



# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2020

ANNEXES

# AVERTISSEMENT

Cette présentation ne constitue pas une offre de vente de valeurs mobilières aux États-Unis ou dans tout autre pays.

Aucune assurance ne peut être donnée quant à la pertinence, l'exhaustivité ou l'exactitude des informations ou opinions contenues dans cette présentation, et la responsabilité des dirigeants d'EDF ne saurait être engagée pour tout préjudice résultant de l'utilisation qui pourrait être faite de cette présentation ou de son contenu.

Le présent document peut contenir des objectifs ou des prévisions concernant la stratégie, la situation financière ou les résultats du groupe EDF. EDF estime que ces prévisions ou objectifs reposent sur des hypothèses raisonnables à la date du présent document mais qui peuvent s'avérer inexactes et qui sont en tout état de cause soumises à des facteurs de risques et incertitudes. Il n'y a aucune certitude que les événements prévus auront lieu ou que les résultats attendus seront effectivement obtenus. Les facteurs importants susceptibles d'entraîner des différences entre les résultats envisagés et ceux effectivement obtenus comprennent notamment la réussite des initiatives stratégiques, financières et opérationnelles d'EDF fondées sur le modèle d'opérateur intégré, l'évolution de l'environnement concurrentiel et du cadre réglementaire des marchés de l'énergie, et les risques et incertitudes concernant l'activité du Groupe, sa dimension internationale, l'environnement climatique, les fluctuations des prix des matières premières et des taux de change, les évolutions technologiques, l'évolution de l'activité économique et cette année, plus particulièrement les effets de la crise sanitaire et le rythme de reprise d'activité dans les différents pays où le Groupe est présent.

Des informations détaillées sur ces risques potentiels et incertitudes sont disponibles dans le Document d'Enregistrement Universel (URD) d'EDF déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 13 mars 2020, 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 dans le rapport financier semestriel au 30 juin 2020, consultable en ligne sur le site internet d'EDF.

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



# SOMMAIRE

P.4  
**COMPTES  
CONSOLIDÉS**

P.33  
**FINANCEMENT ET  
TRÉSORERIE**

P.50  
**STRATÉGIE ET  
INVESTISSEMENTS**

P.60  
**RENOUVELABLES**

P.73  
**DONNÉES  
OPÉRATIONNELLES**

P.84  
**FRANCE**

P.106  
**MARCHÉS**



# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2020

## COMPTES CONSOLIDÉS

# IMPACTS COVID-19 (1)

Le Groupe n'a pas procédé, en lien avec la crise sanitaire, à des classements au sein de son compte de résultat différents de ceux opérés usuellement, conformément aux recommandations de l'AMF et de l'ANC. Un travail approfondi a été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe

En millions d'euros	France – activités de production et commercialisation	France – activités régulées	Royaume Uni	Italie	Dalkia	Framatome	Autre international	Autres métiers	Total
<b>Chiffre d'affaires</b>	(417)	(254)	(293)	(64)	(129)	(38)	(49)	(55)	<b>(1 299)</b>
<b>EBITDA</b>	(482)	(212)	(128)	(47)	(39)	(37)	(29)	(36)	<b>(1 010)</b>
<i>dont provisions clients</i>	(60)	(23)	(39)	(2)	(3)	-	(17)	-	(144)

Il est à noter que l'impact sur l'excédent brut d'exploitation de l'adaptation du programme d'arrêts pour maintenance des centrales nucléaires en France ayant amené à une révision de l'estimation annuelle de production nucléaire reste limité sur ce premier semestre, le décalage et la prolongation de la durée des arrêts résultant de cette reprogrammation affectant principalement le second semestre. Par ailleurs, le rachat des volumes manquants s'est fait à des conditions de prix relativement favorables, qui ne peuvent être extrapolées sur le second semestre.

Certaines estimations effectuées au mieux de la connaissance du Groupe au 30 juin pourront devoir être reconsidérées sur le second semestre, en fonction de la sortie de crise et plus généralement des conditions économiques et des mesures que le Groupe pourra prendre pour répondre aux enjeux de cette crise. En conséquence, l'impact estimé de la crise sanitaire sur l'excédent brut d'exploitation du premier semestre 2020 n'est pas représentatif de l'impact probable sur le second semestre 2020.

Par convention, aucun effet prix survenu dans le contexte de la crise sanitaire n'a été attribué à la crise du Covid-19.

(1) Pour plus de précisions concernant les conséquences de la crise sanitaire Covid-19 sur les états financiers du Groupe, se référer à la note 2.1 des comptes résumés clos au 30 juin 2020

# COMPTE DE RÉSULTAT SIMPLIFIÉ

En millions d'euros

	S1 2019 retraité <sup>(1)</sup>	S1 2020
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>36 484</b>	<b>34 710</b>
Achats de combustible et d'énergie	(17 951)	(16 550)
Autres consommations externes	(3 658)	(3 469)
Charges de personnel	(6 965)	(7 020)
Impôts et taxes	(2 810)	(2 813)
Autres produits et charges opérationnels	3 260	3 338
<b>Excédent brut d'exploitation (EBITDA)</b>	<b>8 360</b>	<b>8 196</b>
Impact de la volatilité des commodités	350	(323)
Dotation aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(4 839)	(5 358)
Pertes de valeur	(45)	(738)
Autres produits et charges d'exploitation	(149)	(153)
<b>Résultat d'exploitation (EBIT)</b>	<b>3 677</b>	<b>1 624</b>
Résultat financier	(131)	(2 302)
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>3 546</b>	<b>(678)</b>
<b>Résultat net – part du Groupe</b>	<b>2 498</b>	<b>(701)</b>
<b>Résultat net courant <sup>(2)</sup></b>	<b>1 402</b>	<b>1 267</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

(2) Hors éléments non récurrents et volatilité des commodités

# ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES (1)

En millions d'euros	S1 2019 retraité (2)	Change	Périmètre	Croissance organique	S1 2020	Δ % org.(3)
France - Activités de production et de commercialisation	14 299	-	12	138	14 449	+1,0
France - Activités régulées (4)	8 307	-	-	(168)	8 139	-2,0
Framatome	1 537	7	16	(70)	1 490	-4,6
Royaume-Uni	4 536	-	(105)	164	4 595	+3,6
Italie	4 044	-	47	(1 182)	2 909	-29,2
Autre international	1 365	(53)	4	(72)	1 244	-5,3
EDF Renouvelables	776	1	(46)	39	770	+5,0
Dalkia	2 152	-	143	(307)	1 988	-14,3
Autres métiers	1 670	(1)	(16)	(453)	1 200	-27,1
Éliminations inter-segments	(2 202)	-	-	128	(2 074)	-5,8
<b>Total Groupe</b>	<b>36 484</b>	<b>(46)</b>	<b>55</b>	<b>(1 783)</b>	<b>34 710</b>	<b>-4,9</b>

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

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

(3) Variation organique à périmètre et change comparables

(4) 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 2019 retraité (2)	Change	Périmètre	Croissance organique	S1 2020	Δ % org.(3)
France - Activités de production et de commercialisation	3 971	-	(1)	(76)	3 894	-1,9
France - Activités régulées (4)	2 578	-	-	(118)	2 460	-4,6
Framatome	74	-	3	21	98	+28,4
Royaume-Uni	128	-	(5)	315	438	+246,1
Italie	342	-	39	(1)	380	-0,3
Autre international	166	(12)	1	53	208	+31,9
EDF Renouvelables	405	(1)	(43)	57	418	+14,1
Dalkia	195	-	(1)	(29)	165	-14,9
Autres métiers	501	1	(14)	(353)	135	-70,5
<b>Total Groupe</b>	<b>8 360</b>	<b>(12)</b>	<b>(21)</b>	<b>(131)</b>	<b>8 196</b>	<b>-1,6</b>

(1) En contribution au groupe

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

(3) Variation organique à périmètre et change comparables

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

# ÉVOLUTION DU RÉSULTAT NET

En millions d'euros	S1 2019 retraité (1)	S1 2020	Δ
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>3 546</b>	<b>(678)</b>	<b>(4 224)</b>
Impôts sur les résultats	(1 017)	42	1 059
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	352	11	(341)
Résultat net des sociétés en cours de cession	(417)	(161)	256
<b>Résultat net – consolidé</b>	<b>2 464</b>	<b>(786)</b>	<b>(3 250)</b>
Déduction du résultat net – part des minoritaires	34	85	51
<b>Résultat net – part du Groupe</b>	<b>2 498</b>	<b>(701)</b>	<b>(3 199)</b>
Effet des éléments non récurrents y compris volatilité sur les commodités	(1 096)	1 968	3 064
<b>Résultat net courant</b>	<b>1 402</b>	<b>1 267</b>	<b>(135)</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

# ÉVOLUTION DU RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	S1 2019 retraité <sup>(1)</sup>	S1 2020	Δ
Coût de l'endettement financier brut	(925)	(868)	57
<i>Dont charges d'intérêts sur opérations de financement</i>	(882)	(872)	10
<i>Dont résultat net de change sur endettement et autres</i>	(43)	4	47
Charges de désactualisation <sup>(2)</sup>	(1 801)	(1 172)	629
Autres produits et charges financiers	2 595	(262)	(2 857)
<i>Dont plus-values sur cessions d'actifs dédiés</i>	38	70	32
<i>Dont variation nette de juste valeur de titres de dette et de capitaux propres des actifs dédiés</i>	1 801	(830)	(2 631)
<b>Résultat financier</b>	<b>(131)</b>	<b>(2 302)</b>	<b>(2 171)</b>
<i>Hors éléments non récurrents (variation nette de la JV des instruments financiers IFRS 9 avant impôts)</i>	(1 823)	909	2 732
<b>Résultat financier courant</b>	<b>(1 954)</b>	<b>(1 393)</b>	<b>561</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

(2) Dont impact de la baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2019

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

En millions d'euros	S1 2019 retraité <sup>(1)</sup>	S1 2020	Δ
<b>Charges d'intérêt sur opérations de financement</b>	<b>(882)</b>	<b>(872)</b>	<b>10</b>
Intérêts courus non échus	(125)	(131)	(6)
Autres produits & charges financiers (y compris dividendes)	399	343	(56)
<b>Frais financiers nets décaissés</b>	<b>(608)</b>	<b>(660)</b>	<b>(52)</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

# QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES

En millions d'euros	S1 2019 retraité <sup>(1)</sup>	S1 2020	Δ
CTE/RTE	128	56	(72)
CENG	68	(113)	(181)
Autres <sup>(2)</sup>	156	68	(88)
<b>TOTAL</b>	<b>352</b>	<b>11</b>	<b>(341)</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

(2) Principalement 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 2019 retraité (1)	S1 2020	Δ
Framatome	(26)	(12)	14
Royaume-Uni	(47)	(116)	(69)
Italie	(1)	5	6
Autre international	5	(1)	(6)
EDF Renouvelables	16	18	2
Autres	19	21	2
<b>TOTAL</b>	<b>(34)</b>	<b>(85)</b>	<b>(51)</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

# ÉVOLUTION DES OPEX (1)

En millions d'euros	S1 2019 retraité (2)	S1 2020	Δ	Δ %
France - Activités de production et de commercialisation	3 925	3 842	(83)	-2,1
France - Activités régulées	2 337	2 329	(8)	-0,3
Framatome	790	741	(49)	-6,2
Royaume-Uni	1 043	955	(88)	-8,4
Italie	412	404	(8)	-1,9
Autre international	292	301	9	+3,1
EDF Renouvelables	454	455	1	+0,2
Dalkia	1 130	1 217	87	+7,7
Autres métiers	240	245	5	+2,1
<b>Total Groupe</b>	<b>10 623</b>	<b>10 489</b>	<b>(134)</b>	<b>-1,3</b>

(1) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes – données en contributif après éliminations inter-segments

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

# ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

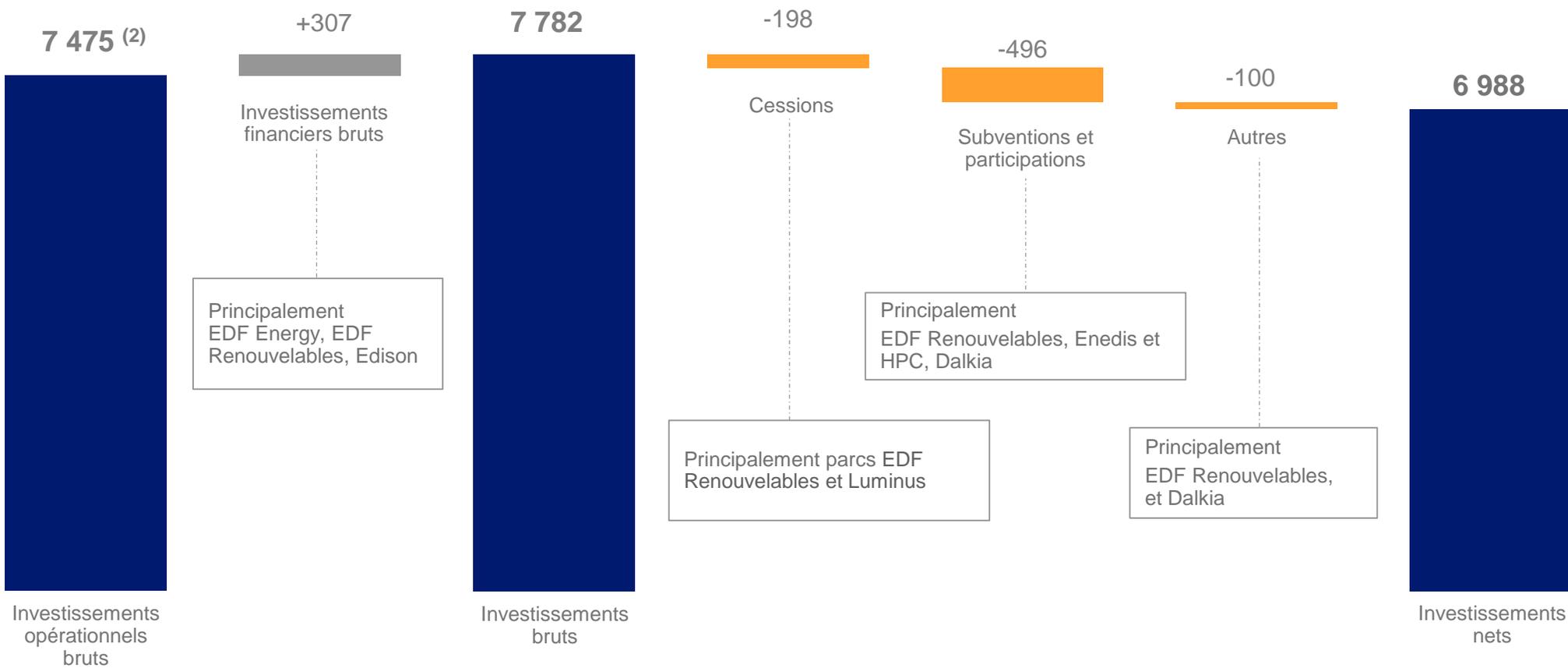
En millions d'euros

	S1 2019 retraité (1)	S1 2020
<b>Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)</b>	<b>8 360</b>	<b>8 196</b>
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	(1 285)	(304)
<b>Excédent brut d'exploitation Cash (EBITDA Cash)</b>	<b>7 075</b>	<b>7 892</b>
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	1 076	(1 364)
Investissements nets – hors cessions, HPC et Linky	(5 735)	(5 875)
Dividendes reçus des entreprises associées	88	112
Autres éléments	1	(168)
<b>Cash flow généré par les opérations</b>	<b>2 505</b>	<b>597</b>
Cessions d'actifs	434	-
Impôts sur le résultat payé	259	(368)
Frais financiers nets décaissés	(608)	(660)
Actifs dédiés	57	63
Dividendes versés	(445)	(408)
<b>Cash flow avant Linky et HPC</b>	<b>2 202</b>	<b>(776)</b>
Linky	(399)	(295)
HPC	(756)	(818)
<b>Cash flow Groupe</b>	<b>1 047</b>	<b>(1 889)</b>
Autres variations monétaires	(283)	(125)
<b>Variation monétaire de l'endettement financier net</b>	<b>764</b>	<b>(2 014)</b>
Effet de la variation de change	(52)	467
Autres variations non monétaires – IFRS 16	(4 551)	(406)
Autres variations non monétaires	(167)	1 103
<b>Variation de l'endettement financier net des activités poursuivies</b>	<b>(4 006)</b>	<b>(850)</b>
<b>Variation de l'endettement financier net des activités en cours de cession</b>	<b>20</b>	<b>(19)</b>
<b>Endettement financier net d'ouverture</b>	<b>33 388</b>	<b>41 133</b>
<b>Endettement financier net de clôture</b>	<b>37 374</b>	<b>42 002</b>

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

# 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 cessions d'actifs  
 (2) Investissements incorporels et corporels dans le TFT des comptes consolidés

# INVESTISSEMENTS NETS

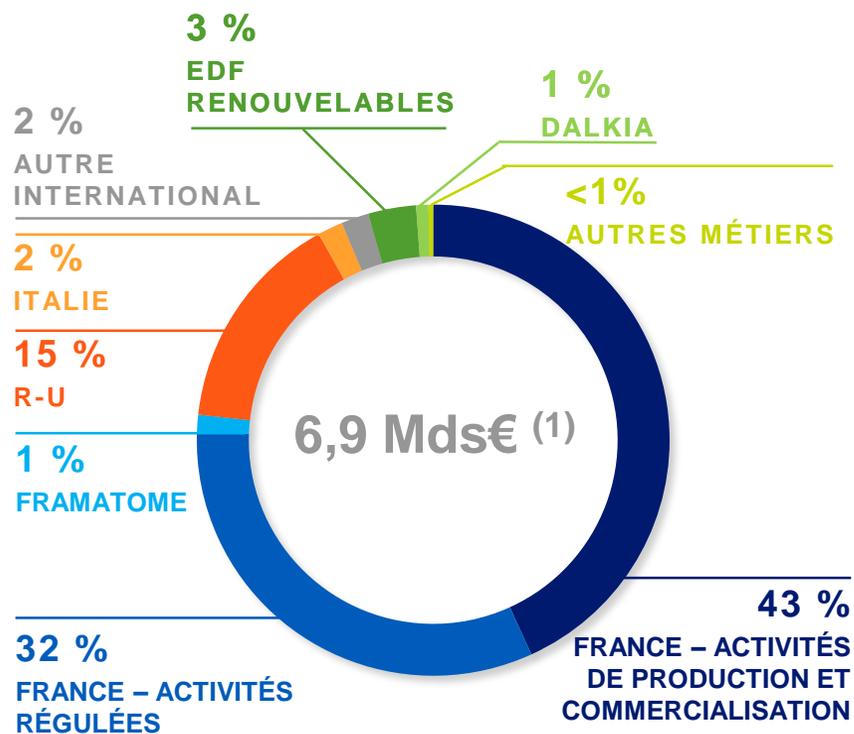
En millions d'euros	S1 2019 retraité <sup>(1)</sup>	S1 2020	Δ	Δ %
France – Activités de production et commercialisation	2 974	2 812	(162)	-5
France – Activités régulées (hors Linky)	1 830	1 714	(116)	-6
Framatome	82	83	1	+1
Royaume-Uni	293	421	128	+44
Italie	119	166	47	+39
Autre international	129	30	(99)	-77
EDF Renouvelables	226	591	364	+161
<i>Dont investissements bruts</i>	675	844	169	+25
<i>Dont désinvestissements et subventions</i>	(449)	(252)	197	+44
Dalkia	58	27	(31)	-53
Autres métiers	22	31	9	+41
<b>Investissements nets hors Linky, HPC et plan de cessions d'actifs</b>	<b>5 735</b>	<b>5 875</b>	<b>139</b>	<b>+2</b>
Linky <sup>(2)</sup>	399	295	(104)	-26
HPC	756	818	62	+8
<b>Investissements nets hors plan de cession d'actifs</b>	<b>6 891</b>	<b>6 988</b>	<b>97</b>	<b>+1</b>
Plan de cessions d'actifs Groupe	(434)	-	434	+100
<b>INVESTISSEMENTS NETS</b>	<b>6 456</b>	<b>6 988</b>	<b>532</b>	<b>+8</b>

NB : Chiffres arrondis à l'entier le plus proche

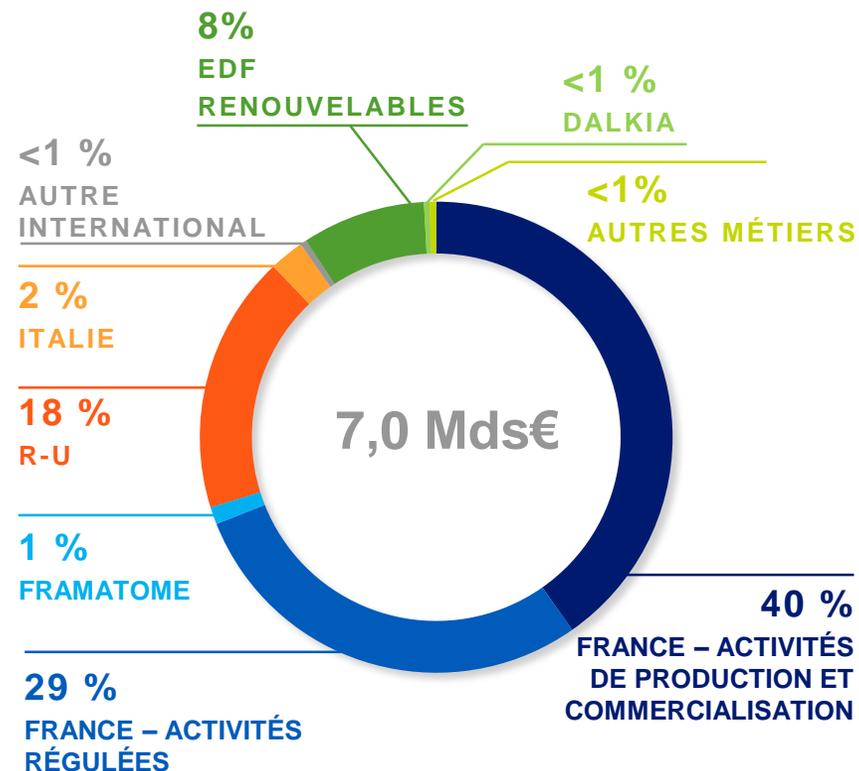
(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

(2) Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

# INVESTISSEMENTS NETS TOTAUX Y COMPRIS ACQUISITIONS, HORS PLAN DE CESSION 2015-2020



S1 2019

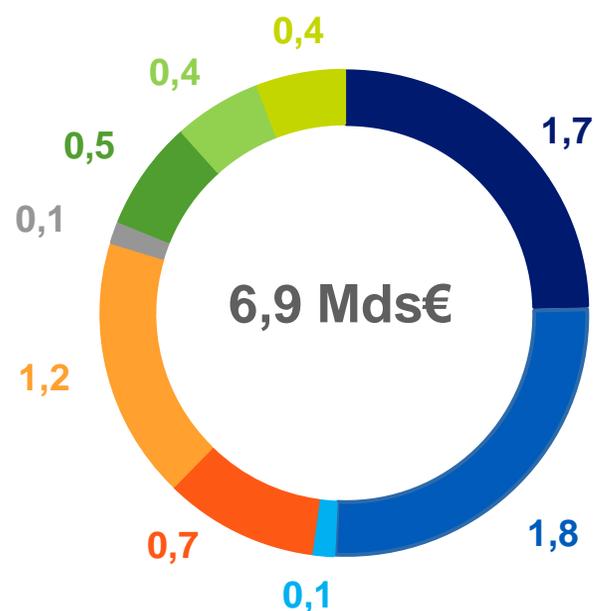


S1 2020

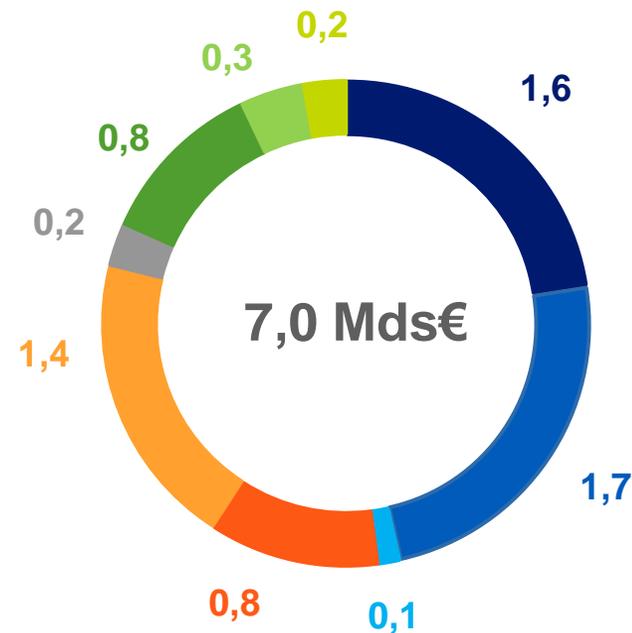
(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

# INVESTISSEMENTS NETS Y COMPRIS ACQUISITIONS HORS PLAN DE CESSIION 2015-2020

En milliards d'euros



S1 2019 (1)



S1 2020



NB : chiffres arrondis à la décimale la plus proche

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié à la présentation de l'activité E&P en activité en cours de cession

(2) Principalement Maintenance nucléaire hors France, maintenance thermique, développement nucléaire France et UK

(3) Voir note 16 des comptes consolidés S1 2020

Données S1 2020

En milliards d'euros

Maintenance Développement TOTAL

En milliards d'euros	Maintenance	Développement	TOTAL
Renouvelables	0,2	0,6	0,8
Maintenance Nucléaire yc Grand Carénage	1,6	-	1,6
Enedis, SEI et ES	1,0	0,7	1,7
Framatome	0,1	-	0,1
Projet Flamanville 3 (3)	-	0,2	0,2
Services	0,1	0,1	0,2
Autres (2)	1,3	0,1	1,4
<b>Investissements nets</b>	<b>4,2</b>	<b>1,7</b>	<b>5,9</b>
Linky	-	0,3	0,3
HPC	-	0,8	0,8
<b>TOTAL</b>	<b>4,2</b>	<b>2,8</b>	<b>7,0</b>

# BILAN SIMPLIFIÉ

<b>ACTIF</b>	<b>31/12/2019</b>	<b>30/06/2020</b>	<b>PASSIF</b>	<b>31/12/2019</b>	<b>30/06/2020</b>
(en millions d'euros)			(en millions d'euros)		
Actif immobilisé	174 345	173 706	Capitaux propres - part du Groupe	46 466	44 864
Autres actifs non courants	55 120	55 291	Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	9 324	8 990
<b>Actifs non courants</b>	<b>229 465</b>	<b>228 997</b>	<b>Total des capitaux propres</b>	<b>55 790</b>	<b>53 854</b>
Stocks et clients	29 655	27 067	Provisions non courantes	80 760	79 801
Autres Actifs courants	36 568	35 036	Passifs spécifiques des concessions	47 465	47 697
Trésorerie et équivalents	3 934	15 561	Autres passifs non courants	64 225	61 793
<b>Actif courant</b>	<b>70 157</b>	<b>77 664</b>	<b>Passifs non courants</b>	<b>192 450</b>	<b>189 291</b>
Actifs détenus en vue de leur vente	3 662	2 990	<b>Passifs courants</b>	<b>54 001</b>	<b>65 525</b>
<b>Total Actif</b>	<b>303 284</b>	<b>309 651</b>	Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	1 043	981
			<b>Total Passif</b>	<b>303 284</b>	<b>309 651</b>

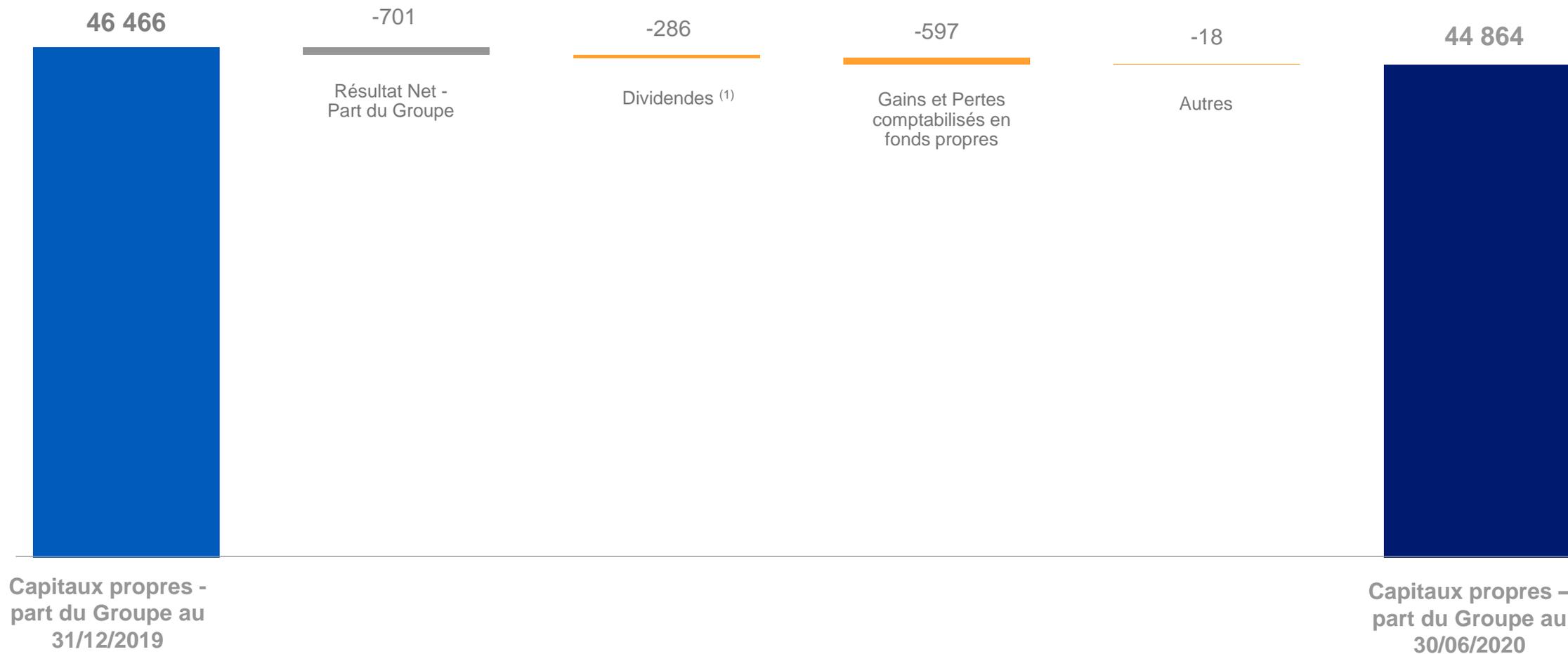
# GOODWILL

En millions d'euros	<b>31/12/2019</b>	<b>30/06/2020</b>	<b>Δ</b>
EDF Energy <sup>(1)</sup>	7 965	7 459	(506)
Framatome	1 341	1 343	2
Dalkia	544	572	28
Autres	773	761	(12)
<b>TOTAL</b>	<b>10 623</b>	<b>10 135</b>	<b>(488)</b>

