminus)	15 %	86	0,12
		11 979 M¥	opérations EDF Hydro + projet hydro Luminus	87 %	133	0,01
Sept. 2020	2,4 Md€	2 246 M€	projets + rachats de portefeuille par EDF Renouvelables, projets EDF ENR, projets Luminus	78 %	1 412	1,35
		138 M€	opérations EDF Hydro et projets pour la biodiversité	100 %	123	0,001
Nov. 2021	1,85 Md€	1 139 M€	projets EDF Renouvelables,	60 %	895	0,88
			opérations EDF Hydro et projets pour la biodiversité	98 %	422	0,001
<b>Total</b>					<b>6 727</b>	<b>7,361</b>

Date d'émission	Fonds levés	Fonds alloués	Projets financés par le Green Bond	Part des investissements totaux financés par le Green Bond	Capacité renouvelable raccordée (en MW)	Nombre de compteurs intelligents	Nouvelles lignes installées (en km)
Oct. 2022	1,25 Md€	1,25 Md€	projets de distribution d'électricité	100 %	5 181	5 488 000	2 950

La liste détaillée des projets d'EDF Renouvelables et des opérations d'investissement hydraulique par catégorie sera publiée dans l'URD EDF 2022.

(1) Somme de l'impact de chacun des projets pondérée de la part du montant total d'investissement financé par le Green Bond considéré.

# NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



	S&P ratings	Moody's ratings	Fitch ratings
<b>EDF</b>	<b>BBB stable (1)</b>	<b>Baa1 negative (2)</b>	<b>BBB+ stable (3)</b>
Engie	BBB+ stable	Baa1 stable	A- stable
TotalEnergies	A+ stable	A1 stable	AA- stable
EDP	BBB stable	Baa3 positive	BBB stable
SSE	BBB+ positive	Baa1 stable	BBB stable
Iberdrola	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ stable
Enel	BBB+ negative	Baa1 negative	BBB+ stable
E.ON	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable
RWE	n.d.	Baa2 stable	BBB+ stable

Sources: agences de notations, données au 16/02/2023.

(1) Actualisation de la notation et de la surveillance du groupe EDF par S&P en date du 14 décembre 2022.

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

(3) Actualisation de la notation et de la surveillance du groupe EDF par Fitch en date du 6 septembre 2022.

# RÉSULTATS ANNUELS 2022

DONNÉES OPÉRATIONNELLES  
& DE MARCHÉ



# CAPACITÉ INSTALLÉE AU 31 DÉCEMBRE 2022

(en GW)	Capacité nette du groupe EDF, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises		Participations dans les entreprises associées et coentreprises	Capacité consolidée du groupe EDF	
Nucléaire <sup>(1)</sup>	67,8	55 %	-0,2	68,1	58 %
Hydraulique <sup>(2)</sup>	22,6	18 %	1,0	21,5	18 %
ENR	13,4	11 %	3,1	10,3	9 %
Gaz <sup>(3)</sup>	11,5	9 %	0,1	11,4	10 %
Fioul	3,7	3 %	0,2	3,5	3 %
Charbon <sup>(4)</sup>	4,0	3 %	1,8	2,2	2 %
<b>Total</b>	<b>123,0</b>	<b>100 %</b>	<b>6,1</b>	<b>116,9</b>	<b>100 %</b>

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 des centrales de Hunterston et Hinkley Point B au Royaume-Uni.

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

(3) Les chiffres prennent en compte le rehaussement de la capacité de Marghera Levante en Italie.

(4) 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)	2021		2022	
Nucléaire	409,8	78 %	328,0	76 %
Total ENR	67,1	13 %	60,2	14 %
<i>Hydraulique <sup>(1)</sup></i>	46,2	69 %	35,6	59 %
<i>Éolien</i>	18,3	27 %	21,2	35 %
<i>Solaire</i>	1,8	3 %	2,5	4 %
<i>Biomasse</i>	0,8	1 %	0,9	2 %
Gaz	38,0	7 %	36,5	9 %
Fioul	5,1	1 %	5,4	1 %
Charbon	3,5	1 %	1,7	0,4 %
<b>Group</b>	<b>523,7</b>	<b>100 %</b>	<b>431,7</b>	<b>100 %</b>

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 543 GWh en 2021 et 549 GWh en 2022. Après déduction du pompage, cette production est de 40,3 TWh en 2021 et 28,2 TWh en 2022.



# ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

## PRODUCTION / ACHATS

(En TWh)

Δ 2022  
vs. 2021

+ 2,8

56,2

Autres <sup>(1)</sup> 12,5

+ 3,9

Gaz 0

- 2,6

Charbon 0,1

- 0,4

Nucléaire 43,6

+ 1,9

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

## CONSOMMATION / VENTES

(En TWh)

Δ 2022  
vs. 2021

+ 2,8

56,2

SME & I&C 33,3

+ 1,8

Centrica <sup>(2)</sup> 8,7

+ 0,4

Résidentiel 12,6

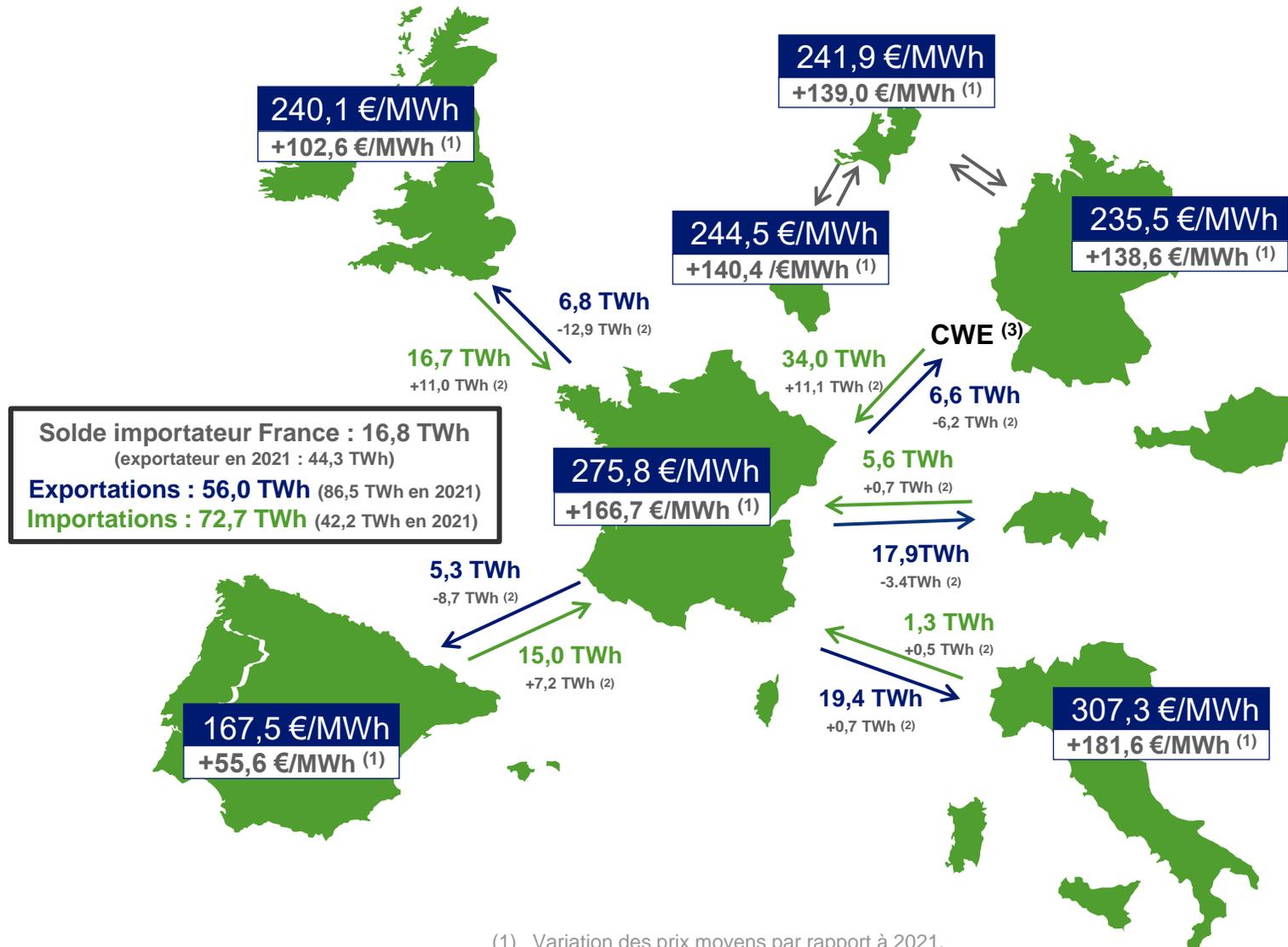
- 1,0

Ventes nettes marchés 1,6

+ 1,6

(2) Actionnaire à 20% du parc nucléaire au UK (hors Nouveau Nucléaire).