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

# CAPITAUX PROPRES - PART DU GROUPE

En millions d'euros



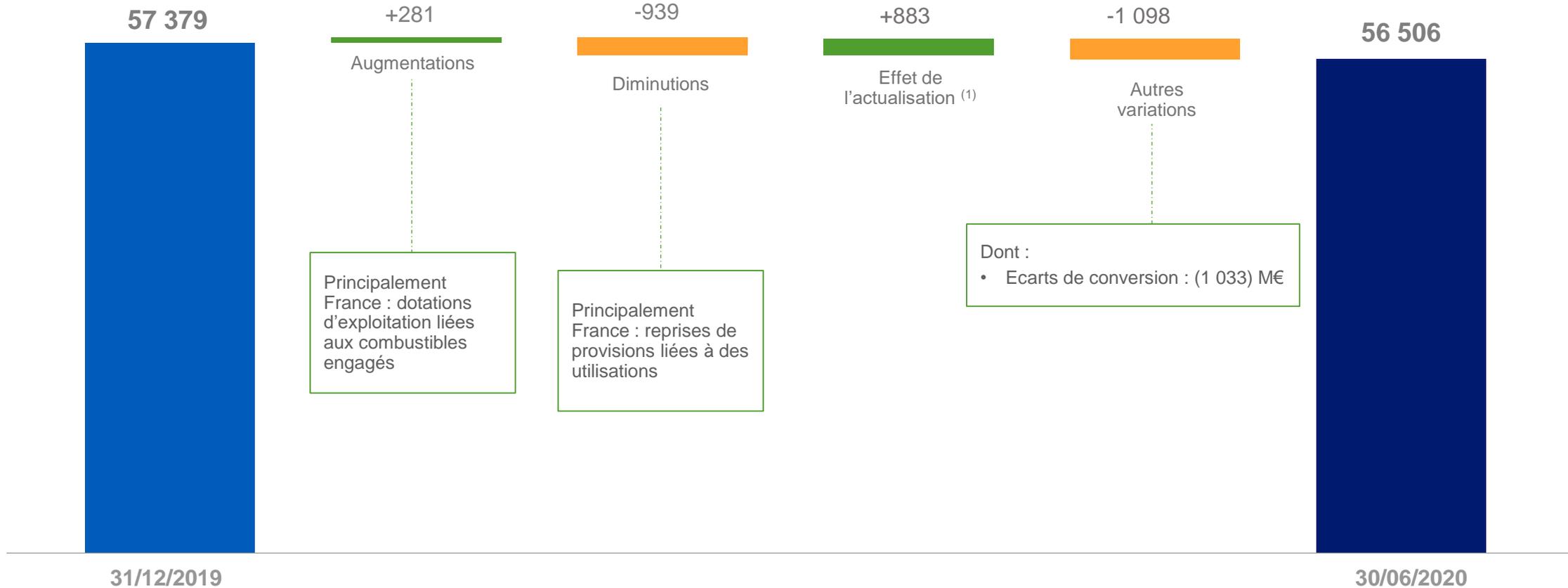
(1) Y compris rémunération des émissions hybrides pour (286)M€

# PROVISIONS GROUPE

En millions d'euros	31 décembre 2019			30 juin 2020		
	Courant	Non Courant	Total	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 432	23 822	<b>25 254</b>	1 426	23 446	<b>24 872</b>
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	364	31 761	<b>32 125</b>	400	31 234	<b>31 634</b>
Autres provisions pour déconstruction	105	1 573	<b>1 678</b>	122	1 573	<b>1 695</b>
Provisions pour avantages du personnel	945	20 539	<b>21 484</b>	917	20 368	<b>21 285</b>
Autres provisions	2 710	3 065	<b>5 775</b>	3 093	3 180	<b>6 273</b>
<b>Total des provisions</b>	<b>5 556</b>	<b>80 760</b>	<b>86 316</b>	<b>5 958</b>	<b>79 801</b>	<b>85 759</b>

# PROVISIONS NUCLÉAIRES GROUPE

En millions d'euros



(1) Dont France +756 M€ et Royaume-Uni +123 M€

# PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros	31/12/2019	Dotations nettes	Effets de l'actualisation	Autres variations	30/06/2020
<b>Total des provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>22 159</b>	<b>(373)</b>	<b>400</b>	<b>(121)</b>	<b>22 065</b>
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 823	(171)	202	(113)	10 741
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	805	(7)	14	-	812
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(195)	184	(8)	10 512
<b>Total des provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>19 561</b>	<b>(164)</b>	<b>356</b>	<b>39</b>	<b>19 792</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 937	(65)	308	25	17 205
Provisions pour derniers cœurs	2 624	(99)	48	14	2 587
<b>TOTAL PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE</b>	<b>41 720</b>	<b>(537)</b>	<b>756</b>	<b>(82)</b>	<b>41 857</b>

NB : Concernant la dotation aux actifs dédiés en couverture des provisions nucléaires, cf. la slide « Actifs dédiés » en page 47

# TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (1/4)

	Décembre 2019	Juin 2020
Taux plafond réglementaire	3,8 % <sup>(1)</sup>	3,6 % <sup>(2)</sup>
Taux d'actualisation nominal	3,7 %	3,6 %
Inflation	1,4 %	1,3 %

Le taux d'actualisation ressortant de la méthode de calcul usuelle de l'entreprise s'établit à 3,6 % au 30 juin 2020, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,3 %

Le taux d'actualisation est stable à 2,3 % en réel par rapport à fin 2019

(1) 3,75 % arrondi 3,8 %

(2) 3,63 % arrondi 3,6 %

# TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (2/4)

## 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 l'arrêté ministériel du 29 décembre 2017
- **La formule du plafond réglementaire** en vigueur est définie jusqu'au 31/12/2026 comme les moyennes pondérées d'un 1er terme fixé à 4,3 % et d'un 2ème terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 majoré de 100 points de base (1 %). La pondération affectée au 1er terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026
- L'application de la formule au 30/06/2020 donne **un plafond réglementaire du taux d'actualisation de 3,6 %** (3,63 % arrondi à 3,6 %)
- **Un nouveau plafond réglementaire**, applicable à compter du 2<sup>e</sup> semestre 2020, a été défini par l'arrêté ministériel du 1<sup>er</sup> juillet 2020

(1) Pour plus de précisions concernant le plafond réglementaire, se référer à la note 22.2.1 des comptes résumés clos au 30 juin 2020

# TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (3/4)

## CONSÉQUENCES

- La formule actuelle de calcul du plafond réglementaire conduit à fixer **le taux d'actualisation à 3,6% à fin juin 2020**, en prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,3%
- Toutes choses égales par ailleurs, en fonction des hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'inflation, **la sensibilité <sup>(1)</sup> à une baisse du taux d'actualisation réel de 0,2% (hors effet d'impôt associé) serait de :**
  - Sur la provision au bilan : 1 799 M€ (dont 1 560 M€ <sup>(2)</sup> pour les provisions couvertes par des actifs dédiés)
  - Sur le résultat avant impôts : (1 025) 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<sup>er</sup> juillet 2020) :
  - de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant (pas de nécessité de doter dès lors que le taux de couverture atteint 100 %)
  - du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité pour les ministres de fixer un délai maximum de 5 ans pour effectuer la dotation

(1) Telle que publiée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2019

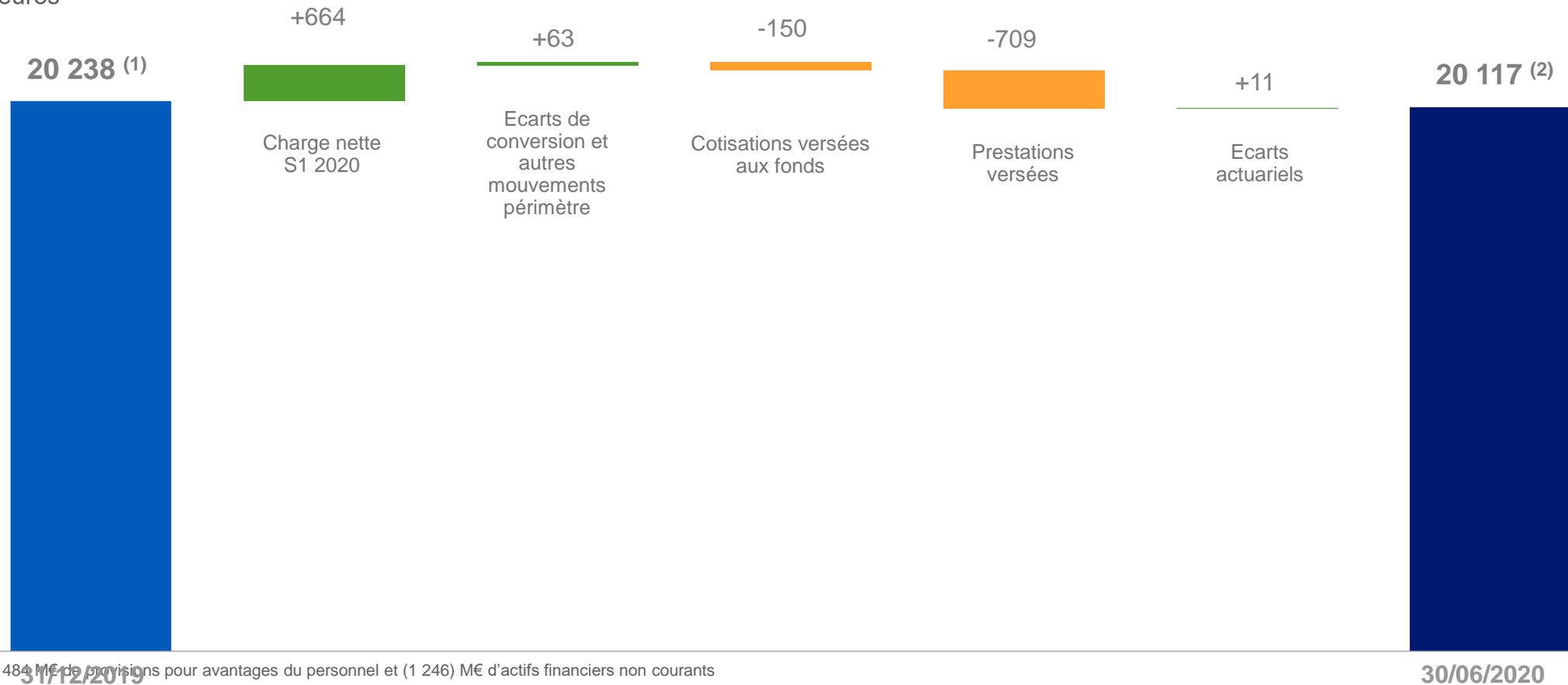
(2) Dont 775 M€ ayant pour contrepartie des actifs

# TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE : ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU TAUX D'ACTUALISATION SUR BASE DES PROVISIONS AU 31/12/2019 (4/4)

Pour une variation de 20 points de base	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
En millions d'euros		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
<b>Aval du cycle nucléaire</b>					
Gestion du combustible utilisé	10 823	(228)	249	196	(215)
Reprise et conditionnement des déchets	805	(25)	27	16	(17)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	10 531	(659)	750	554	(636)
<b>Déconstruction et derniers cœurs</b>					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 244	(506)	529	7	(7)
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 693	(139)	150	139	(150)
Derniers cœurs	2 624	(88)	94	-	-
<b>Total</b>	<b>41 720</b>	<b>(1 645)</b>	<b>1 799</b>	<b>912</b>	<b>(1 025)</b>

# PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL GROUPE : VARIATION DU PASSIF NET

En millions d'euros



(1) Dont 21 484 M€ de provisions pour avantages du personnel et (1 246) M€ d'actifs financiers non courants

(2) Dont 21 285 M€ de provisions pour avantages du personnel et (1 168) M€ d'actifs financiers non courants

# RÉSULTAT NET COURANT HORS ÉLÉMENTS NON RÉCURRENTS <sup>(1)</sup>

En millions d'euros	S1 2019 retraité <sup>(2)</sup>	S1 2020
<b>Résultat Net - Part du Groupe</b>	<b>2 498</b>	<b>(701)</b>
Pertes de valeur	474	724
Variation de juste valeur IFRS 9	(1 310)	659
Autres éléments	(260)	585
<b>Résultat net courant hors éléments non récurrents</b>	<b>1 402</b>	<b>1 267</b>

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2019 ont été retraitées de l'impact lié au changement de périmètre de la cession en cours de l'E&P (voir annexe E&P en page 32)

# CESSION DE L'ACTIVITÉ D'E&P D'EDISON



## HISTORIQUE DE L'OPÉRATION

- 3 juillet 2019 : Approbation par le Conseil d'Administration d'Edison
- 4 juillet 2019 : Signature des accords de cession avec Energean Oil and Gas
- 14 juillet 2019 : Signature du premier avenant aux accords de cession avec Energean Oil and Gas
- Décembre 2019 : Courrier des autorités algériennes invitant Edison à engager des discussions avec Sonatrach concernant les actifs algériens
- 2 avril 2020 : Signature du deuxième avenant aux accords de cession avec Energean Oil and Gas
- 19 mai 2020 : Retrait de Neptune Energy de l'accord signé en octobre 2019 visant la reprise des actifs norvégiens du portefeuille E&P d'Edison
- 26 juin 2020 : Approbation par le Conseil d'Administration d'EDF du troisième avenant aux accords de cession
- 28 juin 2020 : Approbation par le Conseil d'Administration d'Edison du troisième avenant aux accords de cession. Signature de cet avenant avec Energean Oil and Gas



## IMPACT DANS LES COMPTES DU GROUPE

- Depuis l'approbation de la transaction par le Conseil d'administration et le signing du SPA en 2019, l'activité E&P d'Edison est comptabilisée selon IFRS 5, et s'agissant de la seule Business Unit du Groupe EDF intervenant dans l'E&P, elle est traitée en « activité abandonnée »
- Le résultat net de l'activité E&P est isolé dans une ligne spécifique du compte de résultat (« résultat des activités en cours de cession») et un traitement identique est retenu dans le tableaux de flux (« flux de trésorerie des activités en cours de cession »). Ces lignes spécifiques relatives aux « activités en cours de cession » tiennent compte au 30 juin 2020 du périmètre de transaction ajusté (exclusion des actifs algériens et norvégiens)
- Une perte de valeur, complémentaire à celle constatée sur l'exercice 2019 pour 513 M€, est comptabilisée au 30 juin 2020 sur la base du résultat négatif de cession estimé à cette date pour le périmètre ajusté. Sur la base du prix de vente révisé, et tenant compte de l'estimation du complément de prix Cassiopée et de la valeur nette des actifs E&P cédés, la perte de valeur complémentaire estimée au 30 juin 2020 est de 128 M€
- Sur la base du prix de cession révisé et de la dette nette de l'activité E&P d'Edison cédée à fin juin 2020, l'opération conduira à une réduction de l'EFN du groupe EDF estimée à 195 M€ pour 2020 et 260 M€ en 2023



# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2020

## FINANCEMENT ET TRÉSORERIE

# ENDETTEMENT ET LIQUIDITÉ

En milliards d'euros

	30/06/2019	31/12/2019	30/06/2020
<b>Endettement financier net <sup>(1)</sup></b>	37,4	41,1	<b>42,0</b>
Ratio EFN / EBITDA	2,4x	2,46x	<b>2,54x</b>
<b>Dette</b>			
• Dette obligataire	48,9	52,4	<b>51,6</b>
• Maturité moyenne de la dette brute (années)	14,1	15,4	<b>12,7</b>
• Coupon moyen	2,68 %	2,69 %	<b>2,10 %</b>
<b>Liquidité brute <sup>(2)</sup></b>	34,5	33,4	<b>40,9</b>

(1) Impact significatif sur l'EFN de l'entrée en vigueur de la norme IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 (4,5 Mds€) et du rachat net de titres hybrides (1,1 Mds€) au S2 2019

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

# ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros

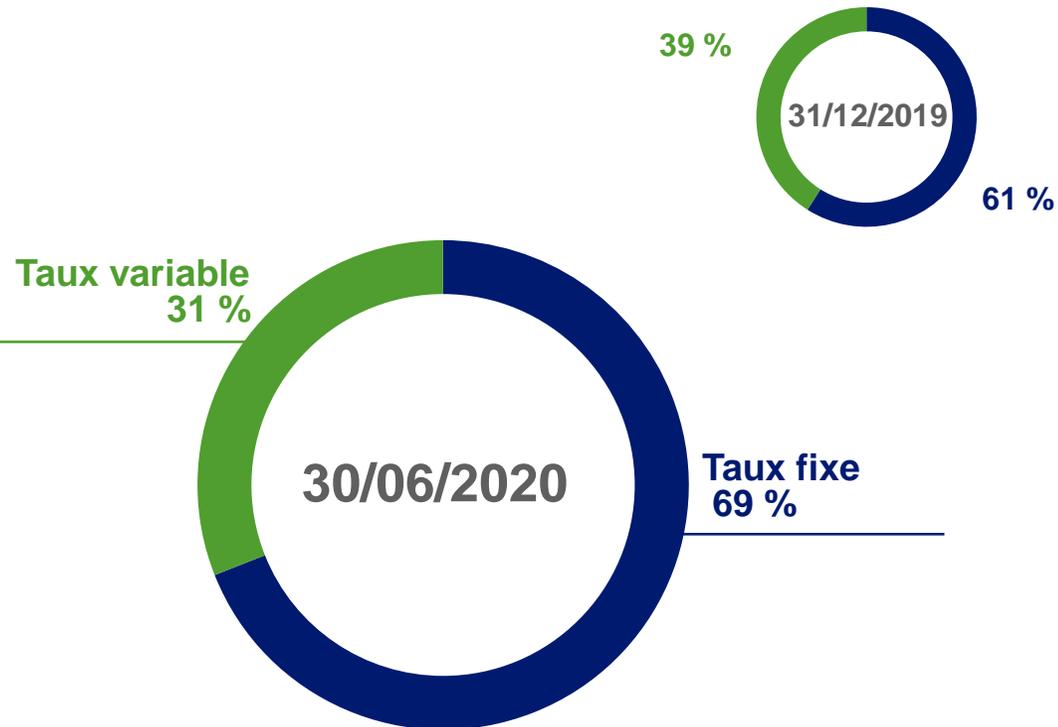
	30/06/2019	31/12/2019	30/06/2020 <sup>(1)</sup>
Emprunts et dettes financières	63 475	67 380	<b>77 856</b>
Dérivés de couverture de dettes	(2 550)	(3 387)	<b>(5 912)</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 345)	(3 934)	<b>(15 561)</b>
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(19 220)	(18 900)	<b>(14 386)</b>
Dettes financières nettes reclassées (IFRS 5) <sup>(2)</sup>	14	(26)	<b>5</b>
<b>Endettement financier net</b>	<b>37 374</b>	<b>41 133</b>	<b>42 002</b>

(1) Après application de la norme IFRS 16

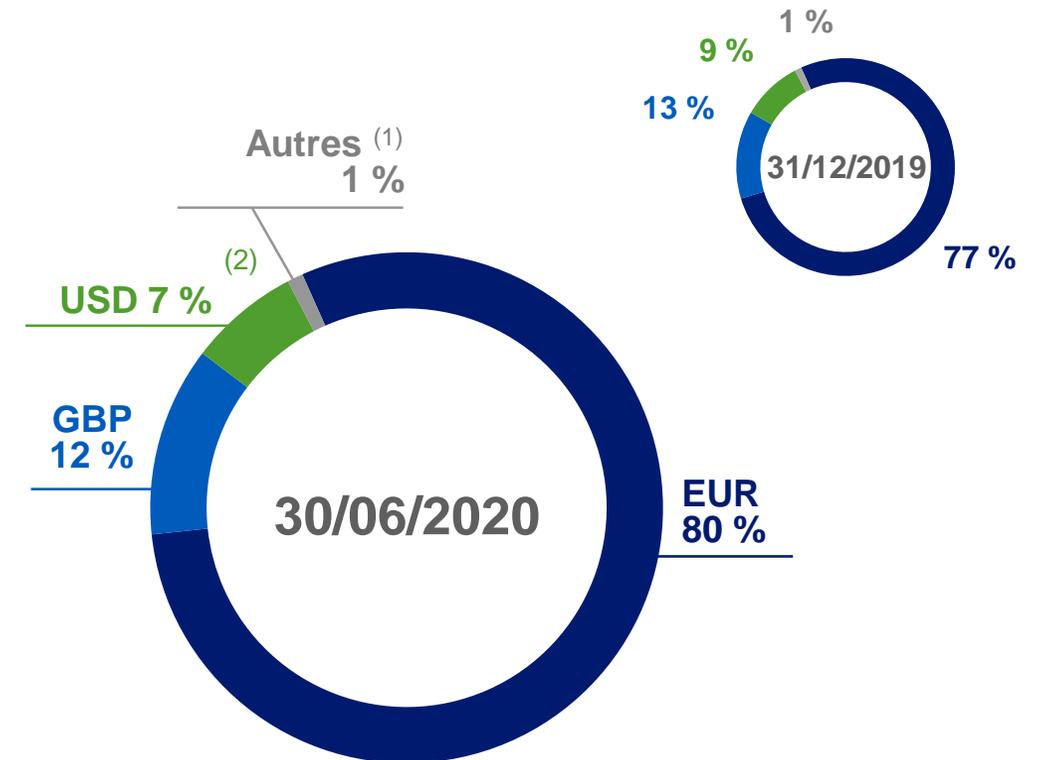
(2) Suite à la cession en cours de l'activité E&amp;P d'Edison

# DETTE FINANCIÈRE BRUTE APRÈS SWAPS

## Ventilation par type de taux



## Ventilation par devise



(1) Principalement CHF, PLN, CAD et JPY

(2) Émission obligataire de 2 Mds\$

# TOMBÉES DE DETTES OBLIGATAIRES PAR DEVISE

En millions d'euros, avant swaps

Dont

(en équivalent M€)

2020

2021

2022

2023

EUR

-

3 407

2 332

1 980

GBP

-

-

477

-

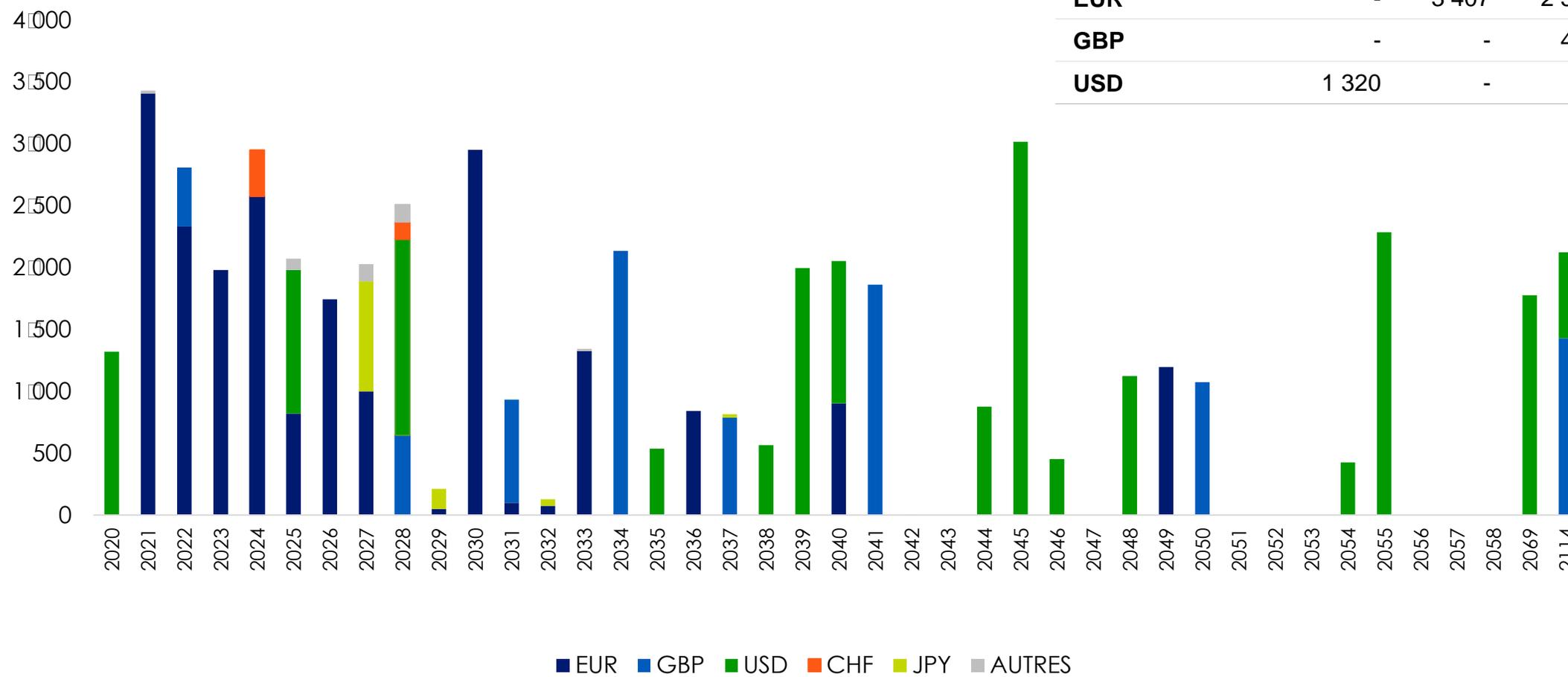
USD

1 320

-

-

-



# PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 30 JUIN 2020 (1/2)

	Date d'émission <sup>(1)</sup>	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35%
	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25%
Green Bond	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25%
	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88%
	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75%
	09/2009	09/2024	2 492	EUR	4,63%
Green Bond	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63%
	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00%
Green Bond	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00%
	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09%
	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13%
	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50%
	04/2010	04/2030	1 461	EUR	4,63%
	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00%

(1) Date de réception des fonds

# PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 30 JUIN 2020 (2/2)

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

(1) Date de réception des fonds

# PRÉSENTATION DU STOCK DE TITRES HYBRIDES

## Refinancement d'une partie du stock de titres hybrides en novembre 2019



### OBJECTIFS DE L'OPÉRATION

- Refinancement de certaines souches existantes
- Allongement de la maturité moyenne du stock de titres hybrides
- Diminution du coût moyen du stock de titres hybrides



### PRINCIPAUX ÉLÉMENTS

#### EDF a refinancé par anticipation une partie des titres hybrides :

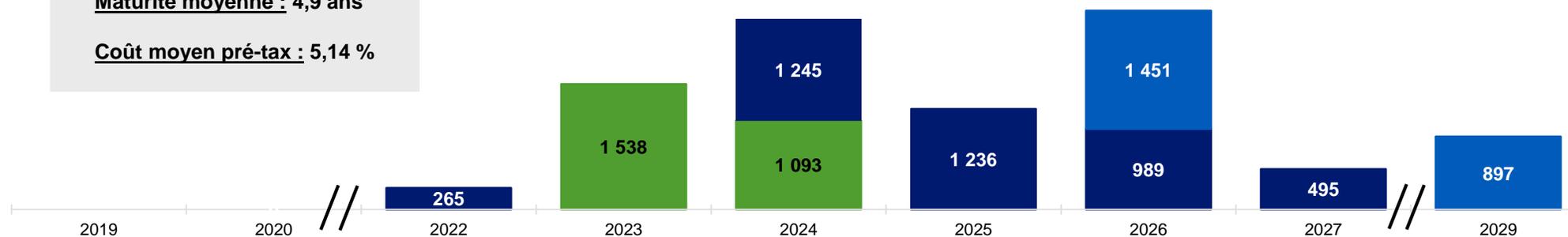
- Le 26 novembre 2019 :
  - ✓ Emission de nouvelles obligations hybrides avec option de rachat en 2027 d'un montant de 0,5 Md€
  - ✓ Lancement des opérations de rachat partiel sur les souches de titres hybrides EUR 2022 pour un montant acheté de 0,4 Md€ <sup>(1)</sup> et USD 2023 pour un montant acheté de 0,9 Md€ <sup>(2)</sup>
- Le 29 janvier 2020 : EDF a exercé son option de remboursement de sa souche hybrides EUR 2020 sur le montant en circulation de 0,34 Mds€

L'ensemble de ces opérations comptabilisées en capitaux propres pour 1,1 Md€, porte le stock d'hybrides à 9,2 Md€ <sup>(3)</sup> soit une diminution du stock de c. 9%

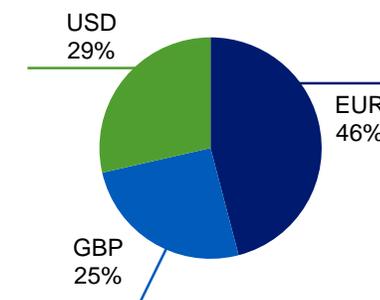
## Stock de titres hybrides suite au refinancement, au 30 juin 2020 (en millions d'euros) <sup>(3)</sup>

Montant total : 9,2 Md€ <sup>(3)</sup>  
Maturité moyenne : 4,9 ans  
Coût moyen pré-tax : 5,14 %

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



### Répartition du stock par devise

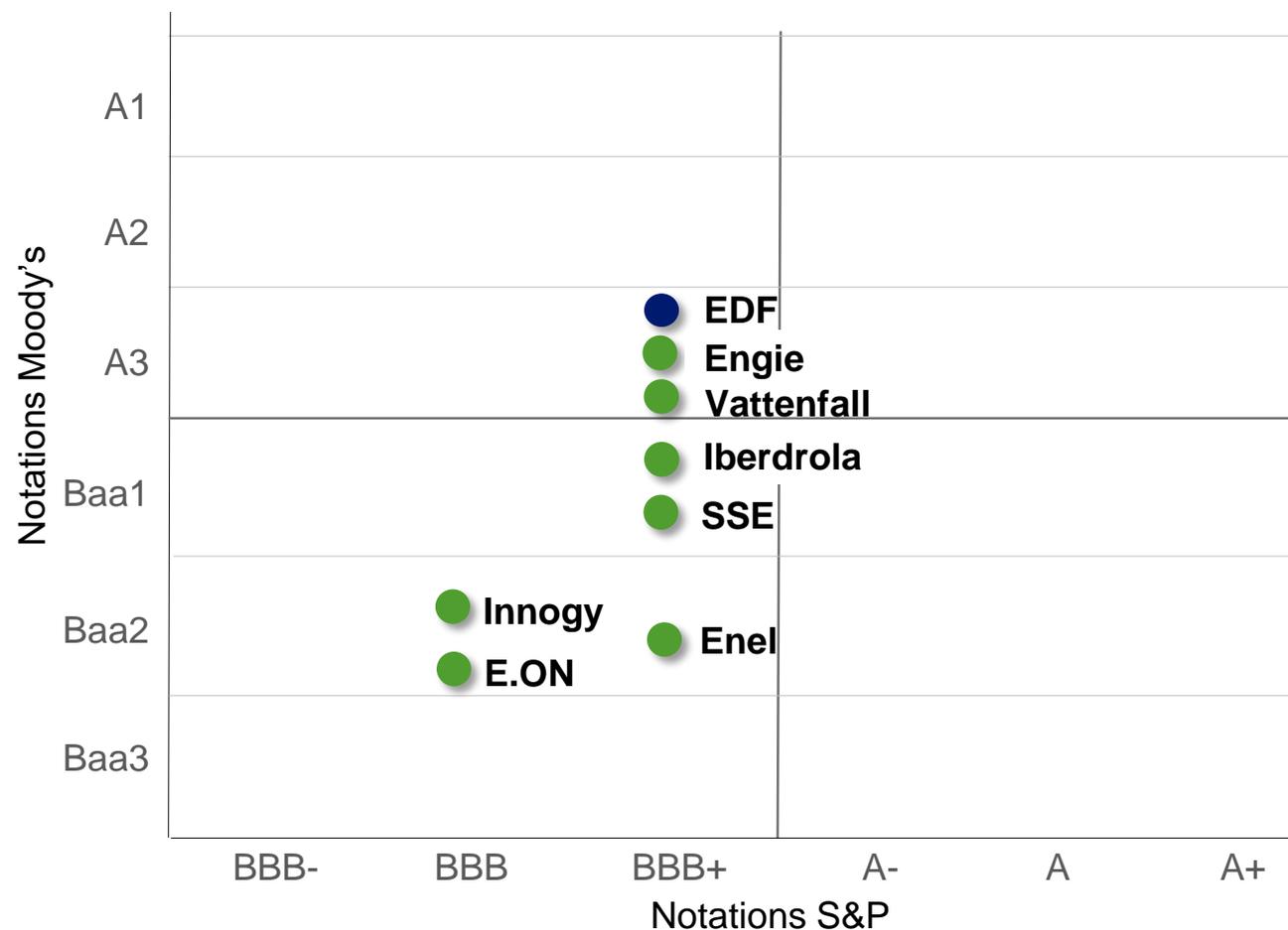


(1) Le montant en circulation post-opération est d'environ 0,27 Md€

(2) Montant en circulation post-opération : c. 2,10 Md€

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

# NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
<b>EDF</b>	BBB+ stable <sup>(1)</sup>	A3 négative <sup>(2)</sup>	A- négative <sup>(3)</sup>
<b>Engie</b>	BBB+ stable	A3 négative	A stable
<b>Vattenfall</b>	BBB+ stable	A3 négative	n.d.
<b>SSE</b>	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB stable
<b>Iberdrola</b>	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ stable
<b>Enel</b>	BBB+ stable	Baa2 positive	A- stable
<b>Innogy</b>	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable
<b>E.ON</b>	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable
<b>Uniper</b>	BBB négative	n.d.	n.d.
<b>RWE</b>	n.d.	Baa3 positive	BBB stable

Sources : agences de notation, données au 27/07/2020

(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 22 juin 2020.

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

(3) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Fitch en date du 22 avril 2020

# GREEN BONDS : LES ENGAGEMENTS D'EDF

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

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

### GREEN BOND FRAMEWORK 2013

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

Construction de **nouveaux** projets éoliens et PV

### GREEN BOND FRAMEWORK 2016

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

Construction de **nouveaux** projets éoliens et PV

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

### GREEN BOND FRAMEWORK 2020

- **Applicable à partir de janvier 2020**
- **Mise à jour du Framework en ligne avec la stratégie CAP 2030**

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

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

Projets d'**efficacité énergétique**

Projets de préservation de la **biodiversité**

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

## 1 - UTILISATION DES FONDS

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

## 4 – REPORTING

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

## 2 - PROCESSUS DE SÉLECTION DES PROJETS

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

## 3 – GESTION DES FONDS

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

## 5 – REVUE EXTERNE

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

# GREEN BONDS : ALLOCATION DES FOND

## Fonds alloués au 30/06/2020

Date d'émission <sup>(1)</sup>	Maturité (en années)	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Construction de nouvelles capacités renouvelables <sup>(2)</sup> (hors hydro)	Rénovation, modernisation et développement d'ouvrages hydroélectriques existants <sup>(2)</sup>	Total (% des fonds levés)
Nov. 2013	7,5	1 400	EUR	1 400	<i>Non inclus dans les « Use of Proceeds »</i>	<b>1 400</b> (100 %)
Oct. 2015	10	1 250	USD	1 250	<i>Non inclus dans les « Use of Proceeds »</i>	<b>1 250</b> (100 %)
Oct. 2016	10	1 750	EUR	1 248	502	<b>1 750</b> (100 %)
Jan. 2017	12	19 600	JPY	5 793	13 814	<b>19 600</b> (100 %)
Jan. 2017	15	6 400	JPY	1 892	4 511	<b>6 400</b> (100 %)

### Green Bond Euro d'octobre 2016 - 100 % des fonds alloués

- ~3/4 dédiés au financement de la construction de 9 projets éoliens et solaires aux États-Unis et au Canada et 1 projet solaire au Mexique
- ~1/4 dédié au financement de plus de 800 opérations de rénovation, de modernisation et de développement d'ouvrages hydroélectriques existants en France

### Green Bond YEN de janvier 2017 – 100% des fonds alloués

- 70% des fonds alloués sur des projets hydroélectriques en France et Belgique
- 30% des fonds alloués sur des projets éoliens en Belgique

Intégralité des fonds alloués au 30 juin 2020

(1) Date de réception 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

# NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE

Forte progression de la notation par Sustainalytics (2<sup>e</sup> sur 193, intégration du top 5 et 1<sup>er</sup> parmi nos pairs) ce qui a déclenché la baisse du coût de la ligne de crédit à impact signée avec ING Bank en 2017

Maintien d'un haut niveau de performance : membre du DJSI World pour la 4<sup>e</sup> année consécutive, membre de la « A List » du CDP (ex Carbon Disclosure Project) Climate Change pour la 3<sup>e</sup> fois, membre du STOXX ESG Leaders Index



**Membre du DJSI World**  
**80/100 en 2019**

La moyenne du secteur « Electric Utilities » est de 45/100 en 2019.  
Membre du Sustainability Yearbook 2020, EDF est 10<sup>e</sup> des 100 Electric Utilities



**A**

EDF, membre de la "A list" pour la 3<sup>e</sup> fois en 2019 du CDP Climate Change



**4,7/5 en 2019**

EDF, 4<sup>e</sup> entreprise de son secteur d'activité, fait partie des 5 opérateurs nucléaires mondiaux répondant aux critères stricts développés et suivis par le FTSE4Good Policy Committee



**86/100 en 2019**

EDF, membre du STOXX ESG Leaders Index 2019, 2<sup>e</sup> des 193 Utilities et 1<sup>er</sup> parmi ses pairs

**ecovadis**

**73/100 en 2019**

Gold class, EDF dans le top 5 % de son secteur d'activité et dans le top 1 % global



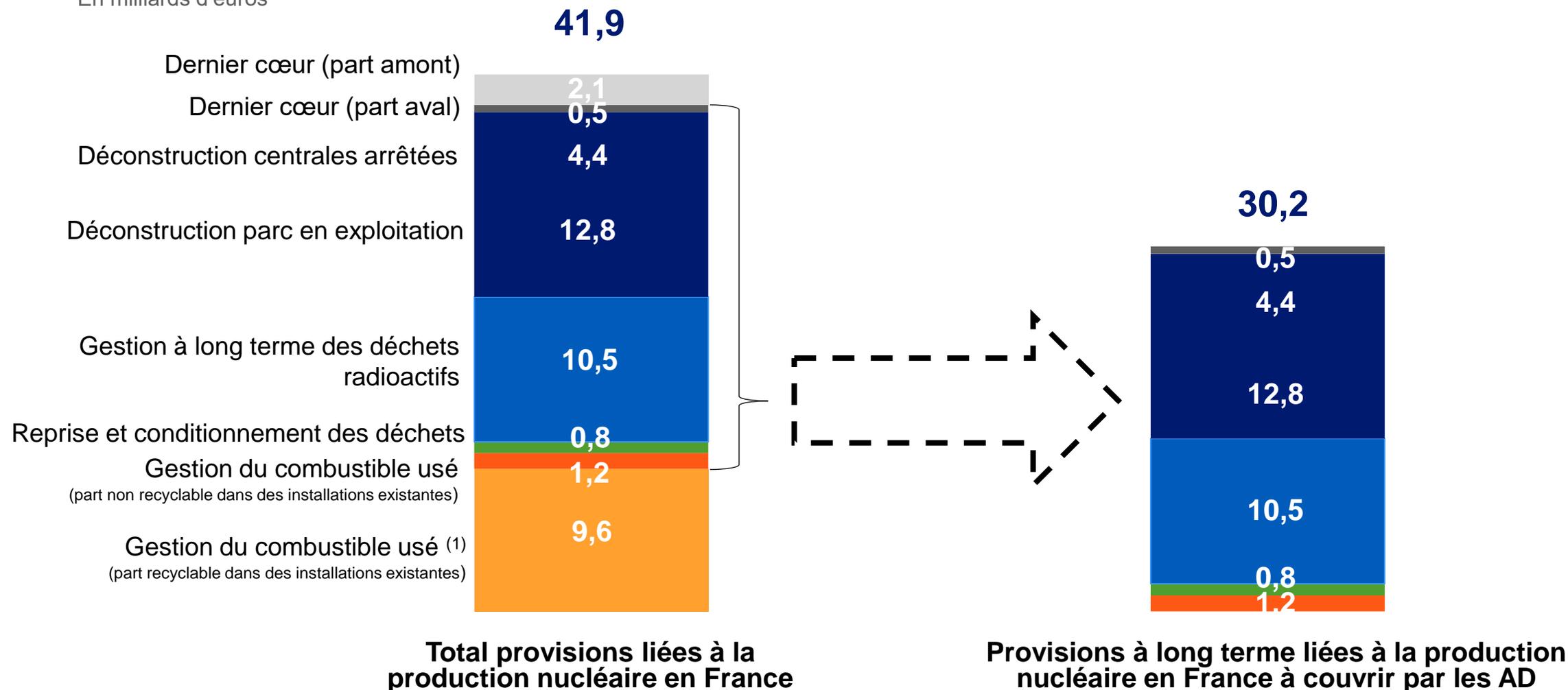
**66/100 en 2018 (1)**

EDF, membre de tous les Euronext VigeoEiris indices : World 120, Europe120, Eurozone 120 et France 20 et 6<sup>e</sup> des 66 Electric & Gas Utilities

(1) Notation la plus récente, prochaine évaluation par Euronext VigeoEiris prévue en 2020

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

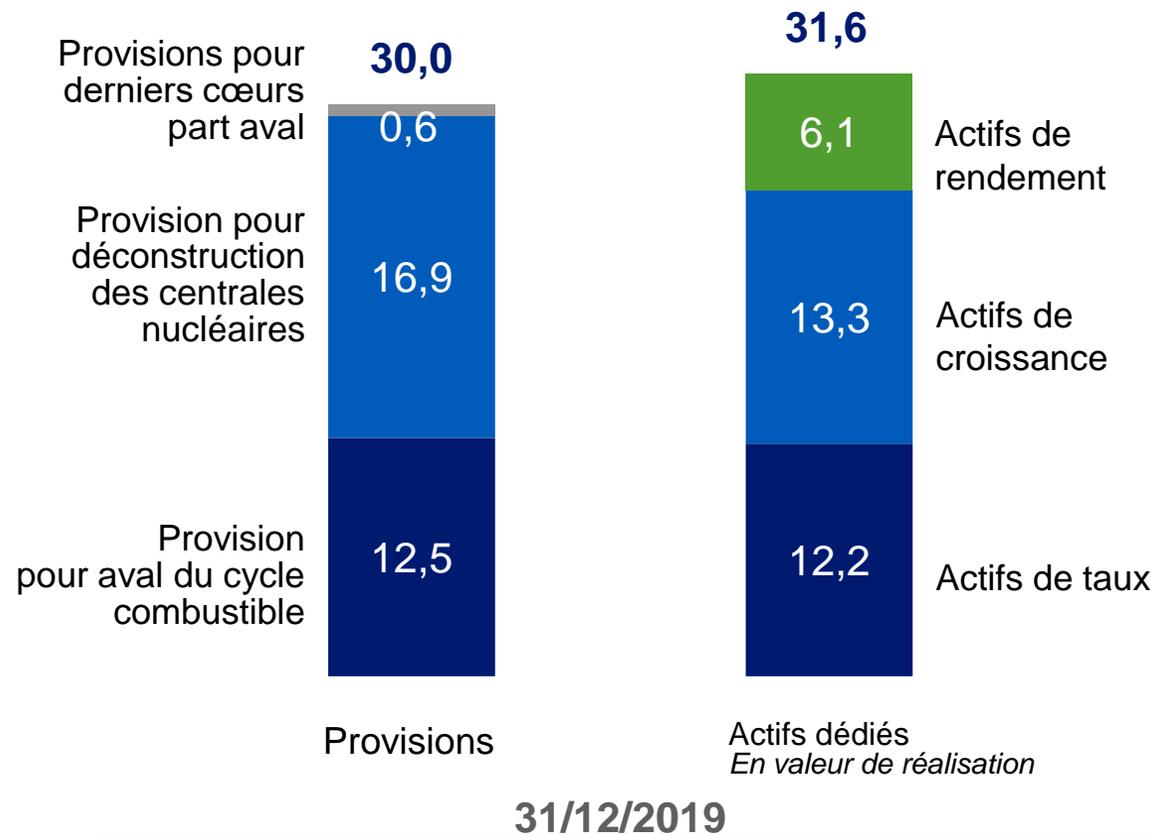
En milliards d'euros



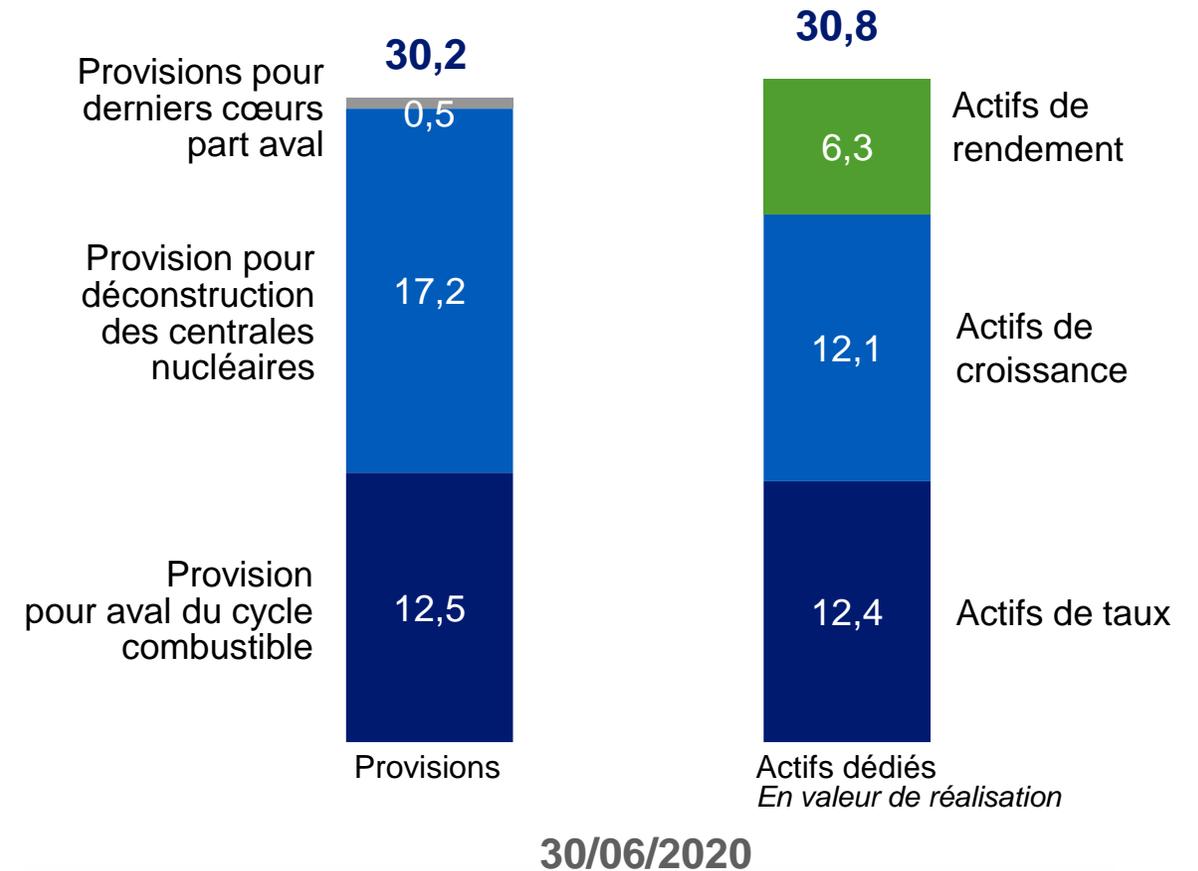
(1) Liée au cycle d'exploitation

# ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA

En milliards d'euros



- Au 31 décembre 2019, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 105,5 %



- Au 30 juin 2020, ce taux de couverture passe à 101,9%
- La dotation aux AD à réaliser en 2020 s'élève à 797 M€, dont une dotation de 113 M€ réalisée au cours du premier semestre

# PERFORMANCE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA (1)



ACTIFS DE  
RENDEMENT : -0,2%

Les actifs de rendement, constitués **d'actifs immobiliers et d'infrastructures**, ont généré en S1 2020 des **dividendes en ligne avec les attentes**. Cette performance a toutefois été neutralisée ce semestre par la baisse de valeur de certains actifs, en particulier des infrastructures de transport, qui ont été impactées par les mesures de confinement dans les différents pays



ACTIFS DE  
CROISSANCE : -5,8%

Le portefeuille d'**actifs de croissance** a été confronté à une situation inédite de poursuite de la croissance économique en début de semestre, avant la très forte baisse liée à la crise sanitaire. Le portefeuille enregistre finalement une baisse de 5,8% au cours du premier semestre



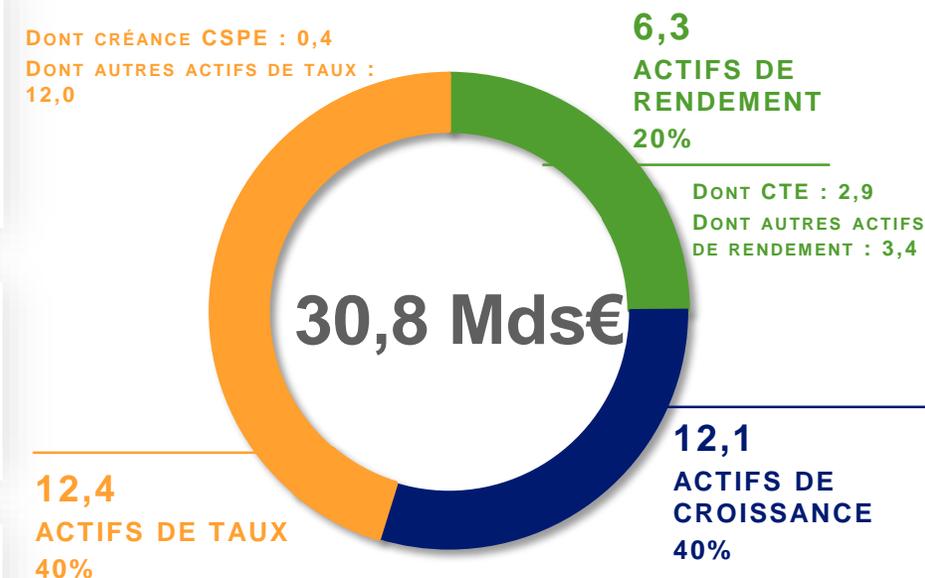
ACTIFS DE  
TAUX : +0,6%

Le premier semestre 2020 a vu une baisse de taux des emprunts d'État. **Les actifs de crédit** ont souffert avec un élargissement notable des spreads en mars avant un resserrement dans la deuxième partie du semestre

Le rythme de remboursement de la créance est conforme au calendrier prévisionnel  
**La performance globale des actifs de taux s'élève dans ce contexte à +0,6%**

En milliards d'euros

DONT CRÉANCE CSPE : 0,4  
DONT AUTRES ACTIFS DE TAUX :  
12,0



**PERFORMANCE S1 2020 : -2,3%<sup>(1)</sup>**

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 COTES

## GESTION DES ACTIFS DÉDIÉS...

- EDF Invest assure la **gestion des investissements non cotés au sein du portefeuille des Actifs Dédiés du groupe EDF** ; ce portefeuille se monte à **6,7 milliards d'euros au 30 juin 2020**
- L'apport des actifs non cotés est essentiel en termes d'amélioration du profil rendement / risque des Actifs Dédiés, et l'horizon de gestion long terme est cohérent avec le passif à couvrir
- Les actifs non cotés des Actifs Dédiés sont répartis en actifs de rendement, de croissance et de taux, investis par sous-jacent dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissements

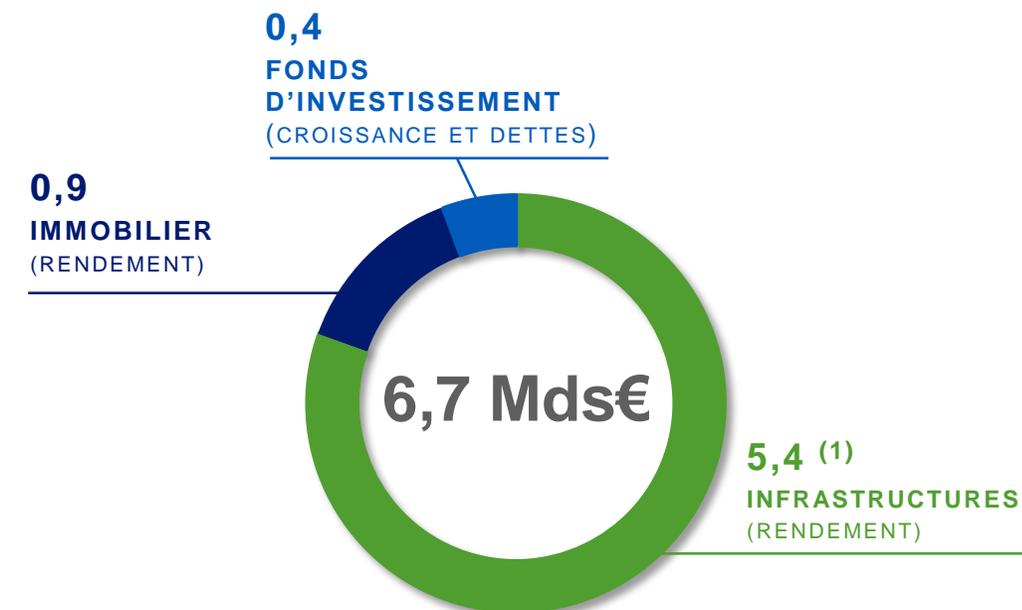
## ...POUR UN PORTEFEUILLE DIVERSIFIÉ

- L'**objectif** pour 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 2020, EDF Invest a diversifié son portefeuille avec l'**apport d'infrastructures dans le domaine des énergies renouvelables** et un investissement au **Royaume-Uni dans le domaine des compteurs intelligents**



## COMPOSITION DU PORTEFEUILLE AU 30 JUIN 2020

En milliards d'€



(1) Dont CTE : 2,9 Mds€



# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2020

## STRATÉGIE ET INVESTISSEMENTS

# FAITS MARQUANTS ET DEPLOIEMENT DU CAP 2030

## Neutralité carbone : au cœur de notre *raison d'être*

Construire un avenir énergétique neutre en CO<sub>2</sub> conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants <sup>(1)</sup>

- En lien avec sa *raison d'être*, EDF a pour ambition d'atteindre la **neutralité carbone d'ici 2050**, avec des **émissions directes de CO<sub>2</sub> quasi nulles**, une **réduction des émissions indirectes** aussi importante que possible dans le cadre des politiques nationales, et de **compenser les émissions résiduelles** par des projets à émissions négatives
- En rejoignant la coalition «**Business Ambition for 1.5 degrees**», le 26 février 2020, composée de plus de 200 entreprises au niveau mondial, EDF a annoncé de **nouveaux engagements** :
  - Obtenir la **certification de l'initiative Science Based Target**, en **réduisant les émissions** directes du Groupe, objectifs de réduction **rehaussés de 40 à 50% d'ici 2030** (par rapport à 2017), avec un **objectif de mi-parcours** à 33 millions de tonnes d'ici 2020, et un engagement pour la première fois de réduction des émissions indirectes (scope 3)
  - **Sortir de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2030** toutes les zones géographiques confondues
  - La **réduction continue** des émissions du Groupe, avec un **niveau record de 7g/kWh en France** <sup>(2)</sup> au S1 confirme les engagements d'EDF dans son objectif de neutralité carbone

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

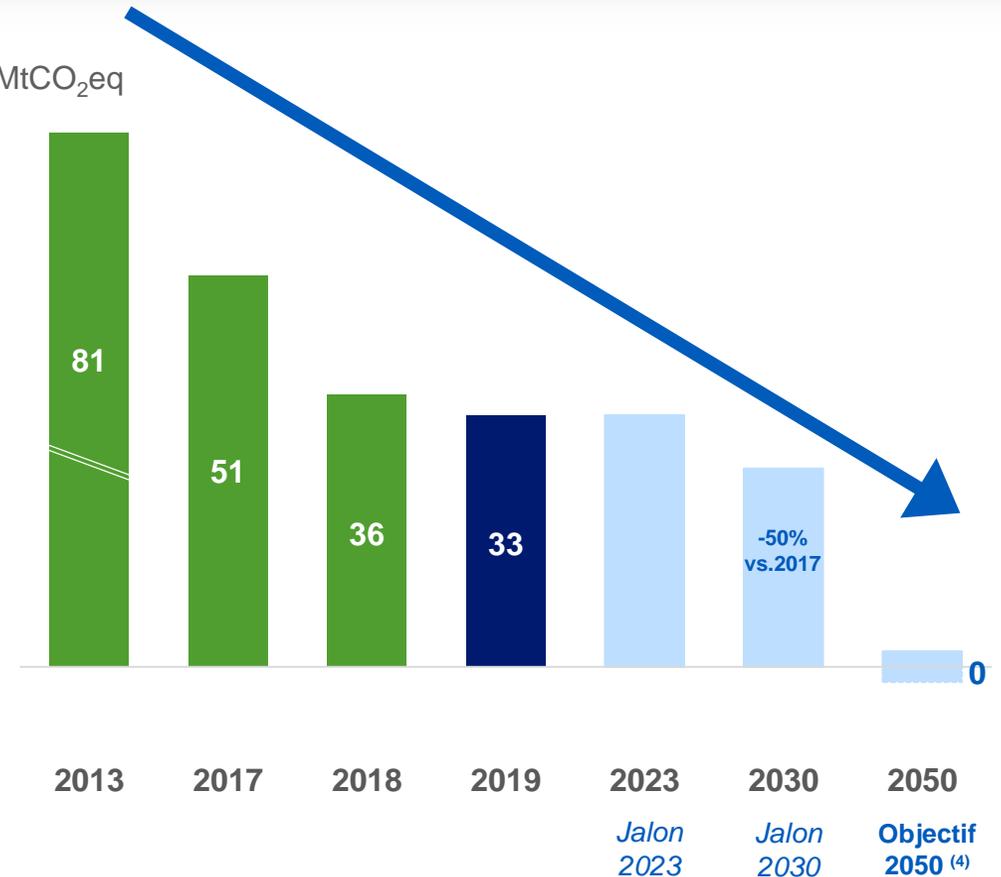
(2) Activité de production et de distribution

\* En cours avec STBi pour l'ajustement des chiffres



## Emissions directes de gaz à effet de serre (Scope 1) <sup>(3)</sup>

en MtCO<sub>2</sub>eq



Nouveaux engagements 2020 – En cours avec STBi pour l'ajustement des chiffres

(3) Emissions directes de GES, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles

(4) La neutralité carbone serait atteinte en 2050 grâce à des émissions directes de CO<sub>2</sub> quasi-nulles, une réduction des émissions indirectes aussi importante que possible, et une compensation des émissions résiduelles par des projets à émissions négatives

# EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW)



## HISTORIQUE DU PROJET

- Avancement du chantier :
  - ✓ Génie civil principal achevé.
  - ✓ Montages électromécaniques finalisés à plus de 98%, le solde de l'activité se faisant au fur et à mesure de l'avancement des essais d'ensemble.
  - ✓ Avancement des activités de finition des bâtiments <sup>(1)</sup> à 79 %
- Déroulement des phases d'essai d'ensemble :
  - ✓ Du 22 février 2019 au 22 mars 2019 : 1ère phase des essais dits « à chaud » avec plus de 95 % des critères d'essais testés conformes.
  - ✓ Du 21 septembre 2019 au 17 février 2020 : 2ème phase des essais dits « à chaud », avec plus de 95% des critères d'essais testés conformes
- Les résultats de tests non conformes font l'objet d'un suivi afin d'en déterminer les conséquences sur la conduite du projet

Toutes les activités de construction sur site ont été temporairement interrompues entre mi-mars et début mai à cause de la situation du Covid-19, ce qui pourrait engendrer des délais et des coûts supplémentaires. Les impacts techniques, financiers et de planification, ainsi que les scénarii de rattrapage sont en cours d'analyse



## MISE À NIVEAU DES SOUDURES DU CIRCUIT SECONDAIRE

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

Ces travaux ont donné lieu à des échanges avec l'ASN, qui a transmis en octobre 2019 à EDF une lettre relative à la faisabilité technique de ces trois scénarios

Le scénario de reprise des soudures de traversées privilégié par EDF est l'utilisation de robots télé-opérés, conçus pour mener des opérations de grande précision à l'intérieur des tuyauteries concernées. Cette technologie a été développée pour le parc en exploitation et doit être qualifiée pour la reprise des soudures de traversées. L'objectif est que la qualification de ce scénario et sa validation par l'ASN puissent intervenir au plus tard à la fin de l'année 2020, date à laquelle EDF pourra engager les travaux. Un second scénario, fondé sur l'extraction et la remise à niveau dans les bâtiments auxiliaires de sauvegarde, est conservé à ce stade à titre de solution de repli

Par ailleurs, l'instruction technique de remise à niveau des soudures situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit afin de démarrer les activités de soudage au plus tôt (cf. déclaration Événement significatif relatif à la bonne application des exigences dites de « haute qualité » du 30 novembre 2017)



## PLANNING ET COÛT <sup>(2)</sup>

Le calendrier prévisionnel de mise en œuvre du scénario privilégié de reprise des soudures de traversées a conduit, si l'objectif mentionné ci-dessus s'agissant de la validation par l'ASN est respecté, à prévoir une date de chargement du combustible à fin 2022 et à ré-estimer le coût de construction à 12,4 milliards d'euros <sup>(3)</sup>. Les coûts supplémentaires afférents seront comptabilisés pour l'essentiel en autres produits et charges d'exploitation <sup>(4)</sup> et non en CAPEX

L'instruction d'autres sujets techniques est en cours et reste également soumise à l'approbation de l'ASN

Une nouvelle demande de modification du décret d'autorisation de construction de Flamanville 3, pour en prolonger le délai, a été déposée par EDF le 23 juillet 2019. Suite à cette demande, le décret d'autorisation de construction a été amendé le 25 mars 2020 avec un nouveau délai jusqu'en 2024