# SOLDE IMPORTATEUR ET MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT EN 2022



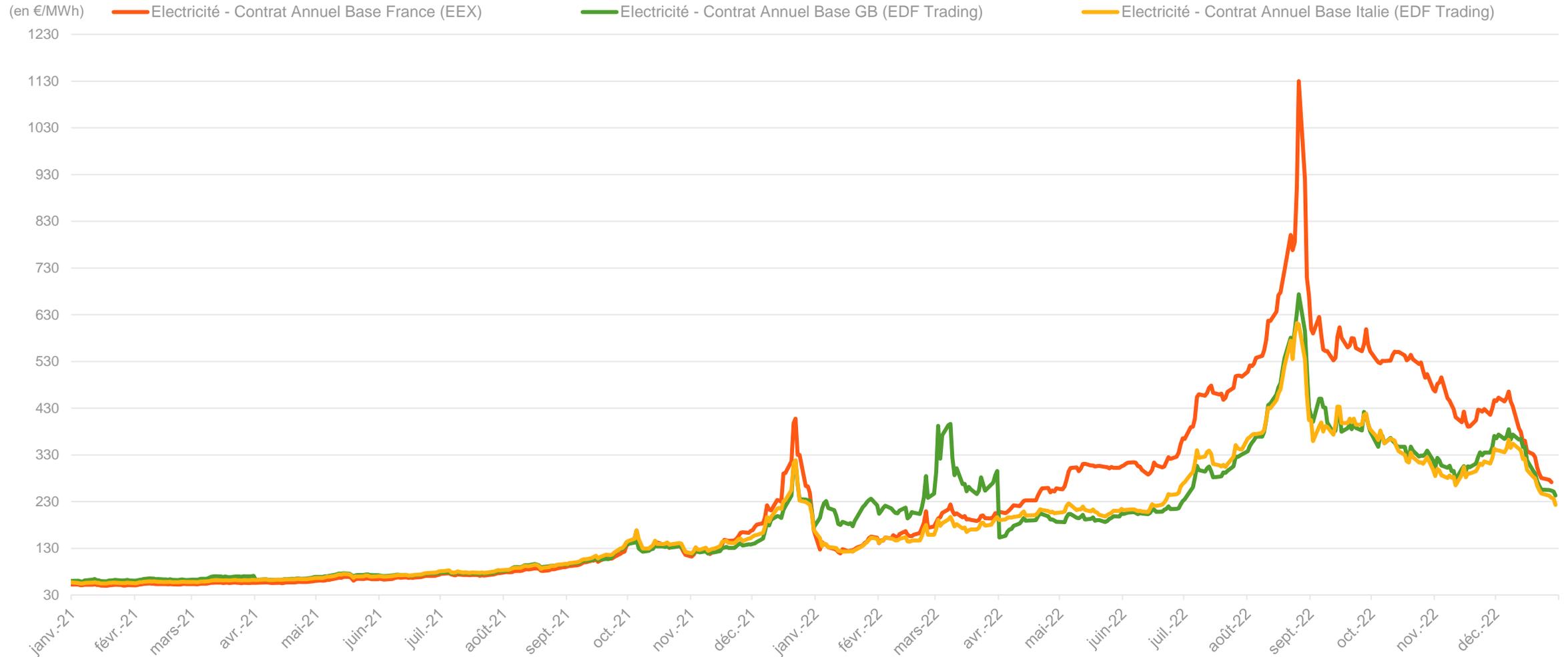
- La hausse moyenne des prix spot de l'électricité de +166,7 €/MWh vs 2021 **en France** s'explique par la forte augmentation du prix des commodities depuis mi 2021, qui s'est accentuée avec la guerre en Ukraine dès février pour atteindre un pic à la fin de l'été 2022
- Elle s'explique également par une plus faible production nucléaire (- 81,7 TWh vs 2021), impactée principalement par les contrôles et réparations de corrosion sous contrainte. Les productions thermiques et renouvelables (solaire et éolien) sont en hausse de respectivement 9,5 TWh et 6,0 TWh tandis que la production hydraulique est en net recul de 9,4 TWh du fait d'une très faible hydraulité