(1) Finitions ayant pour objet d'amener l'installation à un standard élevé de qualité (propreté, peinture, calfeutrements), conforme à celui d'une centrale nucléaire en exploitation

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

(3) En euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

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

# HINKLEY POINT C

## 2 PREMIERS OBJECTIFS 2020 RÉALISÉS DANS LES DÉLAIS MALGRÉ LA CRISE DU COVID-19

### GESTION DE LA PANDÉMIE DU COVID-19

- Adaptation des conditions de travail, en particulier réduction du nombre de salariés sur site et réduction de la densité (nombre de places disponibles dans les bus ou les réfectoires et les zones de travail)
- Redémarrage progressif du site:
  - Les effectifs sur site devraient revenir à des niveaux d'avant pandémie avant la fin de l'année
  - Retour lent mais progressif à des taux de productivité plus élevés chez les fournisseurs
- Les impacts du Covid-19 sur le calendrier et les coûts sont en cours d'évaluation (y compris les impacts sur les conditions de production des fournisseurs et les délais de livraison associés) et accroissent le risque de report des dates de mise en service prévues
- Les conséquences sur les conditions contractuelles (par exemple, Force Majeure) sont en cours d'examen

### AVANCEMENT DU CHANTIER

- Objectif du T1 2020 – installation des premières conduites de sûreté
- Objectif du T2 2020 – Jalon J0 de l'Unité 2 → réalisé en mai 2020, dans les délais et en ligne avec le calendrier fixé en 2016, grâce aux enseignements tirés de l'Unité 1



Bâtiment réacteur de l'unité 1 – fin juin 2020

### RAPPEL DES ÉLÉMENTS CLÉS <sup>(1)</sup>

- Le coût à terminaison du projet a été estimé en septembre 2019 entre £<sub>2015</sub>21,5 Mds et £<sub>2015</sub>22,5 Mds <sup>(2)</sup>
- Le risque de retard sur le calendrier de mise en service est élevé. Il a été estimé en septembre 2019 à 15 mois pour l'Unité 1 (prévue fin 2025) et 9 mois pour l'Unité 2 ; ces délais induisant un coût supplémentaire d'environ £<sub>2015</sub>0,7 Md <sup>(3)</sup>
- Une étude approfondie visant à évaluer la nécessité d'une mise à jour du calendrier et des coûts est actuellement en cours et sera finalisée dans les mois à venir

(1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 25 septembre 2019

(2) En livres sterling 2015, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport au taux de change de référence du projet 1£ = 1,23€

(3) Coûts additionnels nets des plans d'action

# FESSENHEIM

- Un décret du 18 février 2020 a abrogé l'autorisation d'exploiter la centrale nucléaire de Fessenheim avec effet à compter des dates d'arrêt définitif déclarées par EDF à savoir le 22 février 2020 pour le réacteur n°1 et le 30 juin 2020 pour le réacteur n°2
- Ce décret fait suite à la signature, le 27 septembre 2019, par l'État et par EDF, du protocole d'indemnisation d'EDF par l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte
- Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :
  - ✓ de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses liées à la fermeture de la centrale (dépenses de post exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement et de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans suivant la fermeture de la centrale. Le total de ces versements devrait atteindre une valeur entre 370M€ et 443M€
  - ✓ de versements ultérieurs correspondant à l'éventuel manque à gagner, c'est-à-dire les bénéfices qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés

- EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale (17,5 %), pourrait à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de ses droits contractuels sur la capacité de production de la centrale
- Dans le cadre de cette fermeture anticipée, le gouvernement a mis en place un projet « Avenir du territoire de Fessenheim ». EDF a mis en place son propre programme, appelé Programme Énergie du Haut-Rhin. Celui-ci s'inscrit dans les 4 axes du projet gouvernemental (création d'emplois et reconversion, mobilité du territoire, transition énergétique, innovation)
- L'objet de ce programme est de soutenir différents projets, dont notamment :
  - ✓ Participation dans un hub d'innovation pour soutenir la recherche, notamment dans le domaine de l'hydrogène et des matériaux, en lien avec un projet de valorisation des métaux (étudié par EDF sur le site de la centrale)
  - ✓ Relance par l'État d'un projet de Station de Transfert d'Énergie par Pompes (STEP) Lac Blanc-Lac Noir par l'État
  - ✓ Participation à la création de la Cellule d'Accompagnement Personnalisée, où 150 salariés sont suivis
  - ✓ Participation à la création de la Société d'Économie Mixte (SEM) Franco-Allemande, véritable outil de la mise en œuvre opérationnelle du projet de territoire en choisissant de l'orienter dans un premier temps vers l'aménagement et l'immobilier d'entreprises

# JAITAPUR

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

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

- Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF et Satish Kumar Sharma, Président Directeur général de NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited), énergéticien public indien, ont signé un accord industriel (Industrial Way Forward Agreement) en vue de la réalisation de six réacteurs de type EPR sur le site de Jaitapur en Inde. L'accord définit le schéma industriel du projet, les rôles et les responsabilités des partenaires ainsi que le calendrier prévisionnel pour les prochaines étapes
- Il est prévu qu'EDF intervienne en tant que fournisseur de la technologie EPR. Pour les deux premiers réacteurs, EDF et ses partenaires industriels assureraient l'ensemble des études d'ingénierie ainsi que des achats de composants. Pour les quatre autres unités, une partie de la responsabilité des achats et des études pourrait être confiée à des entreprises locales, via NPCIL. Le Groupe apporterait également à NPCIL son expérience du management de la construction de réacteurs EPR



- Il est prévu que NPCIL, en tant que propriétaire et futur exploitant de la centrale nucléaire de Jaitapur, soit responsable de l'obtention de l'ensemble des autorisations et certifications requises en Inde, de la construction de l'ensemble des six réacteurs et des infrastructures de site. Durant la phase de construction, NPCIL bénéficierait d'une assistance d'EDF et de ses partenaires industriels
- Conformément au calendrier fixé dans l'IWFA, EDF a remis à NPCIL une offre technico-commerciale complète et conditionnée le 14 décembre 2018. Les discussions sont engagées avec NPCIL pour converger sur les bases techniques et commerciales
- L'objectif consiste pour EDF, à la demande de NPCIL, à remettre une offre technique et commerciale convergée engageante qui sera suivie par la signature d'un General Frame Agreement, marquant ainsi la première étape pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur

# BARRAGE HYDROÉLECTRIQUE DE NACHTIGAL AU CAMEROUN



## PRINCIPAUX ASPECTS DU PROJET

- Conception, construction et exploitation pendant 35 ans d'un barrage hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW sur le fleuve Sanaga au niveau des chutes de Nachtigal
- Construction d'une ligne de transport d'électricité de 50 km
- Projet porté par la société NHPC (Nachtigal Hydro Power Company), constituée depuis décembre 2018 par EDF (40 %)<sup>(2)</sup>, IFC<sup>(3)</sup> (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 1 500 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 coordonné par IFC et comprenant onze institutions de développement internationales et quatre banques commerciales locales <sup>(4)</sup>
- Le plus important projet hydroélectrique du continent africain à être développé en financement de projet, ou financement sans recours



## CALENDRIER

- Accords engageants et définitifs signés le 8 novembre 2018, closing financier le 24 décembre 2018
- Démarrage de la construction en mars 2019 : le taux d'avancement du génie civil au 30/06/2020 est de 29 %
- Impact du covid-19 : ralentissement de la construction entre avril et juin. Estimation à date d'un retard de 3 mois de la mise en service.
- Mise en service opérationnelle prévue pour début 2024

## Centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW



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

(2) Consolidation par mise en équivalence.

(3) IFC (International Finance Corporation) est une institution de financement du développement, membre du Groupe de la Banque mondiale

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

# PARC NUCLÉAIRE EXISTANT ET PROGRAMME GRAND CARÉNAGE



UN MIX  
ÉNERGÉTIQUE  
COMPÉTITIF

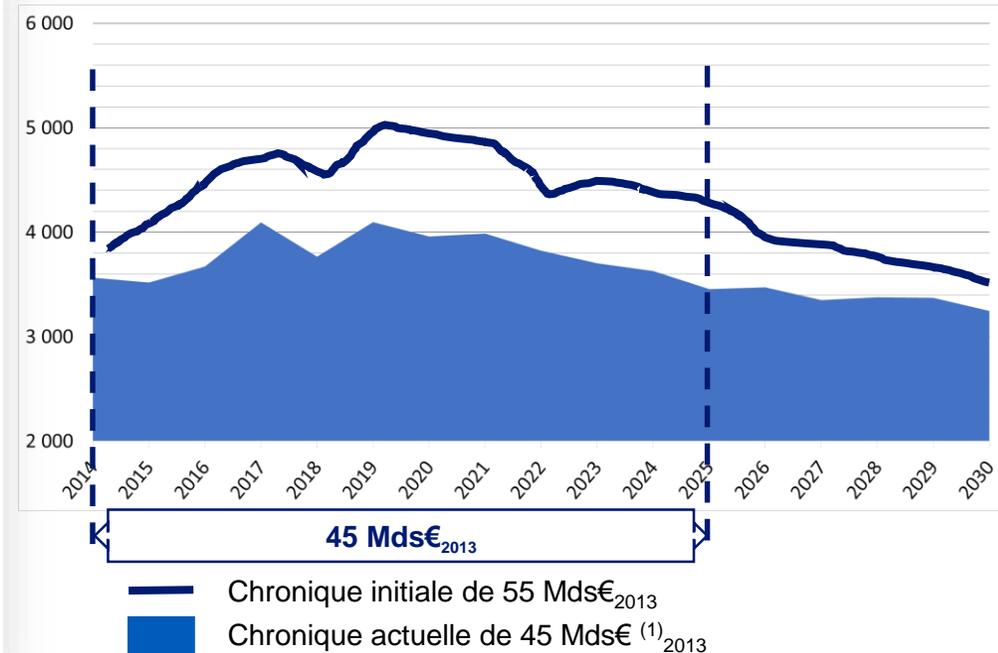
Stratégie industrielle de poursuite du fonctionnement des centrales après 40 ans :

- Capacité technique des installations à fonctionner après 40 ans, confortée par les benchmarks internationaux pour des technologies analogues
- Allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW (sauf Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016 : le réacteur de Tricastin 1 est le premier à avoir réalisé avec succès sa 4e visite décennale en décembre 2019 et a ainsi franchi le jalon des 40 ans
- Stratégie confirmée par les orientations données pour la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie



PROGRAMME  
DU GRAND  
CARÉNAGE

- Programme intégrant la totalité des investissements dans le parc nucléaire existant
- Coût du programme sur la période 2014-2025 : investissements totaux d'un montant initial de 55 Mds€<sub>2013</sub>, révisé à 45 Mds€<sup>(1)</sup><sub>2013</sub> grâce à une optimisation du projet, permettant une réduction et un report au-delà de 2025
- Position générique de l'ASN sur le processus d'extension de la durée de vie du parc de 900MW (au-delà de 40 ans) :
  - Publication le 16 avril 2020 de l'avis de synthèse de l'IRSN sur la phase générique de la VD4 900 MW
  - Consultation du public et avis de l'ASN sur la phase générique de la VD4 900 MW prévus fin 2020/début 2021
- Le retour d'expérience des VD4 900MW et les discussions en cours avec l'ASN pourraient conduire à des investissements additionnels dans les années à venir. Une revue du programme est en cours

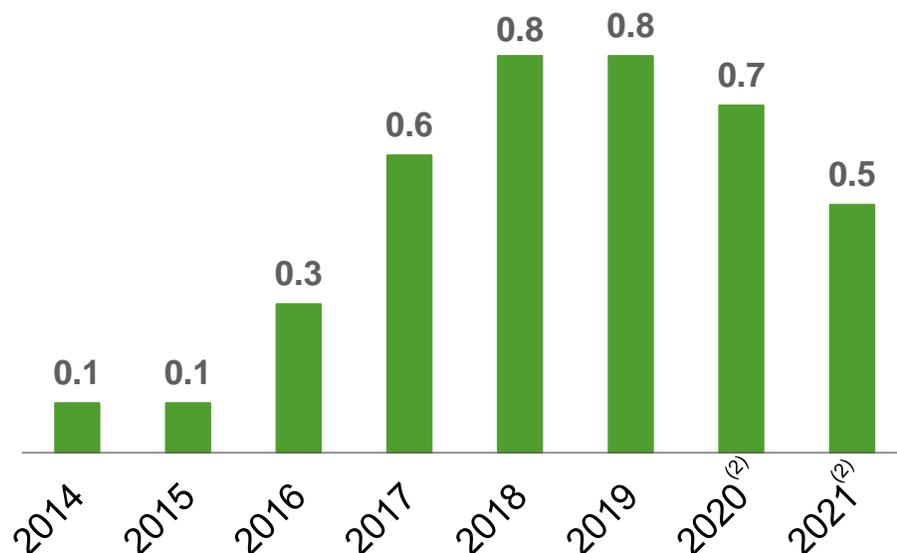


(1) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluaient, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour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

# DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS LINKY (1)

## CHRONIQUE D'INVESTISSEMENT SUR 2014-2021

(en milliards d'euros)



### Principaux éléments

- Objectif de ~35 millions de compteurs Linky installés d'ici 2021 : soit un peu plus de 90 % du parc actuel
- Montant d'investissement de 3,9 Mds€ sur la période de déploiement 2014-2021.
- Régulation spécifique sur une période de 20 ans (BAR et rémunération Linky dédiée)

### Points-clés à fin juin 2020

- Après leur suspension durant le confinement (crise Covid-19), les poses de compteur Linky ont repris le 11 mai
- Le cap des 26 millions de points de livraison équipés d'un compteur Linky a été franchi fin juin. La présence accrue des clients à leur domicile suite à la crise Covid-19 contribue à bonne dynamique de pose observée depuis la reprise. Le retard de poses à fin 2020 est estimé à hauteur de 400 000
- Les objectifs de la Régulation Incitative (RI) en termes de délais d'ouverture aux services des compteurs posés et de performance du système sont respectés

(1) Linky est un projet industriel national dirigé par Enedis, une filiale indépendante d'EDF, comme défini dans le Code de l'Energie français

(2) Chiffres établis sur la base de la meilleure vision à date de la reprise post Covid-19

# EDF ACTEUR DE LA FILIÈRE HYDROGÈNE

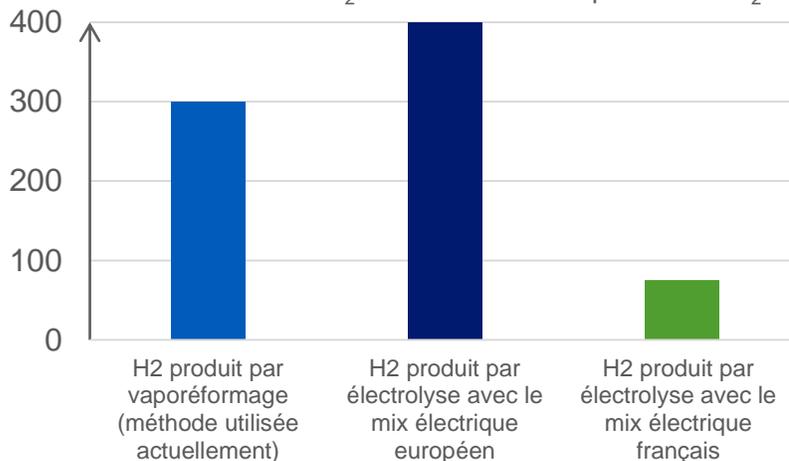
L'hydrogène est un vecteur clé de la transition énergétique: il pourrait répondre à 20% de la demande énergétique mondiale en 2050 <sup>(1)</sup>  
Le positionnement du groupe EDF sur ce marché s'inscrit dans le cadre de **l'objectif de neutralité carbone en 2050** et de l'accompagnement de ses clients vers des **solutions décarbonnées**

Il s'appuie naturellement sur son mix décarbonné de production d'électricité, au travers d'une filiale dédiée créée en 2019, **Hynamics**, et d'un partenariat industriel et commercial avec **McPhy** - détenu à 18,6% par EDF depuis juin 2018

## COMPLÉMENTARITÉ NATURELLE AVEC LE MIX BAS CARBONE D'EDF

g CO<sub>2</sub> / KWh PCS

Emissions de CO<sub>2</sub> selon méthode de production H<sub>2</sub>



(1) Rapport McKinsey – Hydrogen Council 2019

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



Modèle  
d'affaires

Marchés



Développement de projets  
Conception / Construction



Producteur



Commercialisation



Exploitation / Maintenance



Industrie



Mobilité

## PARTENARIAT INDUSTRIEL ET COMMERCIAL AVEC McPHY (DÉTENU À 18.6% PAR EDF DEPUIS JUIN 2018)



- **Acteur de référence dans le domaine de l'hydrogène**
- **Une gamme complète de solutions**
  - Electrolyseurs
  - Stations de recharge d'hydrogène
  - Stockage
- **Prise de participation par EDF Pulse Croissance en 2018**

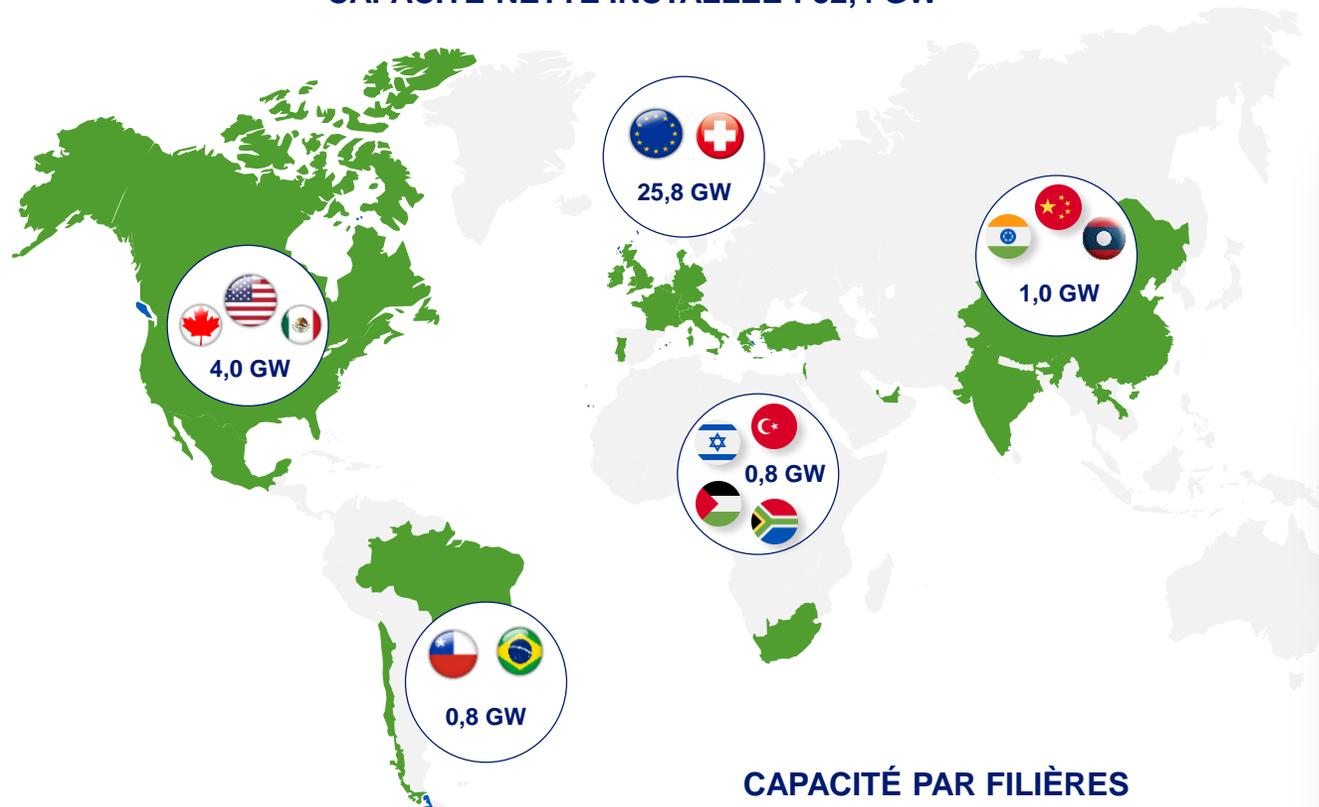


# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2020

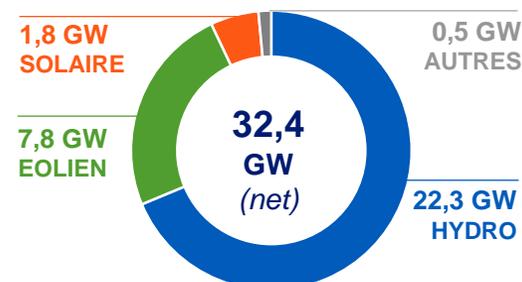
## ÉNERGIES RENOUVELABLES

# EDF, LEADER EUROPÉEN DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE : 32,4 GW <sup>(1)</sup>



CAPACITÉ PAR FILIÈRES



UN MIX  
DIVERSIFIÉ  
AVEC 32 GW EN  
EXPLOITATION

- 22,3 GW d'hydraulique
- 9,6 GW d'éolien et de solaire

HYDRAULIQUE

- 1<sup>er</sup> producteur européen à partir d'énergie hydraulique
- Plus de 400 sites de production dans le monde

UN LEADER  
MONDIAL EN  
ÉOLIEN ET  
SOLAIRE

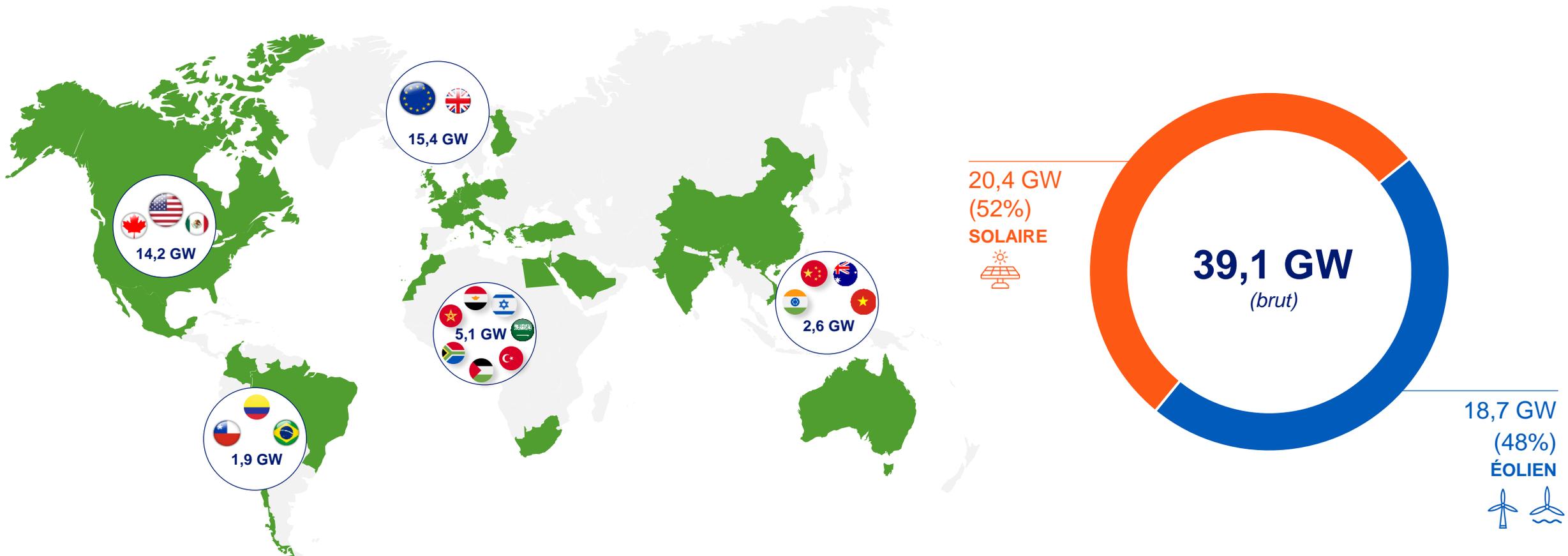
- 0,6 GW bruts mis en service en S1 2020
- 5,9 GW bruts actuellement en construction (3,2 GW en éolien terrestre, 1,6 GW en éolien en mer, et 1,1GW en solaire)

(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

# UN PORTEFEUILLE DE PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES DE PLUS DE 39GW (1)

UN PORTEFEUILLE DE PROJETS DIVERSIFIÉ GÉOGRAPHIQUEMENT ...

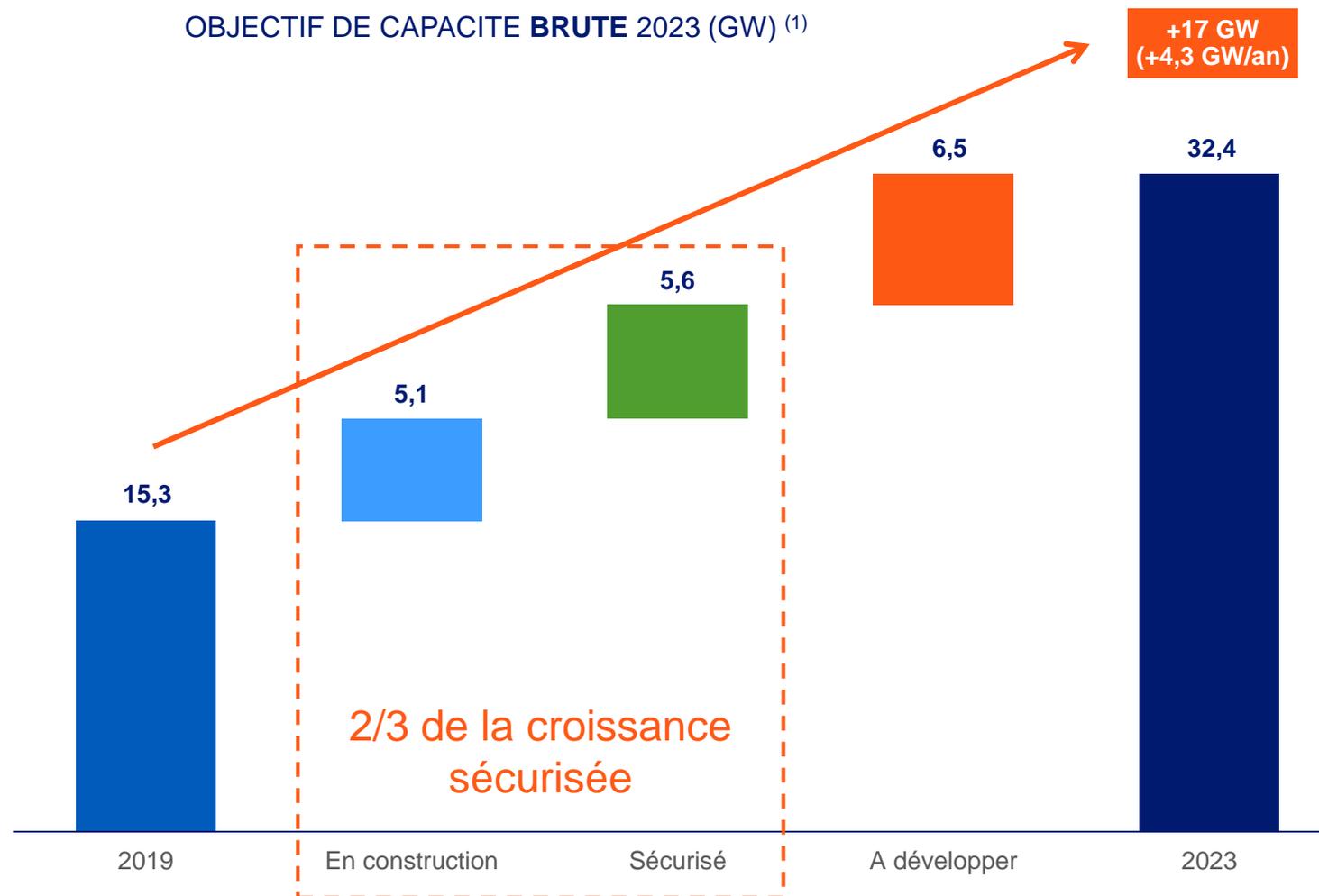
... ET ÉQUILBRÉ ENTRE ÉOLIEN ET SOLAIRE



# UNE FORTE CROISSANCE ATTENDUE GRÂCE À PLUS DE 10 GW DE PROJETS DÉJÀ SÉCURISÉS

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

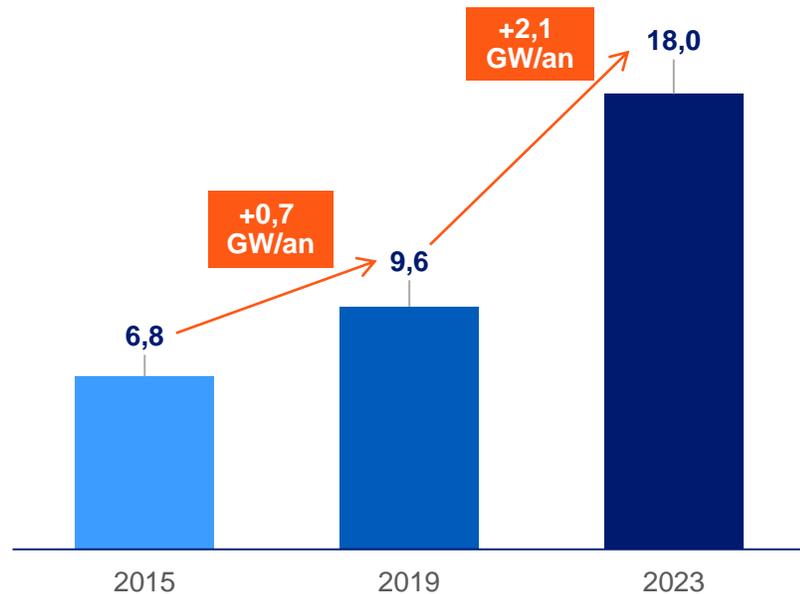
OBJECTIF DE CAPACITE BRUTE 2023 (GW) <sup>(1)</sup>



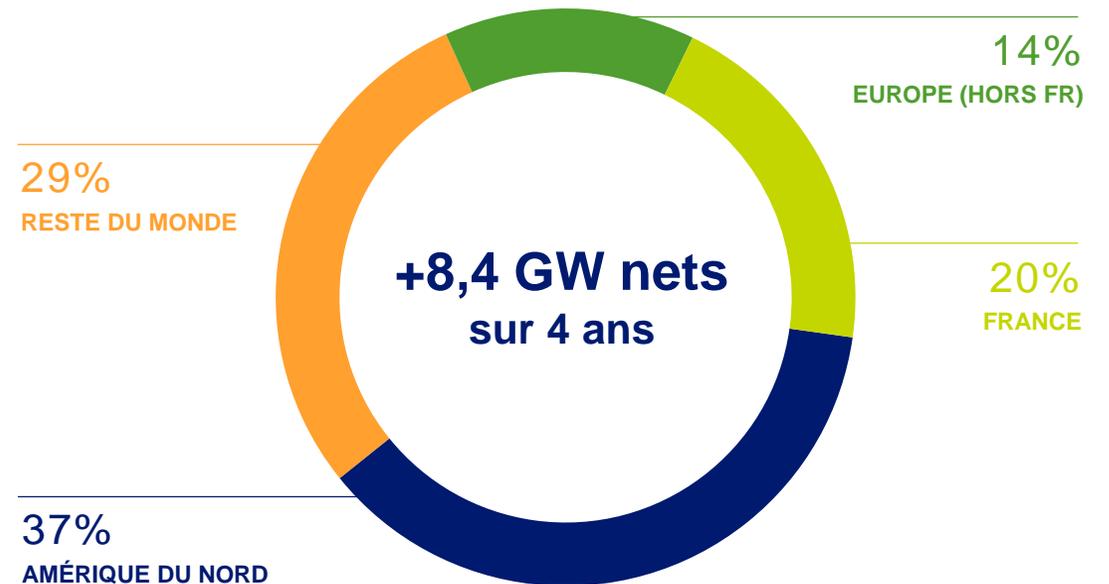
# UNE ACCÉLÉRATION ÉQUILIBRÉE ENTRE LES ZONES GÉOGRAPHIQUES ET LES TECHNOLOGIES

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

## OBJECTIF CAPACITE INSTALLEE NETTE 2023 (GW) <sup>(1)</sup>



## CAPACITE ADDITIONNELLE NETTE 2020-2023 PAR GEOGRAPHIE (GW) <sup>(1)</sup>



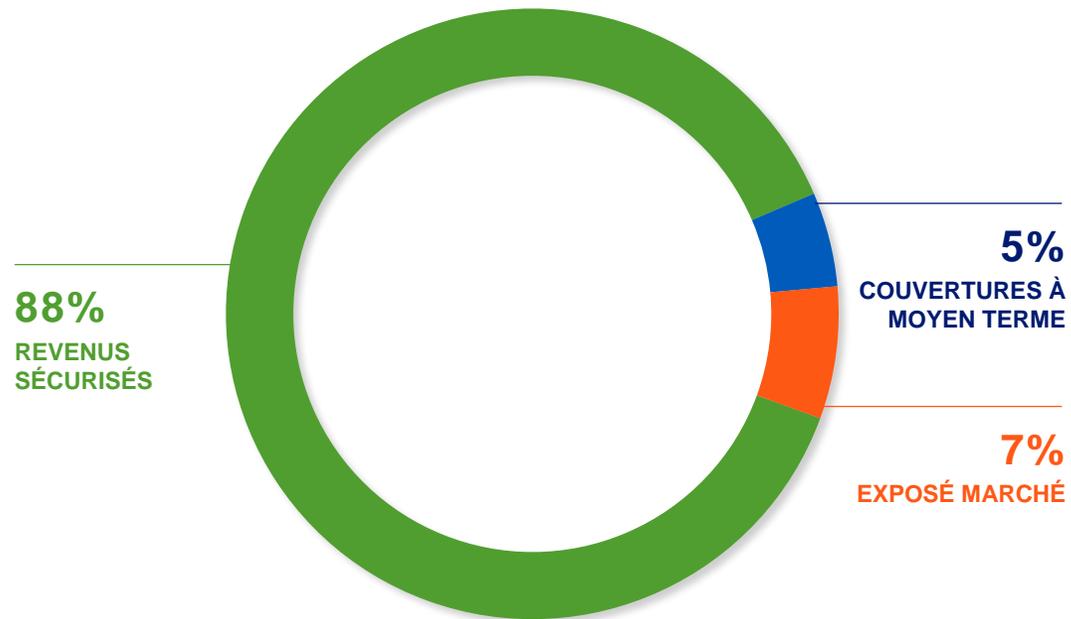
## CAPACITE ADDITIONNELLE NETTE 2020-2023 PAR TECHNOLOGIE



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

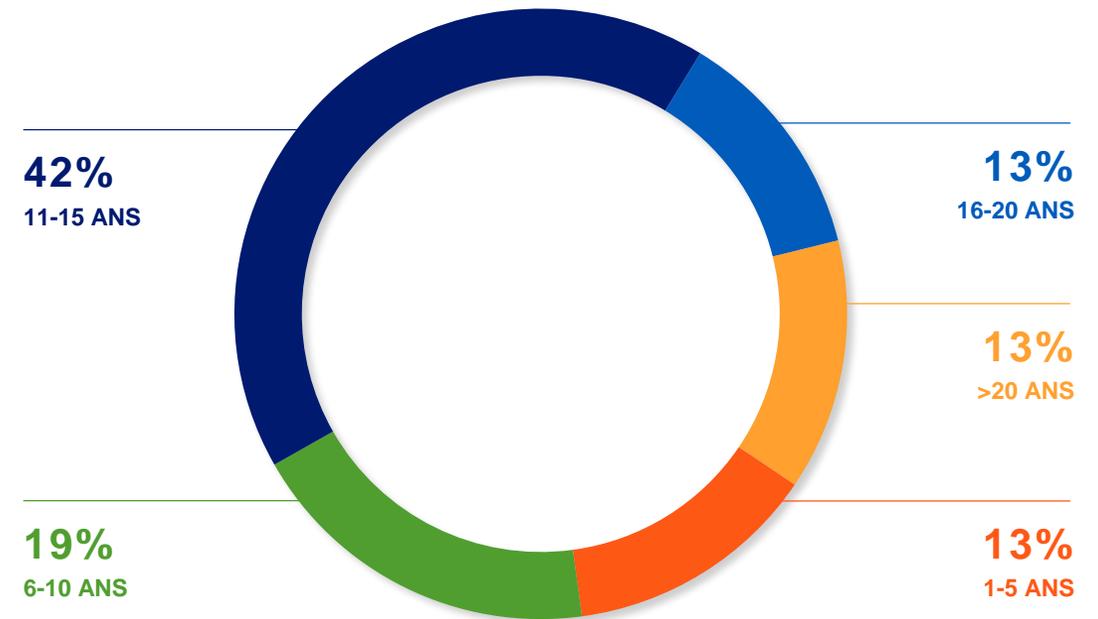
# DES REVENUS SÉCURISÉS PAR DES CONTRATS LONG TERME

**CONTRACTUALISATION DES REVENUS CONSOLIDÉS 2020 DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE (en %) <sup>(1)</sup>**



**93% DES REVENUS 2020 SONT SÉCURISÉS**

**DURÉE RÉSIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS LONG TERME (en années) <sup>(2)</sup>**



**LA DURÉE RÉSIDUELLE MOYENNE DES CONTRATS EST DE ~13 ANS**

(1) Basé sur l'estimation des revenus 2020 des actifs consolidés en intégration globale

(2) Pondération selon l'estimation des revenus 2020 des actifs consolidés en intégration globale

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



## DÉVELOPPEMENT

- **Des avantages compétitifs clés pour le développement d'un solide portefeuille de projets**
  - Une présence internationale large et diversifiée
  - Des partenariats locaux clés pour partager les investissements et le risque pays
  - Une expertise de sécurisation de sites, d'ingénierie, d'approvisionnement, de montage de financements structurés et de réponse à des appels d'offre
- Des **synergies** au sein du Groupe EDF pour des **solutions sur mesure pour les clients** (PPA pour les entreprises, offres *off-grid* ou décentralisées)



## INGÉNIERIE & CONSTRUCTION

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



## O&M ET GESTION D'ACTIFS

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



## ROTATION D'ACTIFS

- Création de valeur maximisée via **une approche de rotation d'actifs sélective** (avec des actifs vendus principalement post construction)

CRÉATION DE  
VALEUR:

**+150-200 Bps**

D'ÉCART <sup>(1)</sup> ENTRE LE  
TRI ET LE CMPC

(1) Performance moyenne estimée dans le cadre d'une analyse de rentabilité des projets d'EDF Renouvelables (scope: 79% des capacités installées, 103 centrales, 6,2 GW net, 14 pays). Le calcul du TRI intègre différentes hypothèses, notamment sur l'évolution des prix de marché, hors volumes et périodes couvertes par les PPA

# DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS EN MER EN FRANCE : 4 PROJETS POUR UNE CAPACITÉ TOTALE DE + DE 2 GW, DONT PRÈS D'1 GW EN CONSTRUCTION

## DES AVANCÉES MAJEURES EN 2019 ET 2020

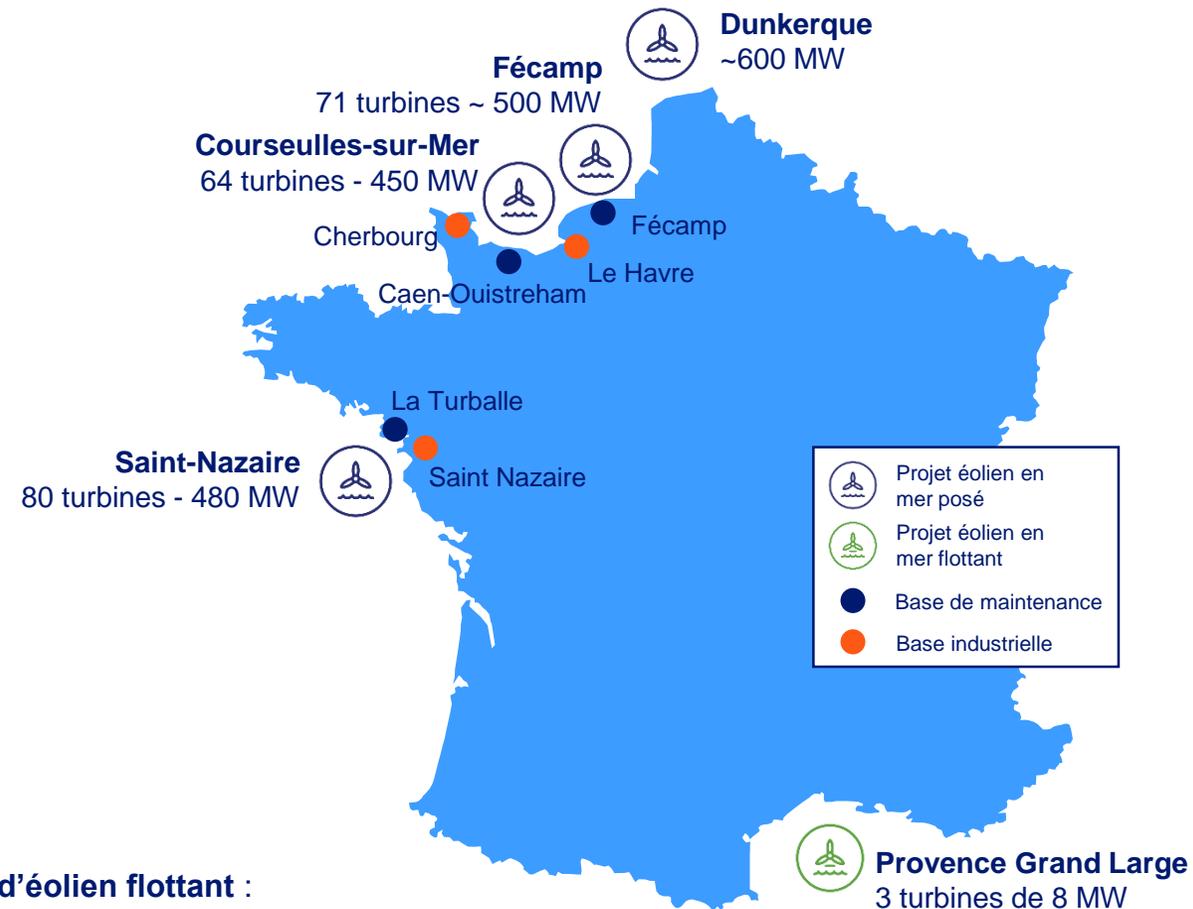


- Parc éolien en mer de Saint Nazaire**
  - Lancement de la construction en 2019
  - Mise en service prévue en 2022
  - Investissements totaux de ~2 Md€
  - Partenariat avec Enbridge
- Parc éolien en mer de Fécamp**
  - Lancement de la construction en 2020
  - Mise en service prévue en 2023
  - Investissement totaux de ~2 Md€
  - Partenariat avec Enbridge et wpd Offshore
- Parc éolien en mer de Dunkerque**
  - EDF Renouvelables a remporté en 2019 l'appel d'offres
  - Partenariat avec Enbridge et Innogy
  - Débat public prévu pour l'automne 2020
  - Mise en service prévue à l'horizon 2027

## À VENIR

- Parc éolien en mer de Courseulles-sur-Mer**
  - Lancement de la construction hiver 2020-21
  - Mise en service prévue en 2024
  - Investissements totaux ~2 Md€
  - Partenariat avec Enbridge et wpd Offshore

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



# PRES DE 4 GW DE DÉVELOPPEMENTS ÉOLIENS OFFSHORE À L'INTERNATIONAL, 450 MW EN CONSTRUCTION EN ECOSSE

 **Projet Codling en Irlande**

- **Prise de participation de 50% d'EDF dans le projet de parc éolien en mer**
- Projet en développement situé au Sud de Dublin, situé sur 2 sites
- Codling 1 bénéficie d'une autorisation de construction et exploitation
- **Capacité totale : ~1 GW**

 **Projet Neart Na Gaoithe en Ecosse**

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

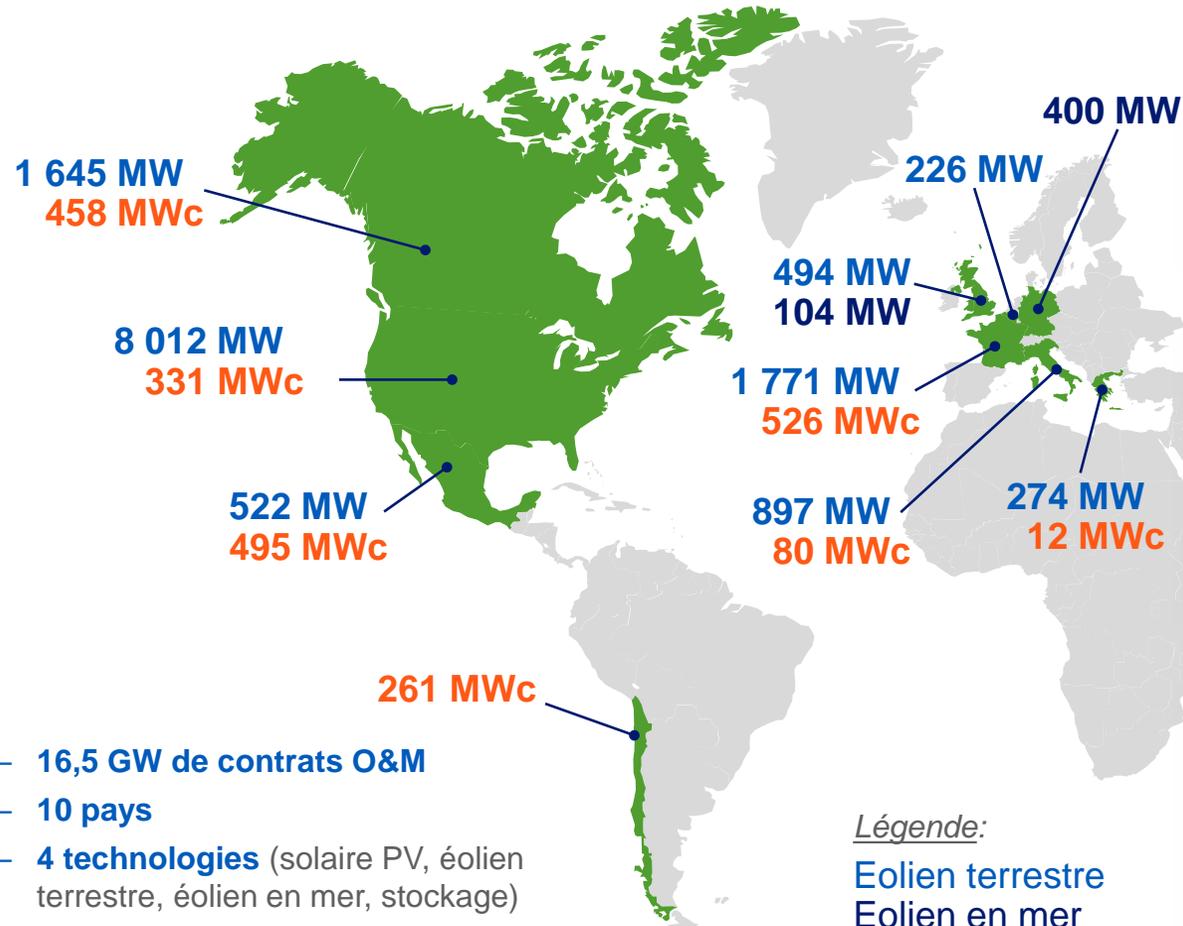
 **Projet Atlantic Shores aux États Unis**

- Développements en cours **au large du New Jersey**
- Sécurisation d'une zone de ~800 km<sup>2</sup> via la signature d'un bail en Joint Venture avec Shell
- Faible profondeur des eaux (~20m)
- **Potentiel total : ~2 GW**
- Construction prévue à partir de 2026

 **Projets Dongtai IV et V en Chine**

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

# ~17 GW D'O&M : UNE EXPERTISE FORTE, FACTEUR DE DIFFÉRENCIATION



*Légende:*  
 Eolien terrestre  
 Eolien en mer  
 Solaire

- 16,5 GW de contrats O&M
- 10 pays
- 4 technologies (solaire PV, éolien terrestre, éolien en mer, stockage)
- Pilotage à distance et optimisation en temps réel via un centre de contrôle des opérations de pointe state et des équipes techniques sur le terrain

## PERFORMANCE DES ACTIFS OPTIMISÉE

- Digitalisation et supervision en temps réel, innovation continue et maintenance prédictive

## EXPERTISE TECHNIQUE RENFORCÉE

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

## UNE COMPÉTITIVITÉ RENFORCÉE PENDANT LES PHASES DE DÉVELOPPEMENT

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



# CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, ÉOLIEN ET SOLAIRE AU 30 JUIN 2020

(en MW)	Brute <sup>(1)</sup>		Nette <sup>(2)</sup>	
	31/12/2019	30/06/2020	31/12/2019	30/06/2020
Éolien	12 416	12 625	7 826	7 867
Solaire	2 900	3 359	1 749	1 801
<b>Capacité installée totale</b>	<b>15 316</b>	<b>15 984</b>	<b>9 575</b>	<b>9 668</b>
Éolien en construction	3 531	4 850	2 131	2 870
Solaire en construction	1 525	1 056	1 166	1 080
<b>Capacité totale en construction</b>	<b>5 056</b>	<b>5 906</b>	<b>3 297</b>	<b>3 950</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) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF est actionnaire

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

# EXPLOITATION & MAINTENANCE (1)

(En MW)	31/12/2019	30/06/2020	Δ MW	Δ %
États-Unis	8 214	8 343	129	+1,6
Canada	2 043	2 103	60	+2,9
Mexique	1 085	1 017	-68	-6,3
Chili	146	261	115	+78,8
<b>Total Amériques</b>	<b>11 488</b>	<b>11 724</b>	<b>236</b>	<b>+2,1</b>
France	2 032	2 297	265	+13,0
Royaume-Uni	568	598	30	+5,3
Grèce	286	286	-	+0,0
Italie	770	977	207	+26,9
Allemagne	400	400	-	+0,0
Belgique	226	226	-	+0,0
<b>Total Europe</b>	<b>4 282</b>	<b>4 784</b>	<b>502</b>	<b>+11,7</b>
<b>Total O&amp;M</b>	<b>15 770</b>	<b>16 508</b>	<b>738</b>	<b>+4,7</b>

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



# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2020

## DONNÉES OPÉRATIONNELLES

# AVEC UN NIVEAU HISTORIQUEMENT BAS D'INTENSITÉ CARBONE À 7G/KWH EN FRANCE CONTINENTALE EDF EST ALIGNÉ AVEC SA TRAJECTOIRE NEUTRALITÉ CARBONE

## S1 2020 - Données opérationnelles : points clés à retenir

Alignement par rapport à notre trajectoire neutralité carbone

L'intensité **carbone continue à décroître sur tous les segments du groupe** en particulier en France continentale avec 7g/kWh (vs. 8 g/kWh au S1 2019 et 12 g/kWh au S1 2018), résultat de la dynamique de mise en service dans les ENR et les bonnes conditions hydrauliques



Dans un contexte de baisse générale de la production de 10,7% sur S1 2020 vs. S1 2019 :

1. La production **thermique diminue** de 18% sur S1 2020 vs. S1 2019. Ceci s'explique par :

- la baisse générale de la consommation
- l'effet de la fermeture de la centrale de charbon de Cottam, en Angleterre



2. La production à partir des **énergies renouvelables augmente** de 22% sur S1 2020 en lien avec :

- une meilleure hydraulité et de meilleures conditions de vent et d'ensoleillement,
- la mise en service d'une nouvelle usine hydroélectrique en France à La Coche,
- l'effet année pleine des mises en service des parcs éoliens et solaires réalisées en 2019 (+563,8 GWh <sup>(1)</sup>), en France, Inde, Canada et États-Unis
- les nouvelles mises en service des parcs éoliens et solaires réalisées en 2020 aux USA et Emirats Arabes Unis (+16,5 GWh <sup>(1)</sup>)
- l'augmentation des capacités brutes en Belgique (521 MW vs. 450 MW à fin juin 2019), avec en particulier la mise en service du parc éolien Villers 4



(1) Production en Intégration Globale

# CAPACITÉS INSTALLÉES AU 30 JUIN 2020

(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 <sup>(1)</sup>	72,3	57 %	1,2		71,2	59 %
Hydraulique <sup>(2)</sup>	22,5	18 %	0,9		21,6	18 %
ENR	9,9	8 %	2,3		7,6	6 %
Gaz	12,3	10 %	0,3		12,0	10 %
Fioul	4,2	3 %	0,2		4,0	3 %
Charbon	5,8	5 %	2,0		3,7	3 %
<b>Total</b>	<b>127,0</b>	<b>100 %</b>	<b>6,9</b>		<b>120,1</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 de la centrale nucléaire de Fessenheim en France

(2) Dont énergie marine : 0,24 GW en 2019 et en 2020.

# ÉLECTRICITÉ PRODUITE

## Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	S1 2019		S1 2020	
Nucléaire	231,6	79 %	198,4	76 %
Hydraulique <sup>(1)</sup>	22,3	8 %	28,4	11 %
ENR	9,1	3 %	10,1	4 %
Gaz	24,6	8 %	20,3	8 %
Fioul	2,5	1 %	2,3	1 %
Charbon	1,9	1 %	1,1	0 %
<b>Groupe</b>	<b>292,0</b>	<b>100 %</b>	<b>260,6</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 (250GWh au S1 2019 et 267GWh au S1 2020). Après déduction du pompage, cette production est de 19,3 TWh au S1 2019 et de 25,2 TWh au S1 2020

# PRODUCTION DE CHALEUR

## Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	S1 2019		S1 2020	
ENR <sup>(1)</sup>	3,4	19 %	3,1	20 %
Gaz	11,4	65 %	10,0	64 %
Fioul	0,2	1 %	0,1	1 %
Charbon	0,7	4 %	0,4	3 %
Divers <sup>(2)</sup>	2,0	11 %	1,8	12 %
<b>Groupe</b>	<b>17,6</b>	<b>100 %</b>	<b>15,6</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) Catégorie regroupant les installations fonctionnant à partir de biomasse de bois, de l'incinération de déchets, de gaz de décharge ou de gaz de stations d'épuration des eaux usées et de biogaz.

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

# PRODUCTION RENOUVELABLE

## Production des entités consolidées par intégration globale

(en TWh)	S1 2019		S1 2020	
Hydraulique <sup>(1)</sup>	22,3	71 %	28,4	74 %
Éolien	8,1	26 %	9,0	23 %
Solaire	0,4	1 %	0,6	1 %
Biomasse	0,6	2 %	0,6	1 %
<b>Total électricité Groupe</b>	<b>31,4</b>	<b>100 %</b>	<b>38,5</b>	<b>100 %</b>
<b>Total chaleur Groupe</b>	<b>3,4</b>	<b>100 %</b>	<b>3,1</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 (250 GWh en 2019 et 267 GWh en 2020). Après déduction du pompage, cette production est de 19,3 TWh au S1 2019 et de 25,2 TWh au S1 2020

# ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> (1)

Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions de CO <sub>2</sub> liées à la production d'électricité et de chaleur par segment <sup>(2)</sup>	En kt		En g/kWh			
	S1 2019		S1 2020			
France - Activités de production et commercialisation	1 761	11 %	1 442	11 %	8	7
France - Activités insulaires régulées <sup>(3)</sup>	1 666	10 %	1 435	11 %	571	506
Dalkia	3 605	22 %	3 208	24 %	200	199
Royaume-Uni	2 724	17 %	1 794	14 %	92	69
Italie	3 699	23 %	3 012	23 %	290	268
Autre international	2 647	16 %	2 327	18 %	244	272
<b>Groupe</b>	<b>16 124</b>	<b>100 %</b>	<b>13 235</b>	<b>100 %</b>	<b>52</b>	<b>48</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) Émissions directes de CO<sub>2</sub>, hors Analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles

(2) Framatome contribue à 22 kt CO<sub>2</sub> en 2019 et à 18 kt CO<sub>2</sub> en 2020. Les émissions directes de CO<sub>2</sub> des entités du segment « Autres métiers » ne sont pas significatives au regard des émissions totales du Groupe

(3) Production électrique dans les ZNI : Zones Non Interconnectées (principalement territoires insulaires)

# ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE SEMESTRIELLE

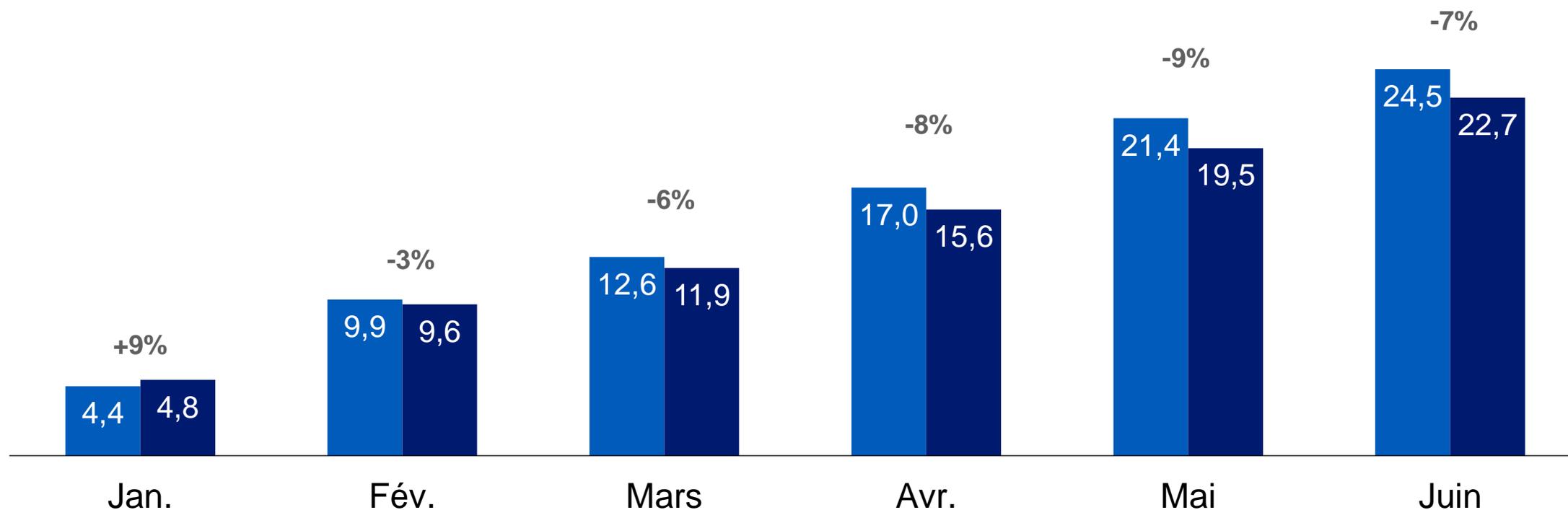
En TWh



Production cumulée S1 2019



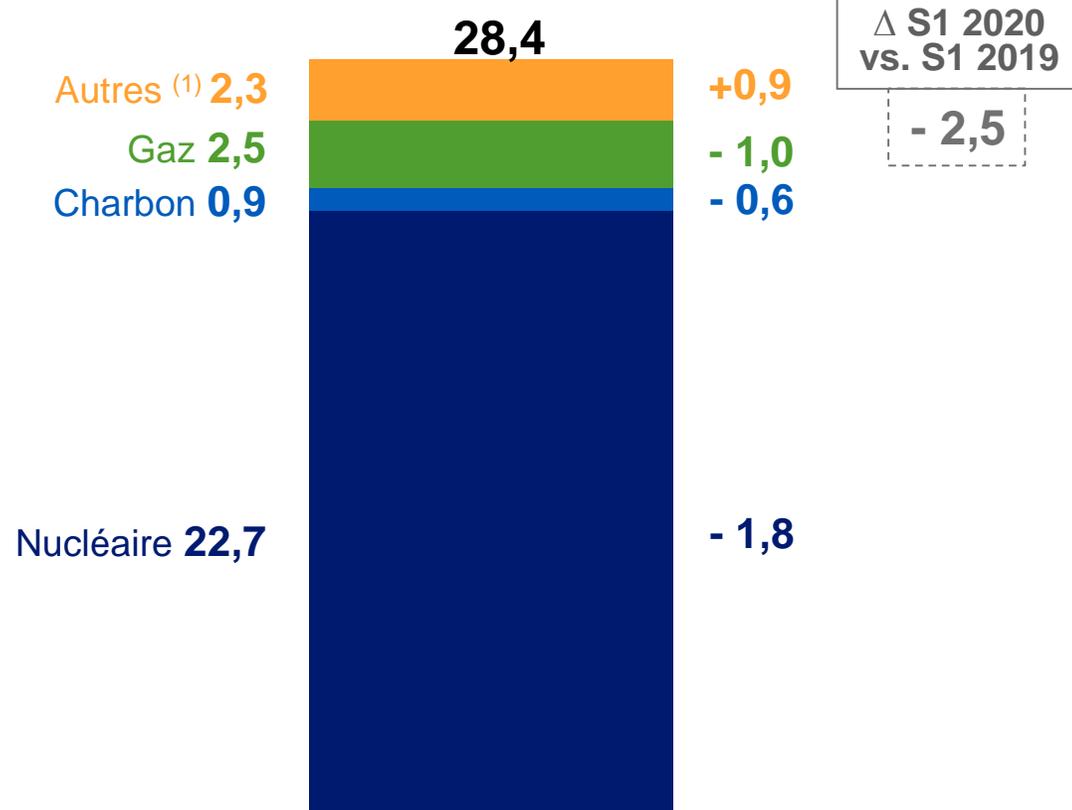
Production cumulée S1 2020



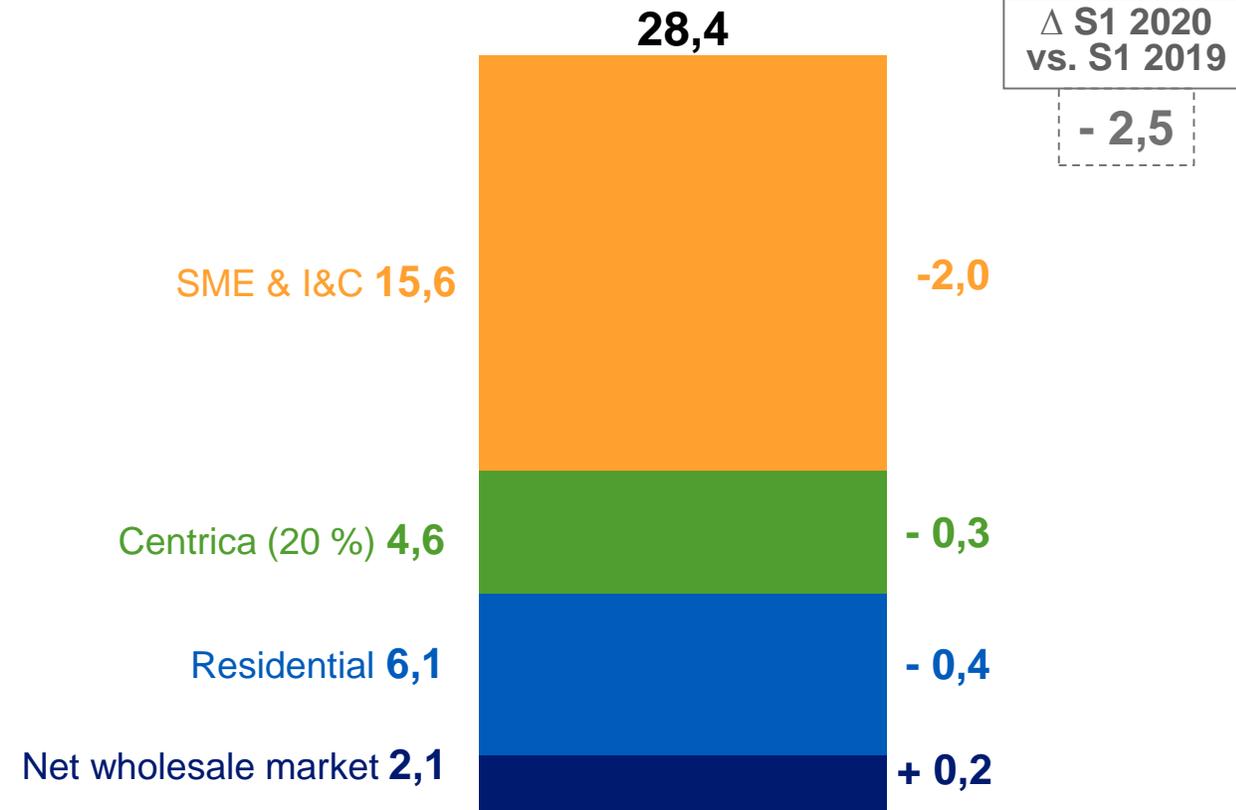
# ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