- La consommation **en France** est en forte baisse (- 20,9 TWh) en s'établissant à 444,7 TWh, dans un contexte de températures plus clémentes (+1,6°C sur l'année), notamment l'hiver. Cette diminution s'explique également par le niveau très élevé des prix et par une sensibilisation à la sobriété

Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant l'année 2022

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

# PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U ET ITALIE (N+1) DU 01/01/2021 AU 31/12/2022



# PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U ET ITALIE (N+2) DU 01/01/2021 AU 31/12/2022

(en €/MWh)

Electricité - Contrat Annuel Base France (EEX)

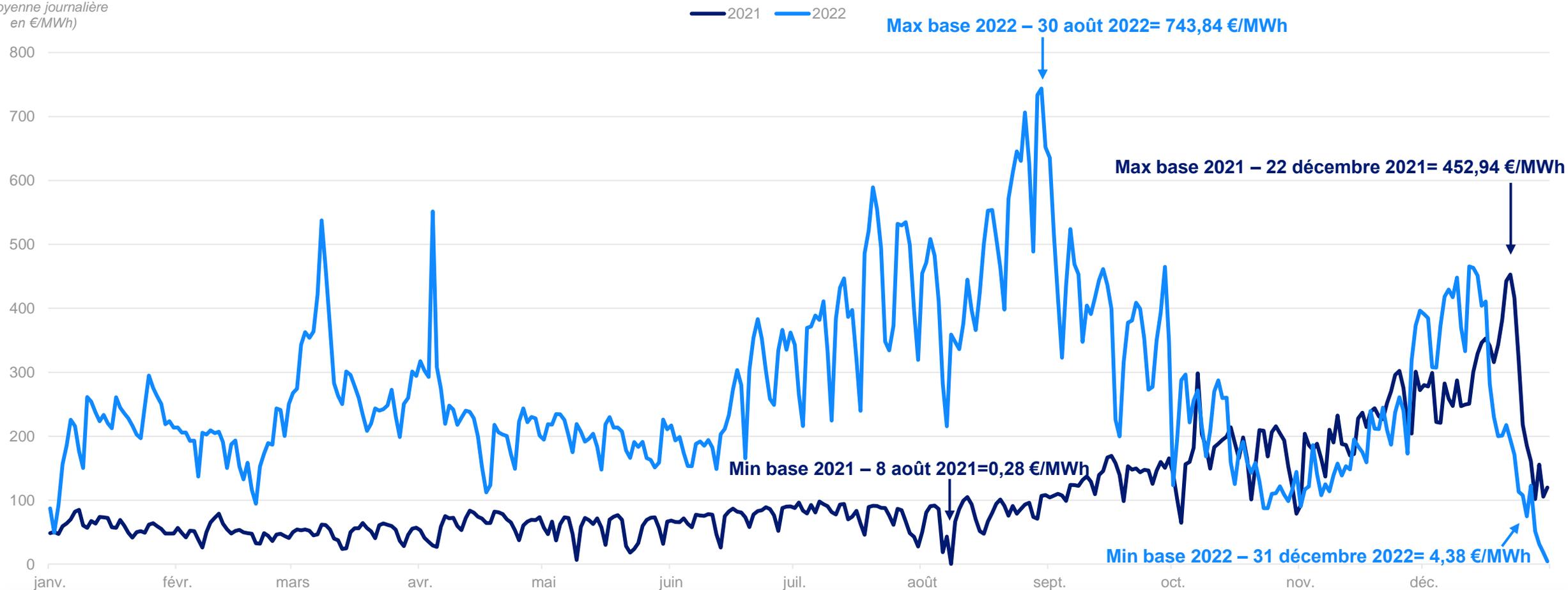
Electricité - Contrat Annuel Base GB (EDF Trading)