(en TWh)

## PRODUCTION / ACHATS



## CONSOMMATION / VENTES



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

# RÉSULTATS DES ENCHÈRES DE CAPACITÉS POUR EDF ENERGY (1)

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

	Prix d'adjudication £/kW/an	Nucléaire	Charbon	CCGT (2)	OCGT (3)	Stockage	Effacement
2014 T4 (2018/2019)	19,4 (prix de 2012/2013)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	7 des 8 unités (3,1 GW) (4)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	NA	NA
2018 T1 (2018/2019)	6,0 (pas d'indexation)	NA	1 unité (0,4 GW)	NA	NA	1 unité (10,5 MW) (5)	2 unités (12,8 MW)
2015 T4 (2019/2020)	18,0 (prix de 2014/2015)	L'ensemble des 16 unités (6) (7,6 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (37 MW)	NA	NA
2016 T4 (2020/2021)	22,5 (prix de 2015/2016)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	3 des 8 unités (1,8 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	1 unité (7) (47 MW)	NA
2018 T4 (2021/2022)	8,4 (prix de 2016/2017)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	5 unités (32,1 MW)
2020 T3 (2022/2023)	6,4 (pas d'indexation)	12 unités (5,9 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	0 unité
2021 T1 (2023/2024)	16,0 (prix de 2018/2019)	8 unités (4,0 GW)	0 unité	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	0 unité	NA	4 unités (21,5 MW)

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

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

(2) Centrale à gaz à cycle combiné

(3) Centrale à gaz à cycle ouvert

(4) Accords de 3 ans pour modernisation des actifs convertis en accords d'1 an

(5) Coefficient de décôte (« de-rated ») passant de 96 % à 21 %

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

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

NA : Non applicable

# EDISON: BILANS ELECTRIQUE ET GAZIER

## PRODUCTION / ACHATS

## VENTES

## PRODUCTION / ACHATS

## VENTES

En TWh

 $\Delta$  S1 2020  
vs. S1 2019

15,6

+ 0,1

Achats de  
gros et autres  
6,5

+1,3

Hydraulique et  
renouvelable  
2,6

+0,4

Thermique  
6,5

-1,6

Marchés  
de gros  
et autres  
5.6

-0,2

IPEX  
2.6

+0,3

Clients  
finaux  
7.4

=

Electricité <sup>(1)</sup>En Mds de m<sup>3</sup>
 $\Delta$  S1 2020  
vs. S1 2019

8,7

- 1,4

Approvisionnement  
domestique  
2.5

-0,3

Importations LT  
& stocks  
6.0

-1,1

Production  
domestique<sup>(2)</sup> 0.2

=

Marchés  
de gros  
et autres  
2.1

-0,5

Clients  
résidentiels et  
industriels  
3.8

-0,4

Thermo-  
électrique  
2.8

-0,5

Gaz

(1) A l'exclusion des volumes de l'optimisation  
(2) Principalement lié aux activités en cours de cession

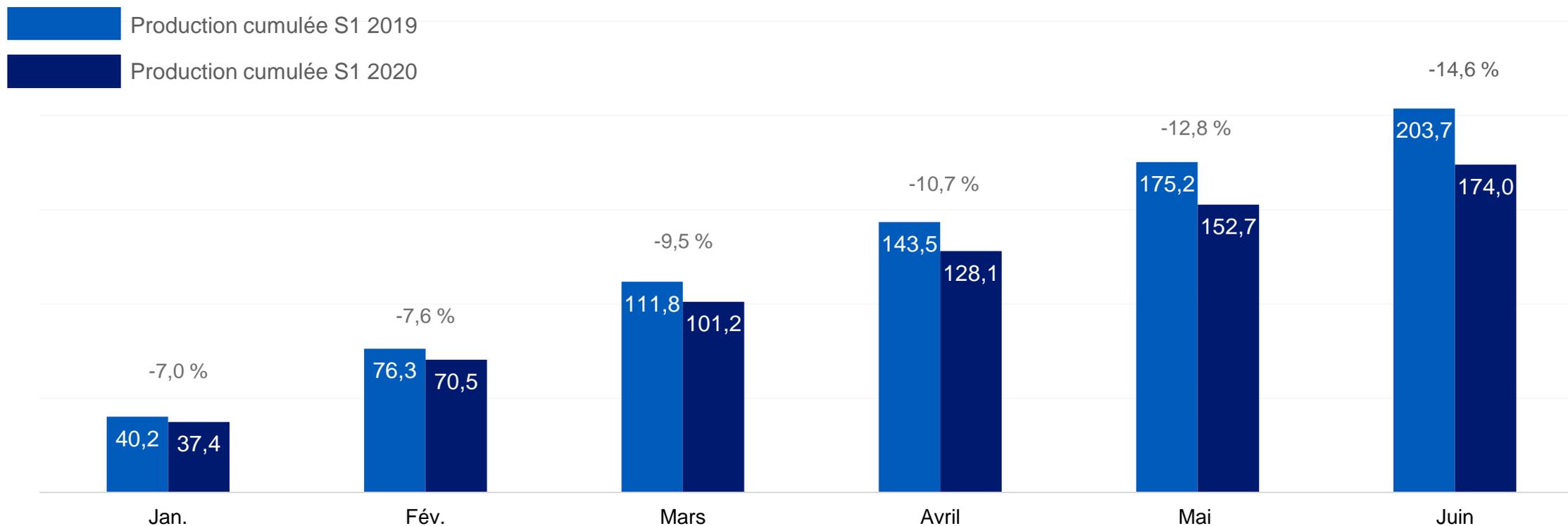


# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2020

## FRANCE

# PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

(en TWh)



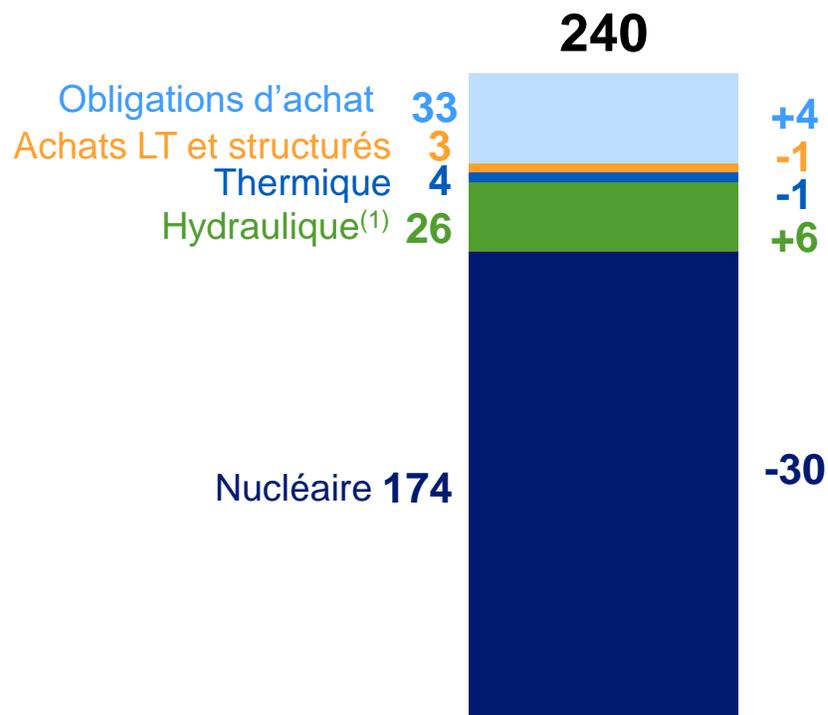
# BILAN ÉLECTRIQUE FRANCE

## PRODUCTION / ACHATS

En TWh

 $\Delta$  S1 2020 vs.  
S1 2019

-22

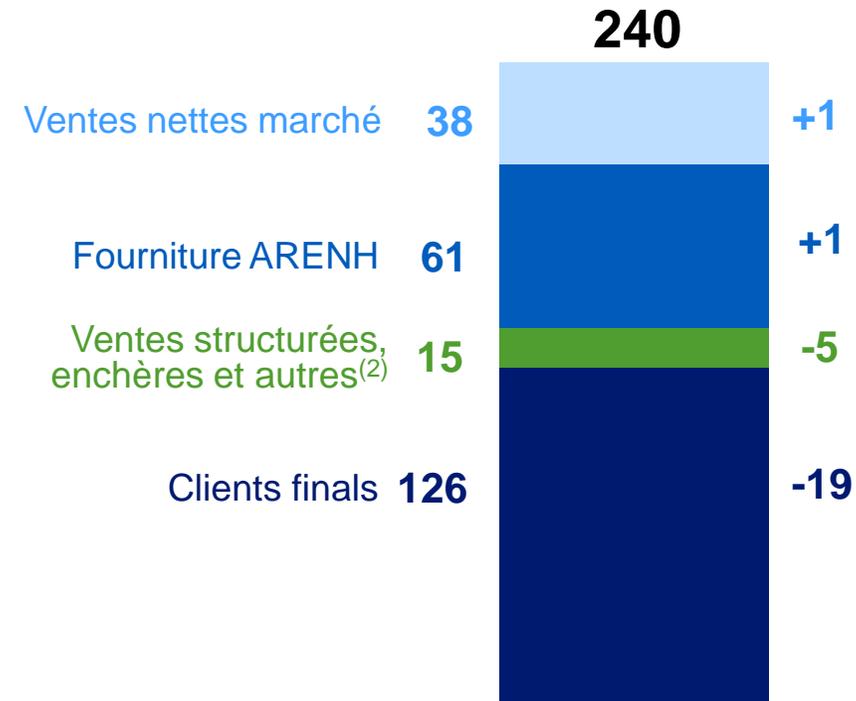


## CONSOMMATION / VENTES

En TWh

 $\Delta$  S1 2020 vs.  
S1 2019

-22



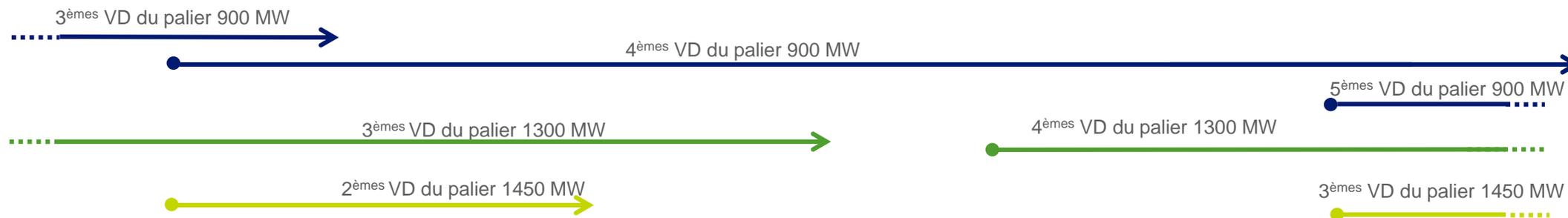
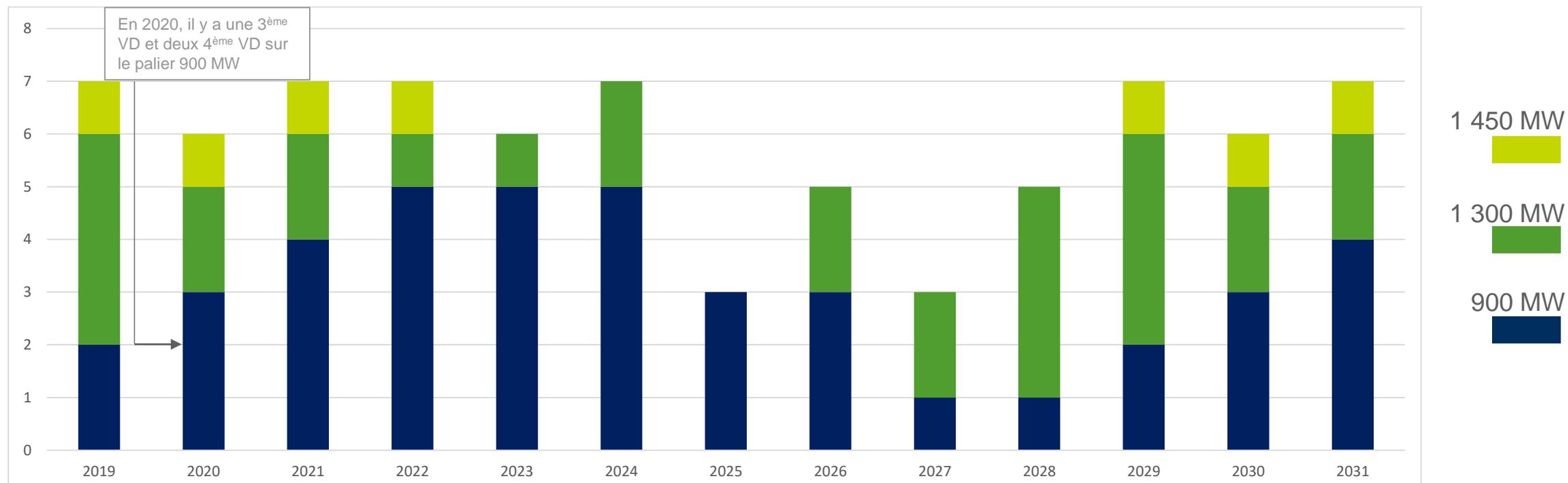
NB : EDF hors activités insulaires

(1) Production hydraulique après déduction du pompage : 22,7 TWh sur S1 2020

(2) Y compris pompage hydraulique pour 3,3 TWh sur S1 2020

# VISITES DÉCENNALES (VD) DU PARC NUCLÉAIRE (1)

Nombre de visites décennales (VD)



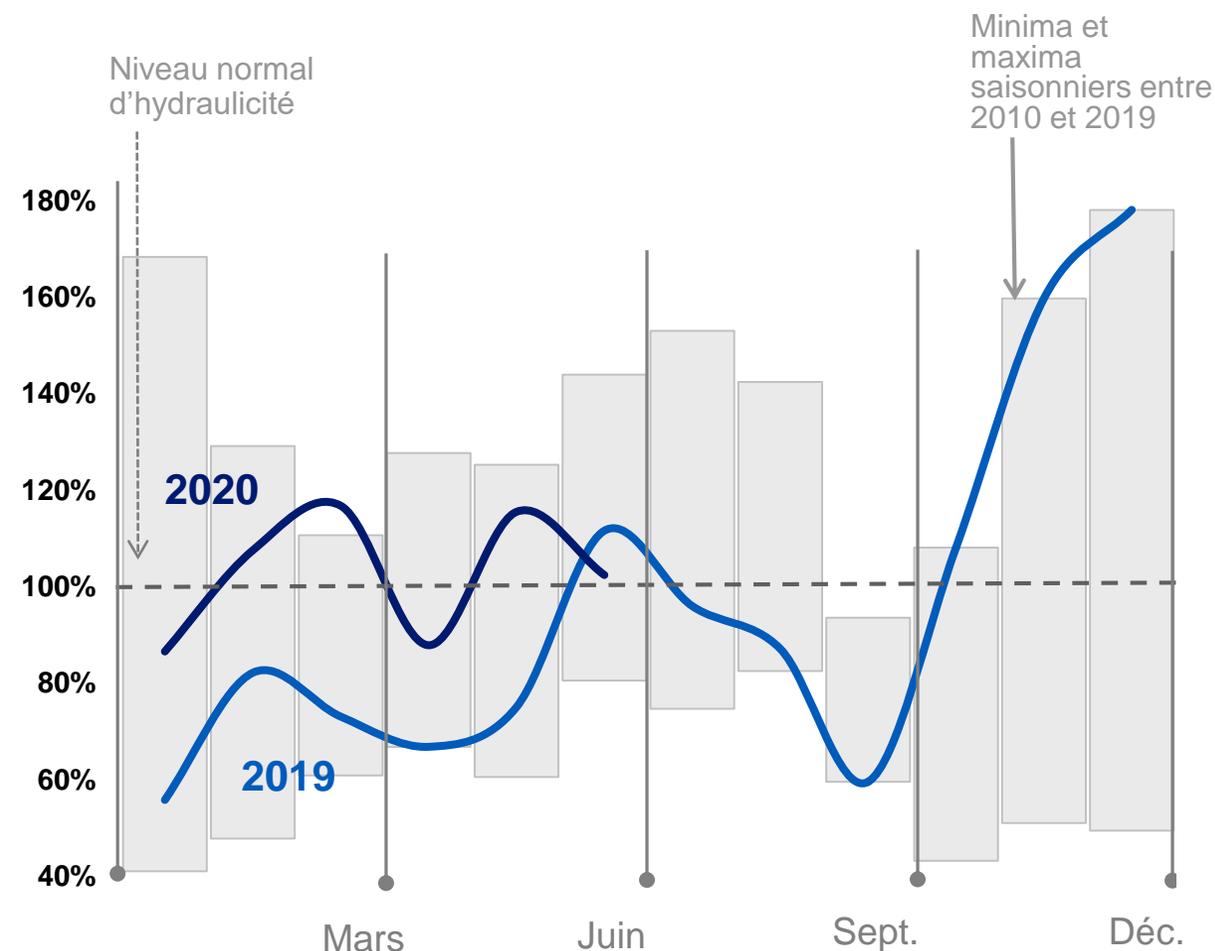
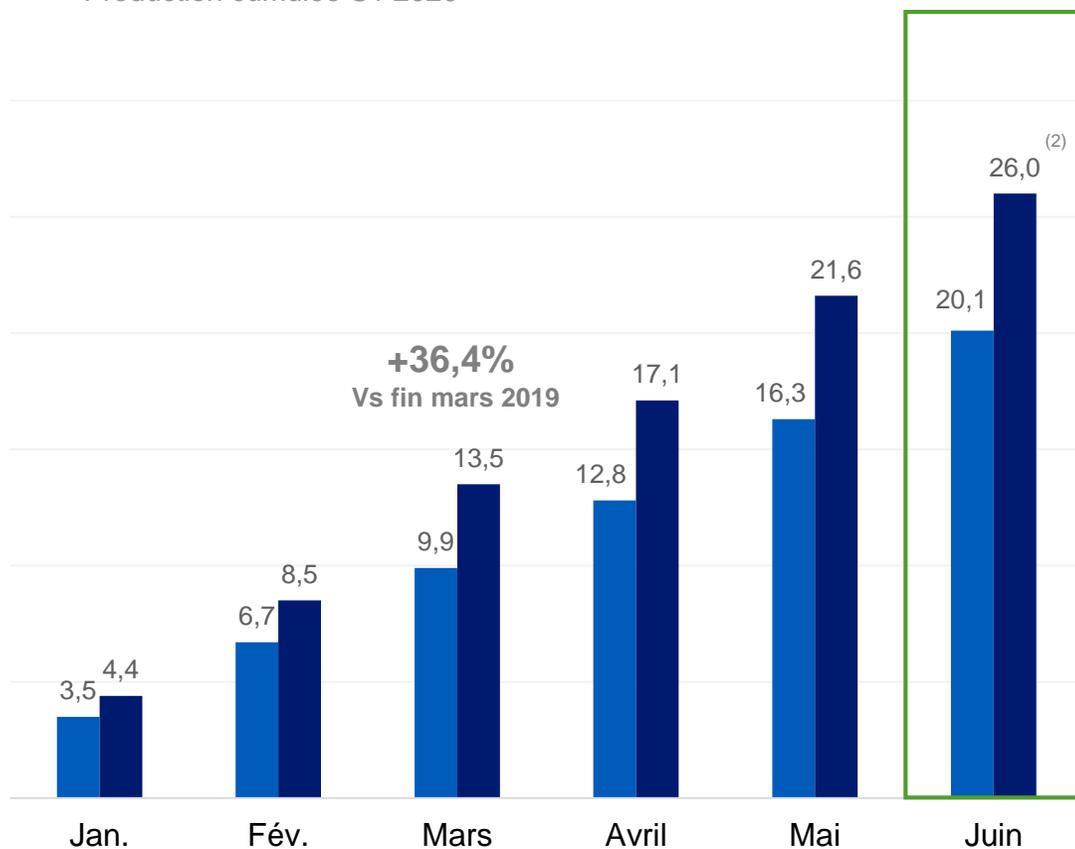
(1) Données prévisionnelles en date du 11 juin 2020

# PRODUCTION HYDRAULIQUE FRANCE

(en TWh)

■ Production cumulée S1 2019 <sup>(1)</sup>

■ Production cumulée S1 2020 <sup>(1)</sup>



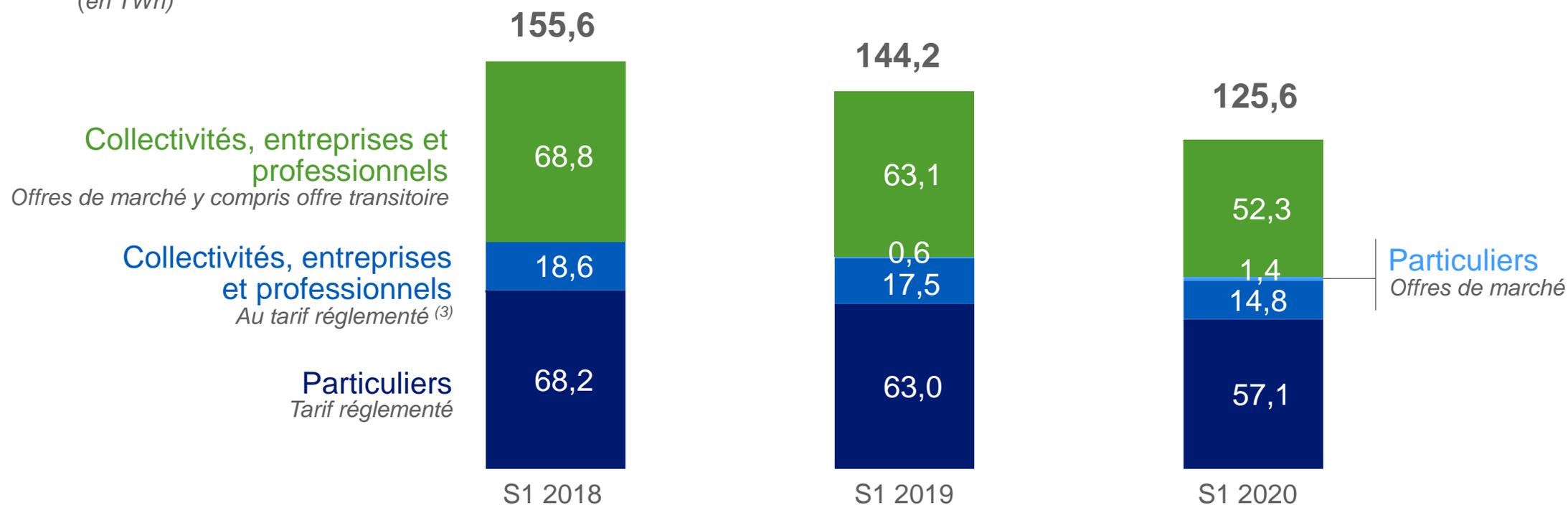
(1) Production hydraulique hors activités insulaires avant déduction du pompage

(2) Production après déduction du pompage : 17,1 TWh sur S1 2019 et 22,7 TWh sur S1 2020

# FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

## VENTES AUX CLIENTS FINAUX (1)(2)

(en TWh)



(1) Données arrondies au dixième

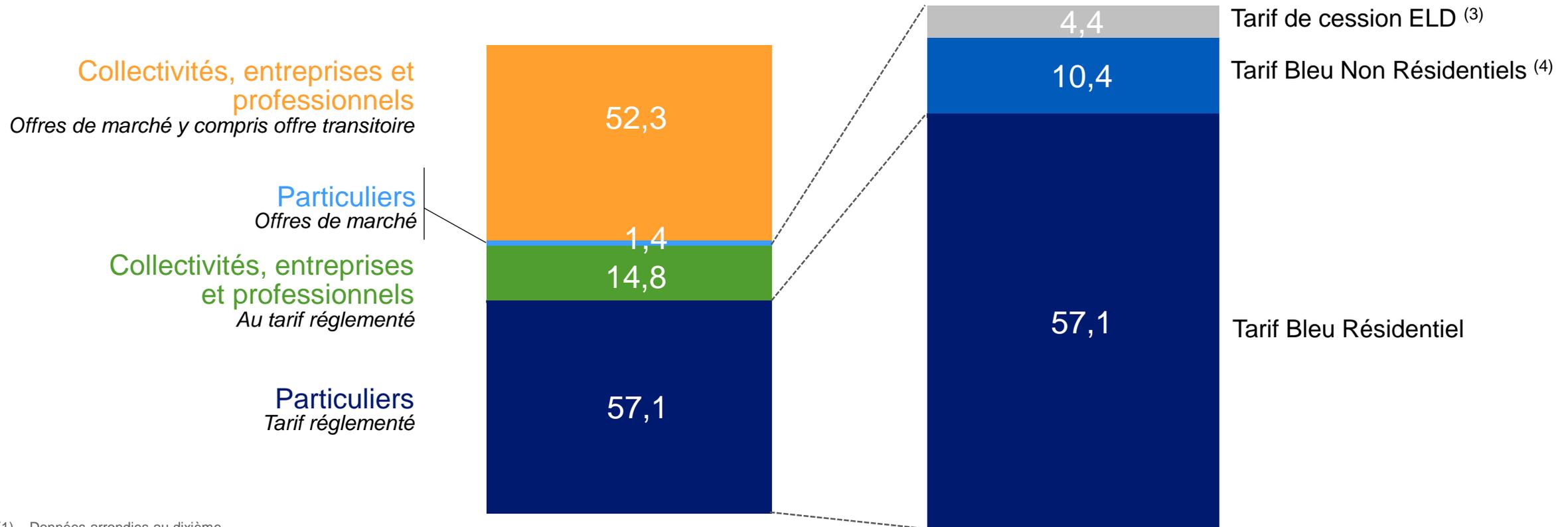
(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) Tarif bleu professionnel, ELD (Entreprises Locales et Distribution) au tarif de cession et tarif Jaune et 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 2020 <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

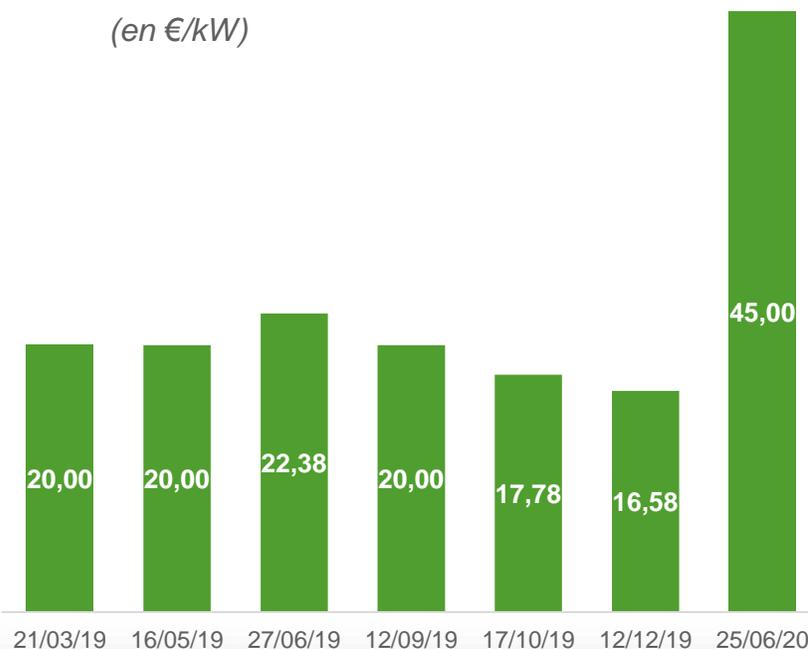
(4) Dont tarif Jaune et Vert pour 0.1TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA

# MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE

## PRIX <sup>(1)</sup> DES SESSIONS DE MARCHÉ DE CAPACITÉ

### POUR LIVRAISON EN 2020

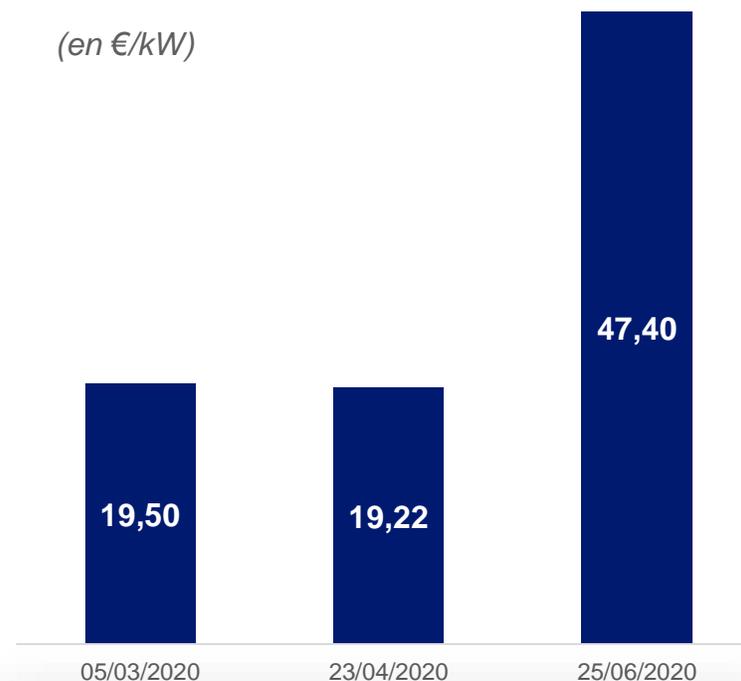
(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 69 GW à fin juin 2020
- Prix moyen des sessions avant année de livraison : 19,46 €/kW

### POUR LIVRAISON EN 2021

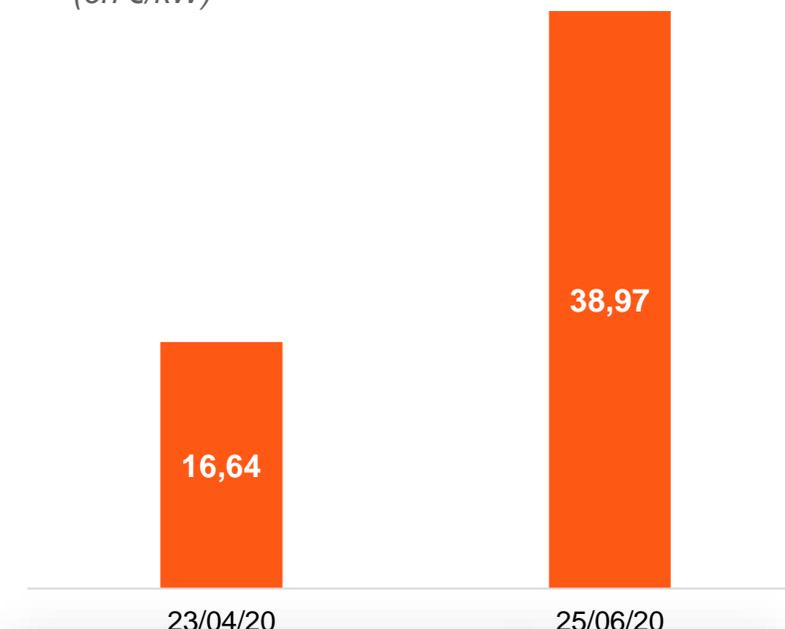
(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 71 GW à fin juin 2020
- 3 sessions de marché restantes en 2020 pour livraison en 2021

### POUR LIVRAISON EN 2022

(en €/kW)



- Volume de capacités EDF certifiées : 70 GW à fin juin 2020
- 2 sessions de marché restantes en 2020 pour livraison en 2022

# MARCHÉ DE CAPACITÉ : MODALITÉS D'IMPACT DE L'EBITDA (ANNÉE N)

<b>Mode de valorisation des certificats</b>	<b>Timing d'impact sur l'EBITDA</b>	<b>Certificats concernés</b>	<b>Prix</b>	<b>Volumes concernés <sup>(1)</sup></b>
Répercussion du prix de la capacité aux clients finals (part marché des offres et tarifs)	Au moment de la livraison de l'énergie	Certificats pour livraison année N	Calculé à partir des prix des enchères	De 25 à 45 GW (selon les volumes ARENH souscrits et intégrés dans les offres)
Transferts liés aux volumes ARENH (y.c. part ARENH des offres et tarifs)	Au moment de la livraison de l'énergie	Certificats pour livraison année N	Le prix ARENH à 42€/MWh inclut la livraison des garanties de capacité associées	~115 MW par TWh d'ARENH
Ventes de certificats sur le marché (via enchères ou OTC)	Au moment de la conclusion des transactions	Tout certificat	Prix de l'enchère (ou prix négocié pour les ventes OTC)	Variable (selon les volumes ARENH souscrits)
Achats de certificats sur le marché (via enchères ou OTC)	Au moment de la livraison de l'énergie	Certificats pour livraison année N	Prix de l'enchère (ou prix négocié pour les ventes OTC)	Variable (selon les volumes ARENH souscrits et besoins clients finaux)

N.B.: Compte tenu de la revue significative à la baisse de l'estimation de production d'électricité d'origine nucléaire en France pour 2020, et au vu des résultats de la dernière enchère de capacité du 25 juin 2020, EDF, en tant qu'exploitant d'installations de production d'électricité, considère probable d'être appelé au règlement financier des écarts au titre de l'année de livraison 2020 et a donc provisionné 137 millions d'euros à ce titre au 30 juin 2020

(1) Par ailleurs, le volume de certificats de capacités certifiés en France peut être supérieur à l'estimation de la demande faite par RTE. Dans un tel cas, une certaine quantité des certificats détenus par EDF serait non vendue.

# ARENH : VOLUMES CÉDÉS



- Volume maximum de livraison de 100 TWh <sup>(2)</sup> aux fournisseurs concurrents d'EDF et de ~25 TWh pour les pertes réseau
- Au guichet de novembre 2019, la demande d'ARENH des fournisseurs alternatifs pour 2020 s'est élevée à 147 TWh. Aucune demande de livraison n'a été faite en mai 2020
- Le volume à livrer en 2020 a donc été écrêté à hauteur du plafond légal de 100 TWh
- Volumes cédés pour l'année 2020, comprenant également 26,2 TWh cédés au titre de la couverture des pertes réseau :
  - 62,7 TWh pour le 1er semestre
  - 63,5 TWh pour le 2ème semestre
- Des contentieux sont en cours au sujet de la mise en œuvre de la clause de force majeure dans les contrats ARENH entre EDF et certains fournisseurs alternatifs

Source : CRE

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

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

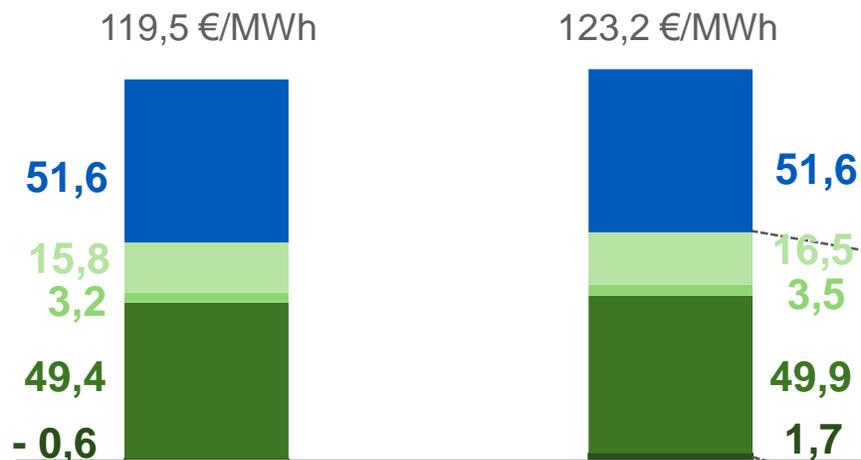
## ARENH : CONTENTIEUX FORCE MAJEURE

- La crise sanitaire liée au Covid-19 et les mesures d'état d'urgence prises par les pouvoirs publics à compter du 17 mars 2020 ont entraîné une baisse de consommation d'électricité des clients non résidentiels et une baisse des prix des marchés de gros de l'électricité affectant l'ensemble des fournisseurs, dont EDF
- Certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de Commerce de Paris d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF
- Le juge a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné à EDF de ne pas s'opposer à la suspension du contrat et donc à l'interruption totale du programme de cession annuelle d'électricité
- EDF a fait appel des ordonnances. Le 28 juillet, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du juge des référés, considérant que le dispositif de force majeure prévu par le contrat-cadre a un effet automatique et que la réalité d'un cas de force majeure ne pouvait pas être écartée avec l'évidence requise en référé.
- Afin de préserver ses droits, EDF a notifié le 2 juin dernier la résiliation, à titre conservatoire, des contrats ARENH la liant à ces fournisseurs d'énergie, comme cela est prévu en cas de suspension de ces contrats au-delà d'une période de deux mois. Cette résiliation a été contestée par Total Direct Energie et Gazel devant le juge des référés. Ce dernier s'est prononcé le 1<sup>er</sup> juillet 2020 dans l'affaire TDE et a suspendu provisoirement les effets de la lettre de résiliation d'EDF. EDF a fait appel de cette ordonnance
- L'ensemble des décisions ont été rendues dans le cadre d'une procédure d'urgence, à titre provisoire, mais ne statuent pas sur le fond de l'affaire. Seule une procédure au fond permettra d'établir définitivement le bien fondé des positions respectives des parties

# TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : EVOLUTION FÉVRIER 2020 (1/2)

## TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT <sup>(1)</sup>

+3,0 %  
+ 3,6 €/MWh



01/08/2019



(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 16 janvier 2020, confirmée par décision publiée au JO le 31/01/2020

(2) Pour février 2020, les montants « Énergie + frais » et « TURPE » sont basés sur un calcul moyen sur le portefeuille de clients au TRV à fin 2018 (base de calcul pour la délibération CRE du 16/01/2020)

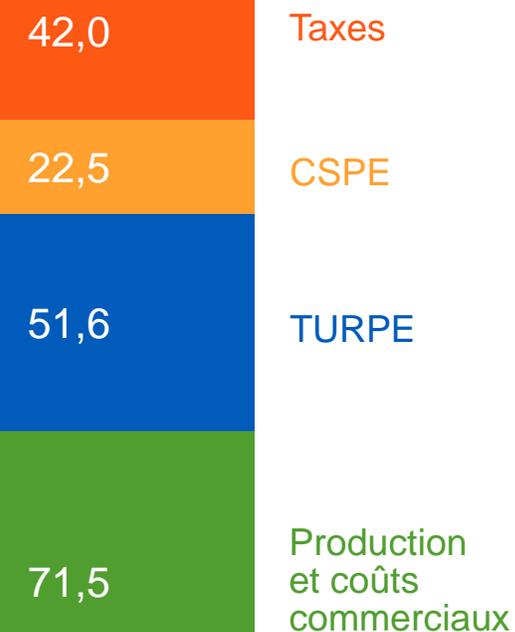
(3) Y compris le coût des obligations CEE

(4) Rattrapage lié essentiellement au gel tarifaire de début 2019

(5) Chiffres arrondis au demi point

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

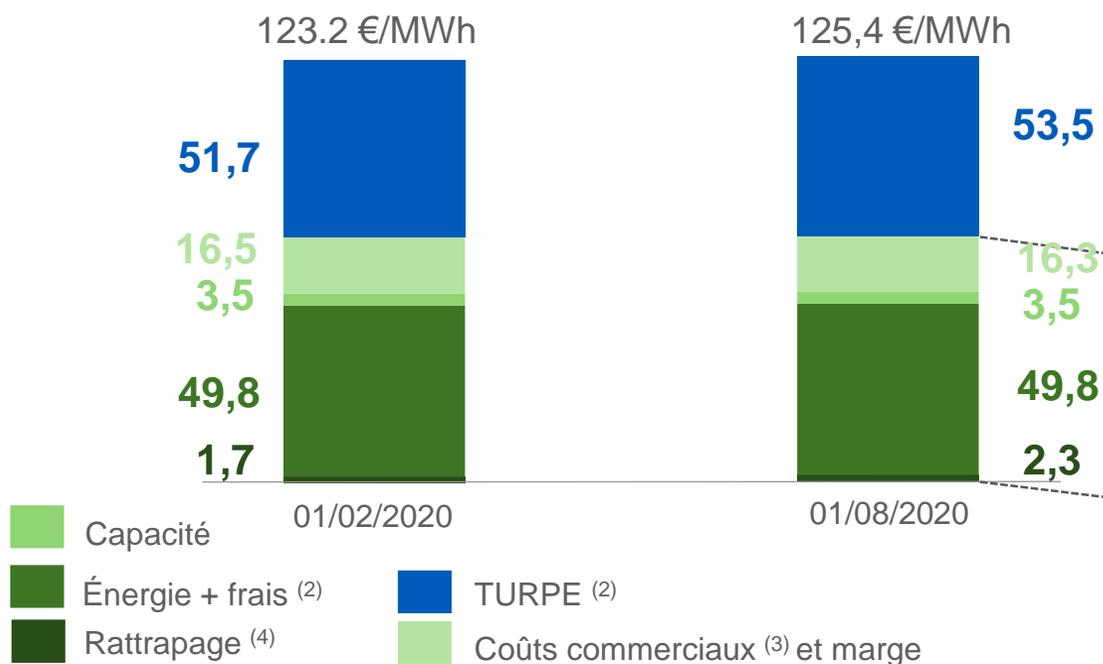
187,5 €/MWh <sup>(5)</sup>



# TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : PROPOSITION CRE AOUT 2020 (2/2)

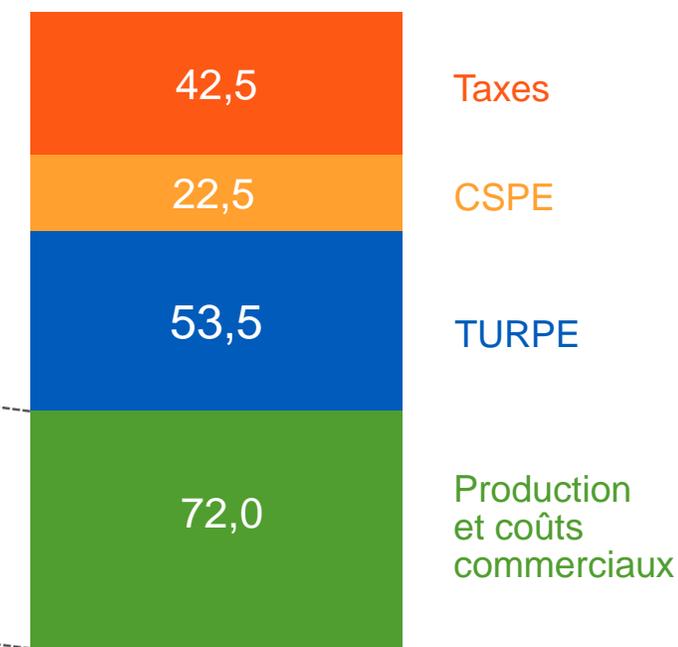
## TARIF BLEU RÉSIDENTIEL HT <sup>(1)</sup>

+1.82 %  
+ 2,24 €/MWh



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

190,5 €/MWh <sup>(5)</sup>



(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 2 juillet 2020

(2) Pour février 2020, les montants « Énergie + frais » et « TURPE » sont basés sur un calcul moyen sur le portefeuille de clients au TRV à fin 2019 (base de calcul pour la délibération CRE du 02/07/2020)

(3) Y compris le coût des obligations CEE

(4) Rattrapage lié au gel tarifaire de début 2019

(5) Chiffres arrondis au demi point

# CHARGES DE SERVICE PUBLIC : STABILITÉ DU MÉCANISME DE COMPENSATION DES CHARGES ET DE LA FISCALITÉ DEPUIS 2016 (1/4)

- 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 2020 sur la base de la délibération de la CRE du 11 juillet 2019 et se répartit dans deux comptes : le Compte d'Affectation Spéciale « Transition Énergétique », et le programme « Service Public de l'Énergie » du Budget Général. La Loi de Finances Initiale 2020 budgète ainsi 6 310 M€ dans le Compte d'Affectation Spéciale (tous opérateurs confondus), alimenté principalement par la TICPE (taxe sur les carburants et diesels) et 2 673 M€ (tous opérateurs confondus) dans le Budget Général
- L'État compense depuis le 1er janvier 2017 les coûts de gestion des contrats d'obligation d'achat, conformément au principe de compensation intégrale des charges supportées par les opérateurs (50 M€/an)
- Remboursement d'ici fin 2020 du déficit de compensation historique d'EDF prévu dans le courrier des Ministres du 26 janvier 2016, traduit dans un décret du 18 février 2016 et les arrêtés du 13 mai et du 2 décembre 2016
- La taxe « CSPE » ne fait plus l'objet d'une augmentation annuelle automatique (+ 3 €/MWh par an entre 2013 et 2016). Elle a été stabilisée depuis 2016 à 22,5 €/MWh (pour le taux plein). Elle alimente depuis début 2017 le Budget Général et non plus comme en 2016 le Compte d'Affectation Spéciale « Transition Énergétique »

## CSPE : CHARGES POUR EDF (2/4)

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 2018		S1 2019		S1 2020	
Obligations d'achat <sup>(1)</sup>	2 780	77%	2 960	74%	3 532	79 %
Autres <sup>(2)</sup>	831	23%	1 016	26%	929	21 %
<b>Total CSPE EDF</b>	<b>3 611</b>	<b>100%</b>	<b>3 976</b>	<b>100%</b>	<b>4 461</b>	<b>100%</b>

Deux effets distincts expliquent l'évolution des charges de service public entre le premier semestre 2019 et le premier semestre 2020 :

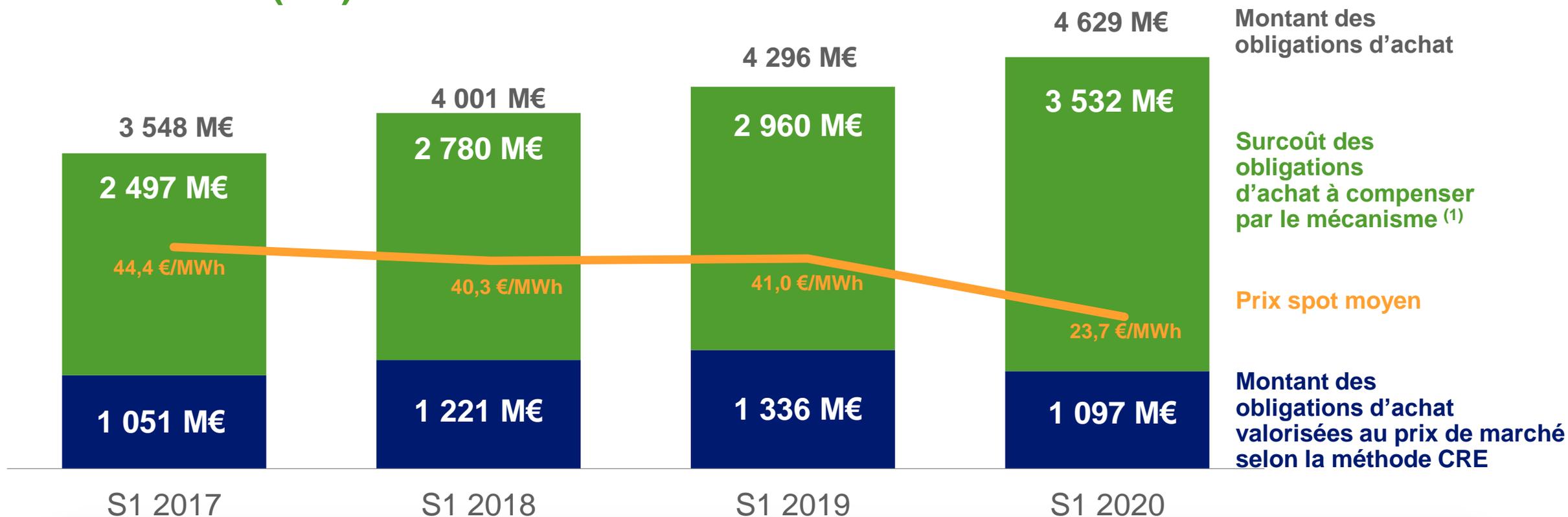
- Les charges d'obligation d'achat en métropole continentale augmentent entre le premier semestre 2019 et le premier semestre 2020. Cela est lié aux conditions climatiques favorables à la production éolienne (vent) et photovoltaïque (ensoleillement) ainsi qu'au développement du parc de production renouvelable en France. Cette hausse des volumes s'est accompagnée d'une baisse des prix de marché spot de l'électricité de -17,3 €/MWh observée entre le premier semestre 2019 (41 €/MWh) et le premier semestre 2020 (23,7 €/MWh), baisse des prix spot qui, comme l'effet volume, a augmenté les charges en accentuant l'écart entre le prix d'obligation d'achat et la valorisation sur le marché
- Les charges associées aux ZNI <sup>(3)</sup> diminuent entre le premier semestre 2019 et le premier semestre 2020. En effet, la baisse de la consommation d'électricité générée par la crise sanitaire en 2020 dans les ZNI a engendré une baisse de la production d'électricité et donc une baisse des charges CSPE in fine

(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<sup>(3)</sup>

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

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

# CSPE : ÉVOLUTION DES CHARGES D'OBLIGATIONS D'ACHAT D'EDF EN MÉTROPOLE (3/4)



**Principe :** Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie <sup>(2)</sup> 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

# CSPE : CALENDRIER GLOBAL<sup>(1)</sup> DE REMBOURSEMENT (4/4)

Remboursement du déficit de compensation conformément à l'arrêté du 2 décembre 2016 pris en application de l'article 4 de l'arrêté du 13 mai 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie :

- Confirmation de la créance due à EDF et reconnue par l'État à fin 2015 à 5,9 Mds€, intégrant le déficit constaté jusqu'en 2015 et les intérêts associés, et confirmation de l'échéancier de remboursement à horizon 2020 de la créance
- L'annuité et les intérêts associés (1,72 %) seront compensés en priorité par rapport aux autres charges d'EDF, conformément à l'article R. 121-33 du Code de l'énergie

En millions d'euros	Déficit de compensation restant dû au 31 décembre de l'année N (hors intérêts 2015)	Remboursement en principal du déficit précité par le CAS (part globale)	Remboursement en principal du déficit précité par le CAS <sup>(1)</sup>	Paiement des intérêts futurs associés au déficit précité par le BG (part globale)	Paiement des intérêts futurs associés par le Budget général <sup>(1)</sup>
2015	5 779,8	-	-	-	-
2016	5 585,8	194,0	194,0	99,3	99,3
2017	4 357,8	1 228,0	903,8	99,5	73,2
2018	2 735,8	1 622,0	1 193,8	87,2	64,2
2019	896,8	1 839,0	1 353,5	62,5	46,0
2020	-	896,8	660,0	40,6 <sup>(2)</sup>	29,9 <sup>(3)</sup>
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>5 779,8</b>	<b>4 305,1</b>	<b>389,1</b>	<b>312,6</b>

L'échéancier reste inchangé: la seule évolution depuis 2017 est le fait qu'EDF ne reçoit plus que 73,6% des versements de l'État, le reliquat de 26,4% étant versé à la Société Générale et au Fonds Commun de Titrisation à qui a été transféré fin 2016 une partie de la créance financière

Le remboursement des annuités 2016 à 2019 de la créance financière a été effectué par l'État conformément à l'échéancier. Au cours du premier semestre 2020, l'État a versé à EDF 264 M€ en provenance du Compte d'Affectation Spéciale au titre du principal de la créance financière pour 2020. Par ailleurs, l'État a versé à EDF 14 M€ en provenance du Budget Général au titre des intérêts 2019 et 2020 de la créance financière. A fin juin 2020, l'État doit encore 412 M€ à EDF dont 396 M€ au titre du principal et 16 M€ au titre des intérêts

(1) EDF ne détient plus que 73,6% de la créance depuis la cession de décembre 2016, et perçoit donc 73,6% des flux de l'échéancier global

(2) Dont 32,3 M€ dus au titre de l'année 2019 et 8,3 m€ dus au titre de l'année 2020

(3) Dont 23,8 M€ dus au titre de l'année 2019 et 6,1 m€ dus au titre de l'année 2020

# ENEDIS <sup>(1)</sup> : CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	S1 2019	S1 2020	Δ %
Chiffre d'affaires	7 344	7 141	-2,8
EBITDA	2 129	2 019	-5,1
Résultat net courant	432	350	-19,1
Investissements opérationnels bruts <sup>(2)</sup>	1 939	1 582	-18,4

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

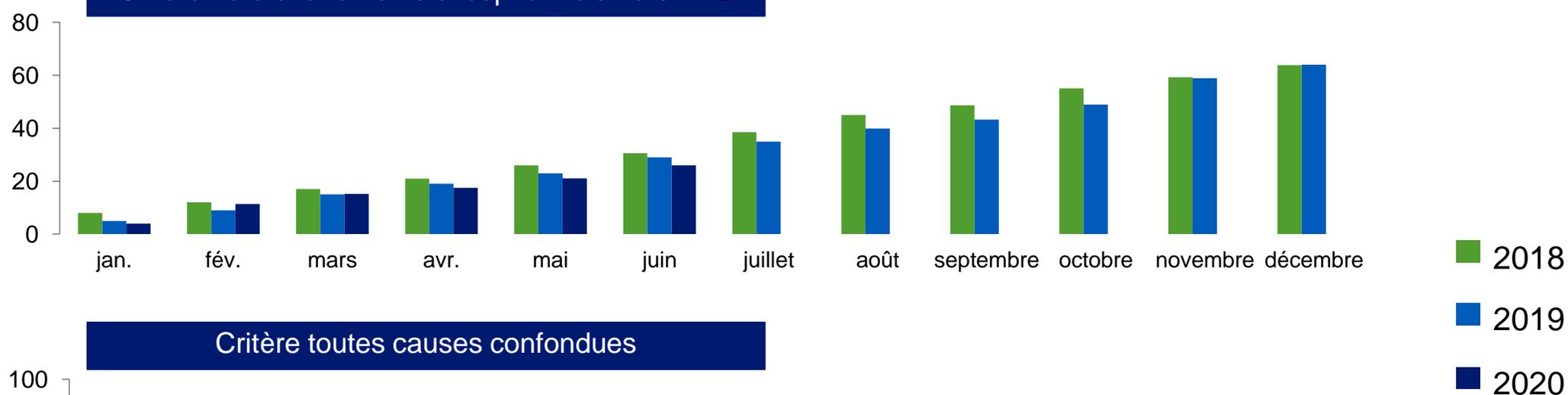
(2) Y compris Linky

# ENEDIS (1) : QUALITÉ DE LA FOURNITURE EN FRANCE

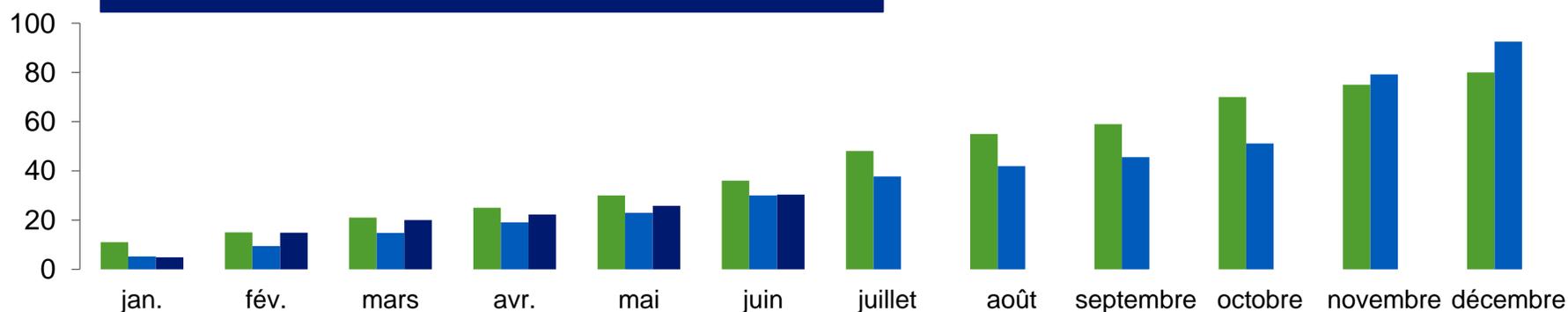
- Critère B (2) hors événements exceptionnels hors RTE : -3mn vs juin 2019 après prise en compte des événements exceptionnels (tempêtes Ciara, Dennis, Karine, Myriam)
- Critère B (2) toutes causes confondues : même valeur qu'en 2019

## Critère hors événements exceptionnels hors RTE

En minutes cumulées



## Critère toutes causes confondues



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

(2) Durée moyenne cumulée en minutes des arrêts par client basse-tension

# BASE D'ACTIFS RÉGULÉS EN FRANCE

	Base d'Actifs Régulés au 01/01/2020	Taux de rémunération nominal avant impôts	Indexation tarifaire
TRANSPORT	VNC des immobilisations <sup>(2)</sup> = <b>14,4</b> Mds€	6,125 %	<b>Indexation IPC + K<sup>(1)</sup></b>  +2,16 % au 01/08/2019 -1,08 % au 01/08/2020
DISTRIBUTION	VNC des immobilisations hors Linky <sup>(2)</sup> = <b>52,2</b> Mds€ ----- Capitaux propres régulés <sup>(3)</sup> = <b>8,3</b> Mds€ ----- VNC Linky = <b>2,3</b> Mds€	2,5 % <sup>(4)</sup> ----- 4,0 % <sup>(4)</sup> ----- 7,25 % +3 % / -2 % <sup>(5)</sup>	<b>Indexation IPC + K<sup>(1)</sup> + Y<sup>(6)</sup></b>  +3,04 % au 01/08/2019 +2,75 % au 01/08/2020

- (1) IPC : Indice des prix à la consommation France entière hors tabac de l'année N-1; K : terme d'apurement annuel du CRCP, dans une limite de +/- 2 % (CRCP : Le mécanisme de CRCP (Compte de Régularisation des Charges et des Produits) permet de corriger, d'une année sur l'autre, les écarts entre les charges et les produits prévisionnels et ceux réellement constatés)
- (2) Hors immobilisations financières et immobilisations en cours et après retraitement régulateur des subventions d'investissements
- (3) Différence entre la VNC des immobilisations et la somme des comptes spécifiques des concessions, des provisions pour renouvellement, des subventions d'investissement et, le cas échéant, des emprunts financiers; le montant de CPR indiqué tient compte de la délibération TURPE 5 bis et intègre 1,6Mds de CPR à ce titre
- (4) Taux révisés par la CRE en TURPE 5 bis vs TURPE 5 pour tenir compte de la baisse des taux d'IS prévue dans la loi de finance 2018
- (5) Primes/Pénalités durant la phase de déploiement
- (6) Prise en compte de délibération Turpe 5 Bis au travers de l'indexation annuelle

# TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE) : DATES CLEFS DE TURPE 5 « BIS »



Délibération de la CRE <sup>(1)</sup> du 28 juin 2018 <sup>(2)</sup> portant décision sur le TURPE 5 bis HTA/BT Distribution, applicable à compter du 1<sup>er</sup> août 2018 pour une durée d'environ 3 ans (pas d'effet rétroactif) :

- Augmentation des capitaux propres régulés d'Enedis <sup>(3)</sup> en application de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018 pour un montant de l'ordre de 1,6 Mds€. Cela conduira in fine à procurer à Enedis une rémunération additionnelle égale en valeur actualisée nette des flux de trésorerie avant impôts à 750 M€<sub>2018</sub> selon l'estimation de la CRE
- Mise à jour du taux d'imposition sur les sociétés, équivalent à une révision des taux de rémunération à 4 % pour les capitaux propres régulés et à 2,5 % pour la marge sur actifs (contre 4,1 % et 2,6 % précédemment)
- Aucune remise en cause des autres éléments du TURPE 5 HTA/BT : trajectoire de charges d'exploitation, d'investissements nets, cadre de régulation incitative du TURPE 5 HTA/BT et de Linky maintenus

**L'évolution au 1<sup>er</sup> août 2020 sera de 2,75%, avec + 0,92 % au titre de l'inflation, + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP, et - 0,02 % au titre des effets de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018**

(1) CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

(2) Publiée au Journal Officiel du 28 Juillet 2018

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

# LE DISPOSITIF DES CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Mis en place en 2006,  
confirmé en 2015

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

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

Objectifs renforcés,  
un coût du dispositif  
en forte augmentation  
Concertation 5<sup>ème</sup> période

L'obligation nationale pour la 4<sup>ème</sup> période 2018-2021 est fixée à 2 133 TWhc par décret du 11 décembre 2019

- Dont 533 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique et 1600 TWhc d'obligation CEE classiques, soit un doublement par rapport à la 3<sup>ème</sup> période 2015-2017 ; entre les deux périodes, le coût du dispositif CEE est multiplié par 7 et dépasse dorénavant les 5 Mds€/an

Lancement en cours de 4<sup>ème</sup> période de plusieurs opérations « coups de pouce » à prix CEE fixé, afin de permettre aux obligés de répondre à leurs obligations à un coût maîtrisé

La concertation 5<sup>ème</sup> période est en cours et doit tenir compte notamment de l'impact du Covid-19 (production CEE réduite, risque de faillite des entreprises de travaux, plans de relance gouvernementaux à l'étude...)