Electricité - Contrat Annuel Base Italie (EDF Trading)



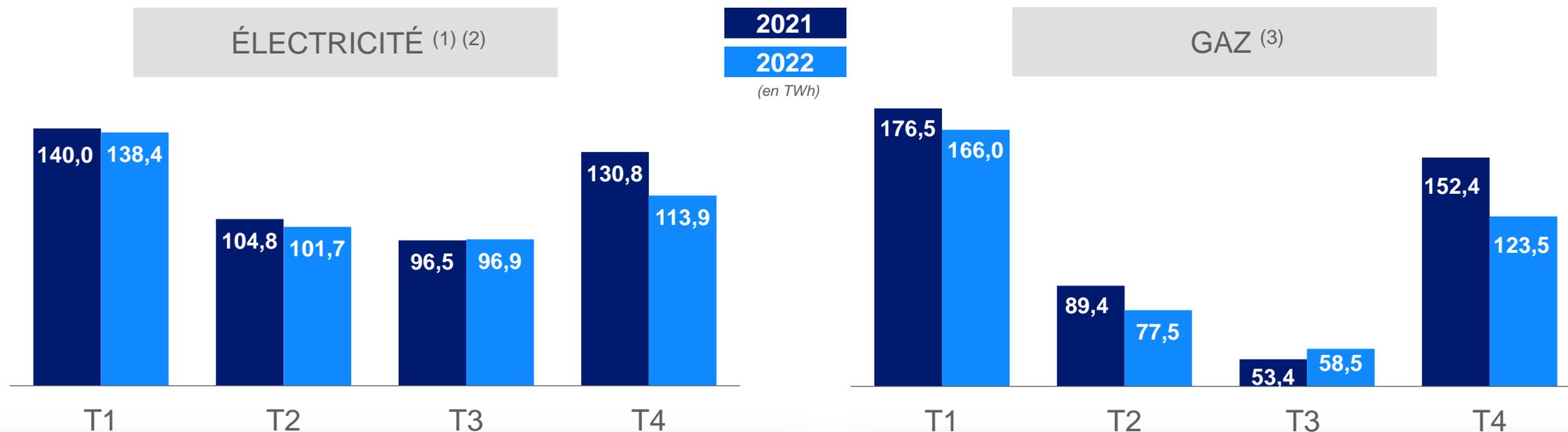
# FRANCE : PRIX DE MARCHÉ SPOT EN BASE DE L'ÉLECTRICITÉ

(moyenne journalière  
en €/MWh)



En 2022, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 275,8 €/MWh en base (+ 166,7 €/MWh vs 2021). Cette forte hausse s'explique par la forte augmentation des prix des commodities depuis mi 2021, qui s'est accentuée avec le conflit russo-ukrainien dès février 2022 pour atteindre un pic à la fin de l'été avant d'être orientée fortement à la baisse. La hausse des prix s'explique également par une plus faible production nucléaire (- 81,7 TWh vs 2021), impactée principalement par les réparations liées au phénomène de corrosion sous contrainte

# FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ



La consommation d'électricité en France affiche une baisse de 21 TWh, soit - 4,5 %. Les températures plus douces pendant l'hiver 2021 – 2022 ont entraîné une baisse de 8 TWh de consommation pour le chauffage. Néanmoins, la forte chaleur pendant l'été a entraîné une hausse de la consommation de plus de 3 TWh principalement pour l'utilisation de la climatisation. Par ailleurs, la sensibilisation à la sobriété auprès des clients et la forte hausse des prix, conduisant certaines entreprises à réduire leur activité, ont contribué à cette tendance. Les baisses de consommation ont atteint plus de 10% en décembre

La consommation de gaz en France en 2022 est en baisse de 46,2 TWh sur un an, soit -9,8 %. Pendant le dernier trimestre, la consommation a diminué de 28,9 TWh ou 19,0 % en raison d'une sensibilisation à la sobriété et de la réduction ou l'arrêt momentané de certaines activités

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

(2) Source : 2021-22 Bilan mensuel de l'électricité RTE – novembre 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  
Novembre et décembre 2022 : publications GRT gaz et TERECA (ex TIGF).



# RÉSULTATS ANNUELS 2022

ANNEXES