Parties concernées

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

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

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

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

EDF et le dispositif

EDF est le premier obligé et intervient dans plusieurs domaines (données 2019) :

- Résidentiel (220 000 opérations de rénovation, soit une croissance de +60% s'expliquant par l'augmentation des travaux d'isolation et de remplacement des équipements de chauffage grâce aux bonifications apportées par les dispositifs Coups de Pouce via l'offre « Mon chauffage durable »), bailleurs sociaux (190 000 logements aidés), industrie et tertiaire (7 000 actions)
- Financement de programmes nationaux (« Toits d'abord » avec la Fondation Abbé Pierre, ADVENIR sur les bornes de recharge de véhicules électriques, FEEBat sur la formation des artisans, Habiter mieux de l'ANAH pour lutter contre la précarité énergétique, ACTEE avec la FNCCR...)



# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2020

## MARCHÉS

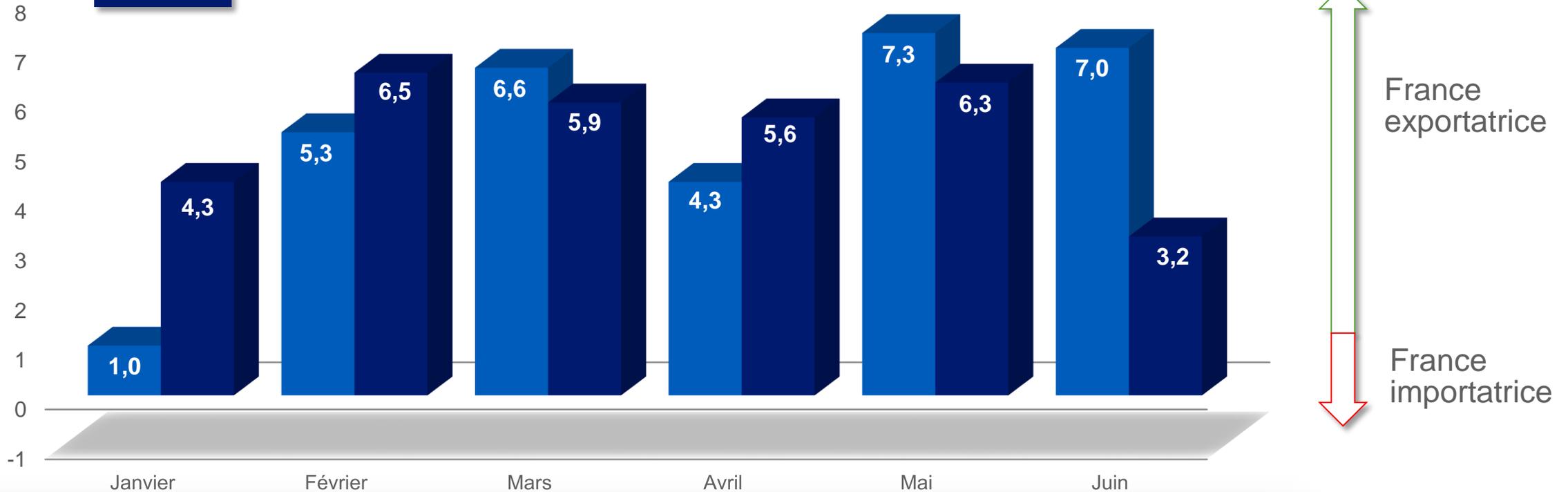


# SOLDE DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS D'ÉLECTRICITÉ

(en TWh)

2019

2020



Le solde exportateur de la France s'est établi à 31,8 TWh au S1 2020 (+0,4 TWh vs S1 2019), la hausse des exports (+0,6 TWh) étant légèrement plus importante que celle des imports (+0,2 TWh) par rapport au S1 2019. Sur le S1 2020, la France a été exportatrice nette sur toutes les frontières : 7,7 TWh vers l'Italie, 8,8 TWh vers la Suisse, 5,9 TWh vers l'Espagne, 5,4 TWh vers la Grande-Bretagne et 4,0 TWh vers CWE. Par rapport au S1 2019, les exports à destination de l'Italie, l'Espagne et la Grande-Bretagne sont en baisse (-4,0 TWh au total) tandis qu'ils sont en hausse à destination de la Suisse et de CWE (+4,4 TWh)

Source : RTE, excepté pour juin 2020 dont les données proviennent de l'ENTSO-E

# ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

(en TWh <sup>(1)</sup>)

		S1 2019						S1 2020							
		janvier	février	mars	avril	mai	juin	Total	janvier	février	mars	avril	mai	juin	Total
Royaume-Uni	exportations	1,2	1,3	1,5	0,7	1,3	1,0	<b>7,0</b>	1,0	1,2	1,4	1,3	1,4	1,0	<b>7,3</b>
	importations	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	<b>0,8</b>	0,3	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5	<b>2,0</b>
	solde	1,0	1,2	1,4	0,6	1,2	0,8	<b>6,2</b>	0,8	1,1	1,2	0,9	0,9	0,5	<b>5,4</b>
Espagne	exportations	1,0	1,7	2,2	1,4	1,3	0,9	<b>8,5</b>	1,6	1,4	1,2	1,2	1,6	1,2	<b>8,2</b>
	importations	0,7	0,2	0,2	0,1	0,2	0,0	<b>1,5</b>	0,6	0,2	0,4	0,4	0,3	0,4	<b>2,3</b>
	solde	0,3	1,5	2,0	1,3	1,1	0,9	<b>7,1</b>	1,0	1,2	0,8	0,8	1,3	0,8	<b>5,9</b>
Italie	exportations	1,5	1,9	1,8	1,2	1,7	1,7	<b>9,8</b>	1,9	2,1	1,8	0,6	1,0	0,5	<b>8,0</b>
	importations	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,1</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	<b>0,3</b>
	solde	1,4	1,9	1,8	1,2	1,7	1,7	<b>9,7</b>	1,9	2,1	1,8	0,6	1,0	0,3	<b>7,7</b>
Suisse	exportations	1,5	1,8	2,0	1,5	1,6	1,7	<b>10,2</b>	2,2	2,2	2,1	1,8	1,6	1,3	<b>11,2</b>
	importations	0,6	0,4	0,4	0,7	0,4	0,4	<b>2,8</b>	0,6	0,3	0,3	0,3	0,2	0,6	<b>2,4</b>
	solde	1,0	1,4	1,6	0,8	1,2	1,4	<b>7,4</b>	1,6	1,9	1,8	1,5	1,4	0,7	<b>8,8</b>
CWE <sup>(2)</sup>	exportations	0,4	0,8	1,1	1,4	2,6	2,7	<b>9,0</b>	0,9	1,3	1,8	2,5	2,3	1,7	<b>10,5</b>
	importations	3,0	1,5	1,4	1,1	0,5	0,5	<b>8,0</b>	1,8	1,1	1,4	0,7	0,6	0,9	<b>6,4</b>
	solde	-2,6	-0,7	-0,3	0,3	2,1	2,2	<b>1,0</b>	-0,9	0,2	0,4	1,8	1,7	0,8	<b>4,0</b>
TOTAL	exportations	5,6	7,5	8,7	6,3	8,5	8,0	<b>44,6</b>	7,6	8,2	8,3	7,4	7,9	5,9	<b>45,2</b>
	importations	4,5	2,2	2,1	2,0	1,2	1,0	<b>13,1</b>	3,4	1,7	2,3	1,8	1,6	2,6	<b>13,4</b>
	Solde	1,0	5,3	6,6	4,3	7,3	7,0	<b>31,4</b>	4,3	6,5	5,9	5,6	6,3	3,2	<b>31,8</b>

Source : RTE

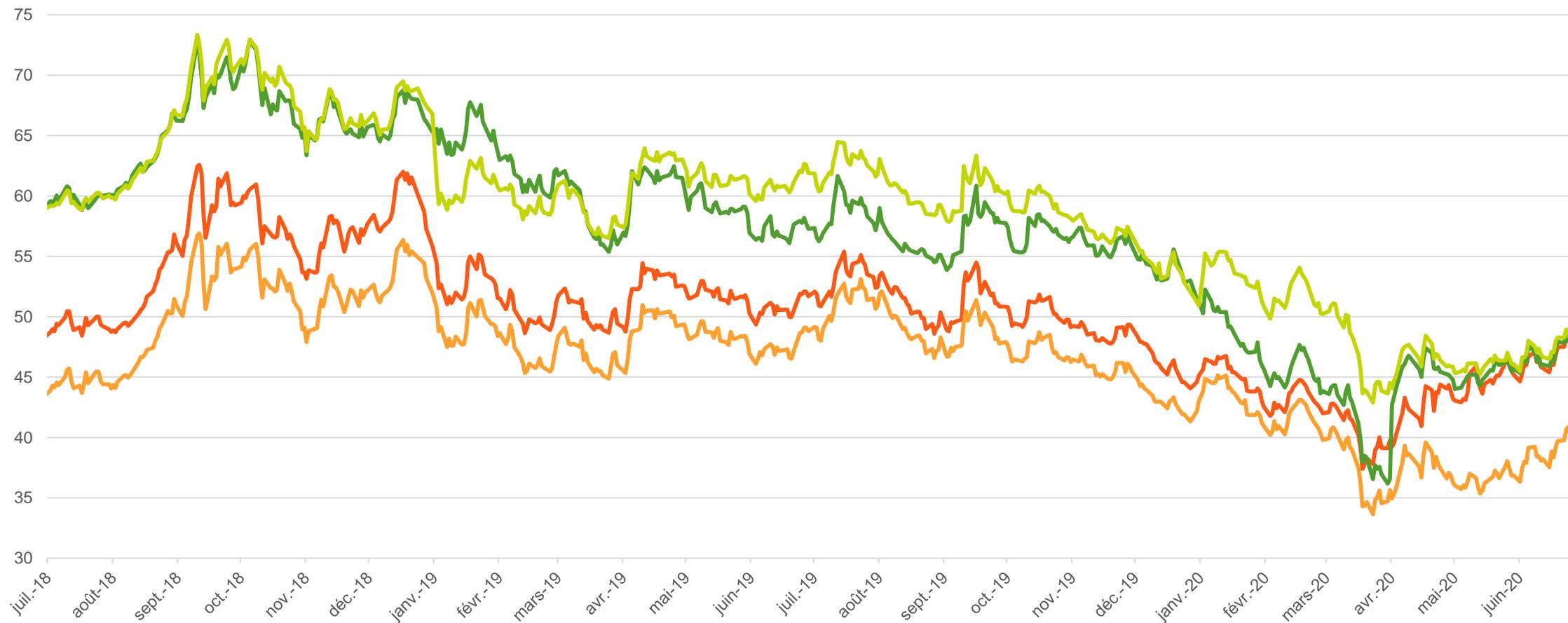
(1) Données arrondies au dixième

(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

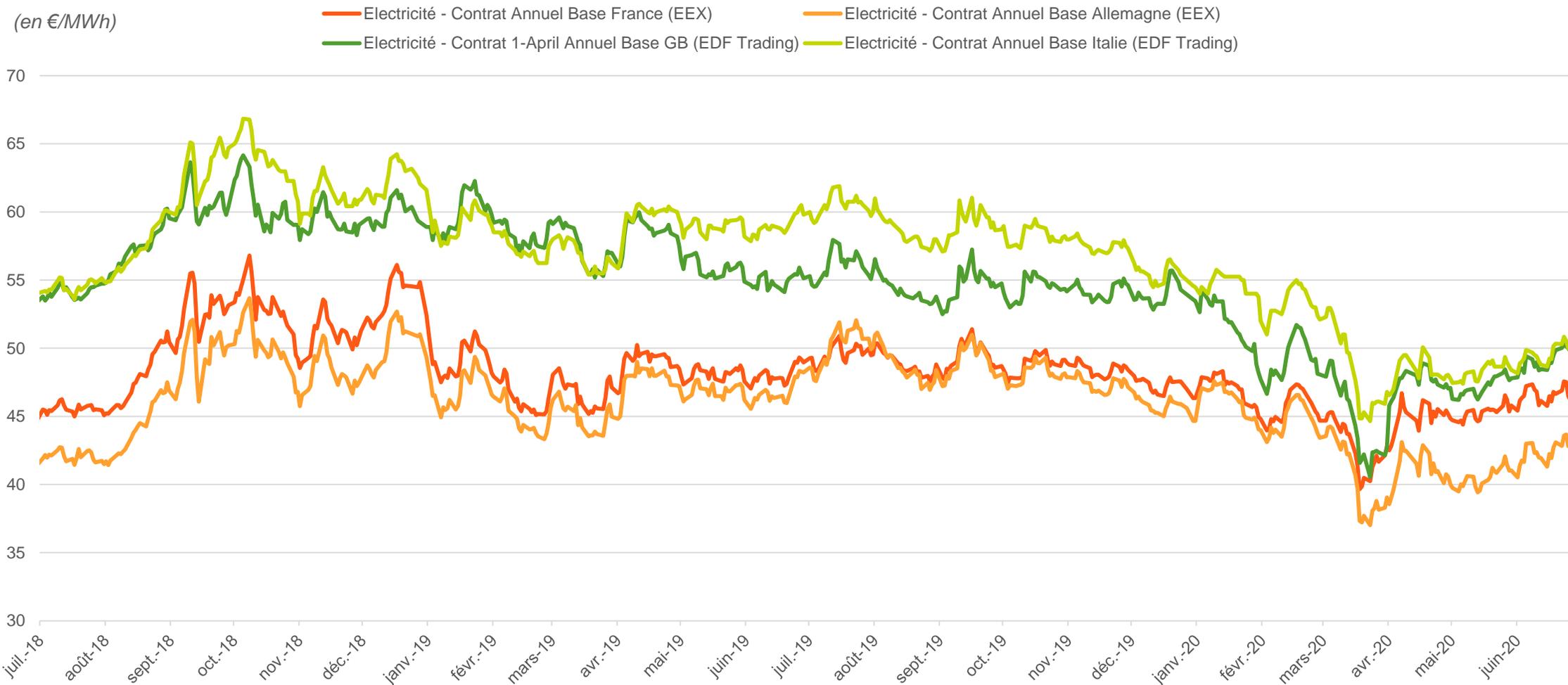
# PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+1) DU 01/07/18 AU 30/06/2020

(en €/MWh)

— Electricité - Contrat Annuel Base France (EEX)      — Electricité - Contrat Annuel Base Allemagne (EEX)  
— Electricité - Contrat 1-Avril Annuel Base GB (EDF Trading)      — Electricité - Contrat Annuel Base Italie (EDF Trading)

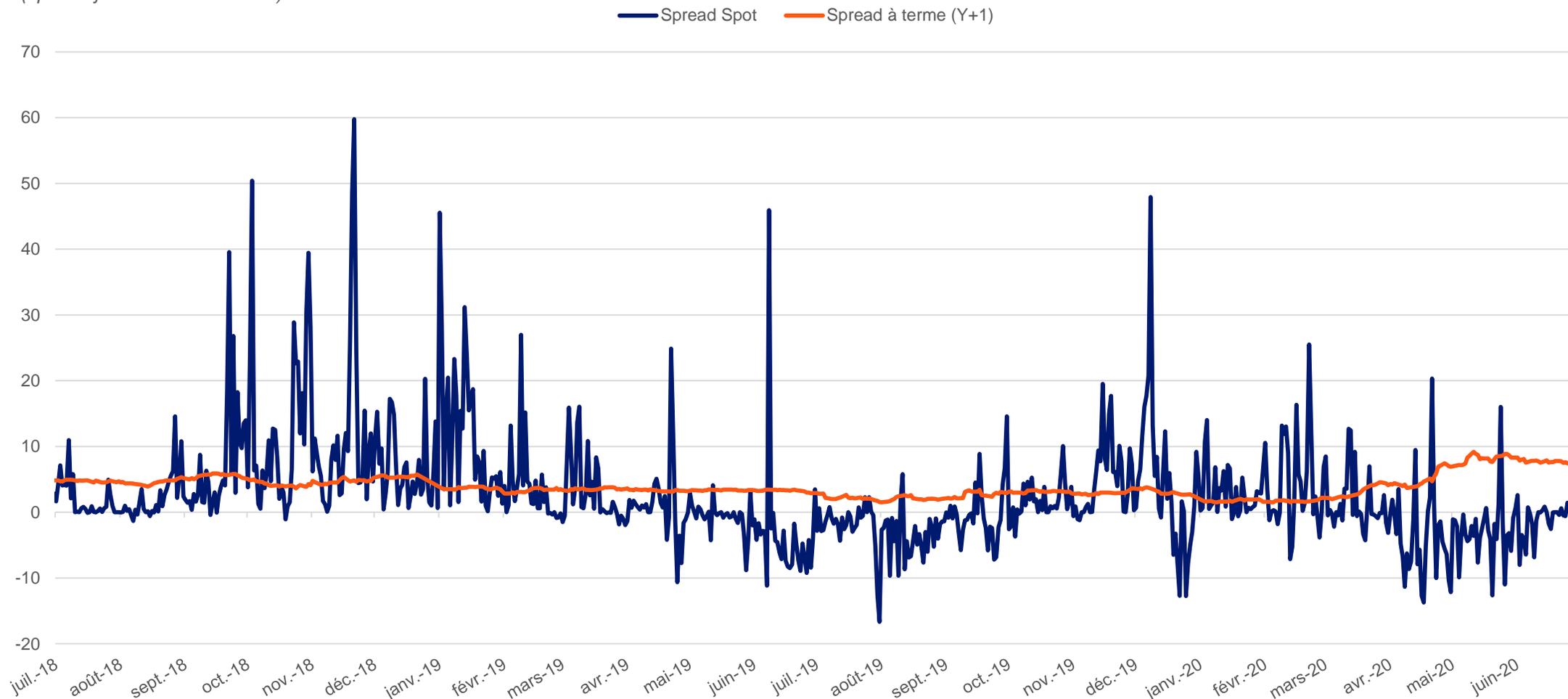


# PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+2) DU 01/07/18 AU 30/06/20



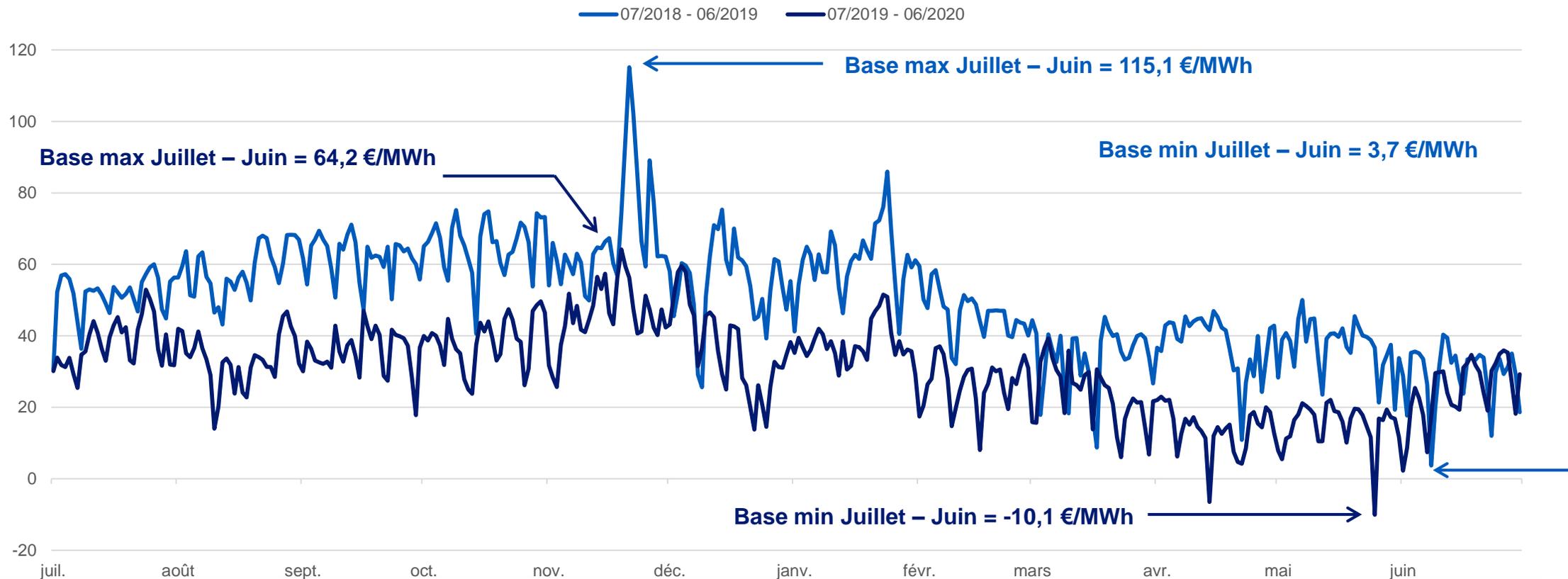
# SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/07/18 AU 30/06/2020

(spread journalier en €/MWh)



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

(moyenne journalière en €/MWh)

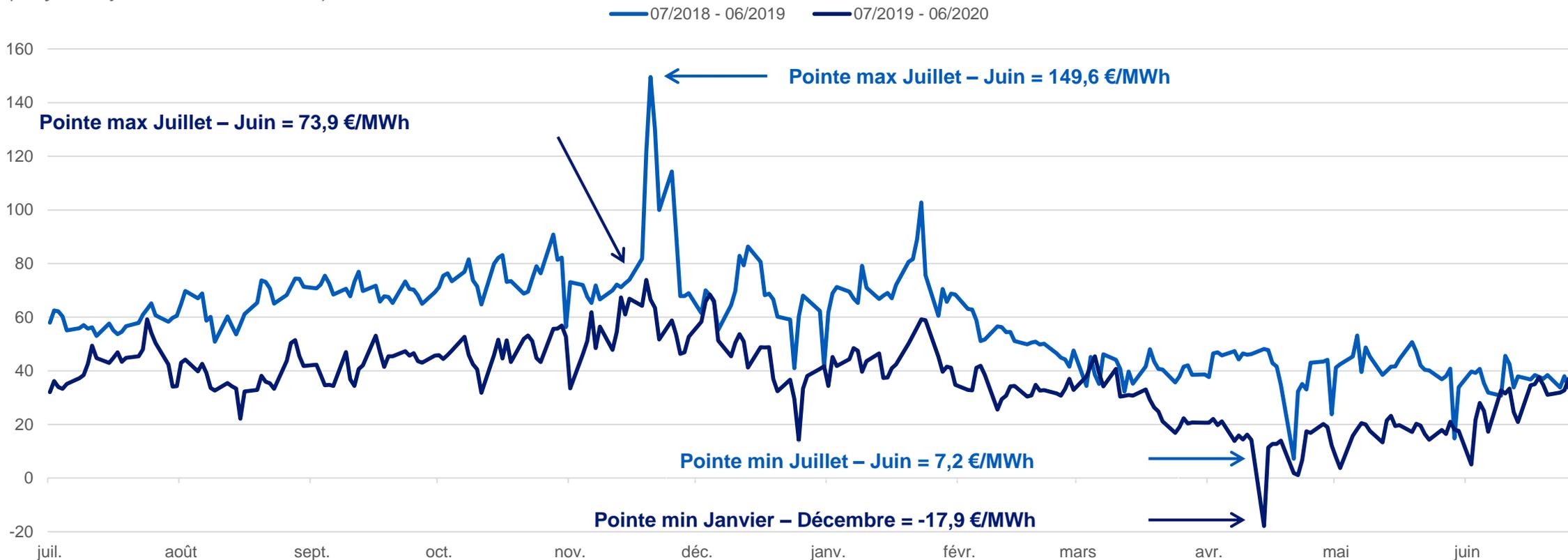


Au S1 2020, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 23,7 €/MWh en base (-17,3 €/MWh vs S1 2019). Cette baisse est globalement homogène sur le semestre à l'exception du mois de juin (seulement 3,5 €/MWh en dessous de son niveau de 2019). Trois effets se conjuguent : la baisse des prix des commodities (gaz, charbon sur l'ensemble de la période, CO<sub>2</sub> à partir de mars), la forte baisse de la demande, imputable aux températures en hausse sur l'hiver (+1,1 °C en moyenne par rapport au Q1 2019) puis au confinement et à ses suites (baisse record de 7,1 TWh en avril par rapport à 2019), et enfin la forte hausse de la production renouvelable (+5,3 TWh de PV et éolien et +6,6 TWh d'hydraulique)

Source : EPEX

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

(moyenne journalière en €/MWh)



Au S1 2020, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 28,0 €/MWh en pointe (-19,4 €/MWh vs S1 2019). Comme pour les prix en base, cette baisse s'explique par la baisse de la demande et des prix des commodities, ainsi que par la hausse de la production éolienne. Fait inédit en France, résultant du confinement qui a fortement modifié la courbe de la consommation d'électricité, face à une production d'électricité qui s'accroît en journée de la production d'origine solaire, le prix en pointe en avril est en moyenne inférieur au prix base, s'établissant 28,4 €/MWh en dessous de son niveau de 2019

Source : EPEX

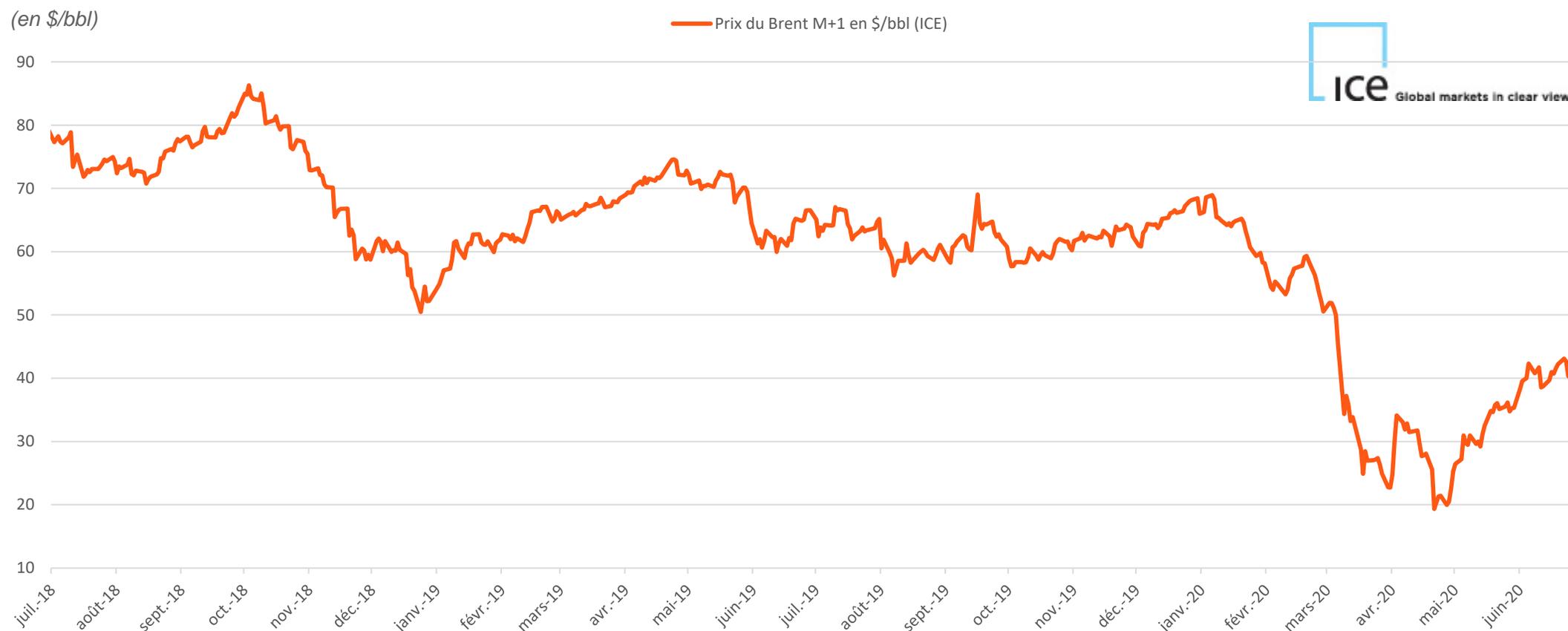
# PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/07/2018 AU 30/06/2020

(en US\$/t)



Le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 56,6 \$/t au S1 2020 (-23,6 % ou -17,5 \$/t vs S1 2019), poursuivant de janvier à mai la baisse entamée en 2019. La croissance de la demande en charbon, déjà affaiblie en 2019 et début 2020 par la concurrence du gaz et le ralentissement économique, a pris de plein fouet les mesures de confinement et leurs impacts sur la croissance économique. L'offre a cependant été réduite en partie, ce qui a limité la baisse : d'une part en raison des niveaux très bas des prix, qui ont conduit à des réductions de production faute de rentabilité, mais aussi en conséquence directe du confinement, qui a conduit certains pays à interrompre ponctuellement l'extraction ou l'expédition de charbon. Le cours a rebondi en juin, porté par des difficultés d'acheminement en Russie et Afrique du Sud, et la hausse du complexe énergétique

# PRIX DU BRENT <sup>(1)</sup> DU 01/07/2018 AU 30/06/2020

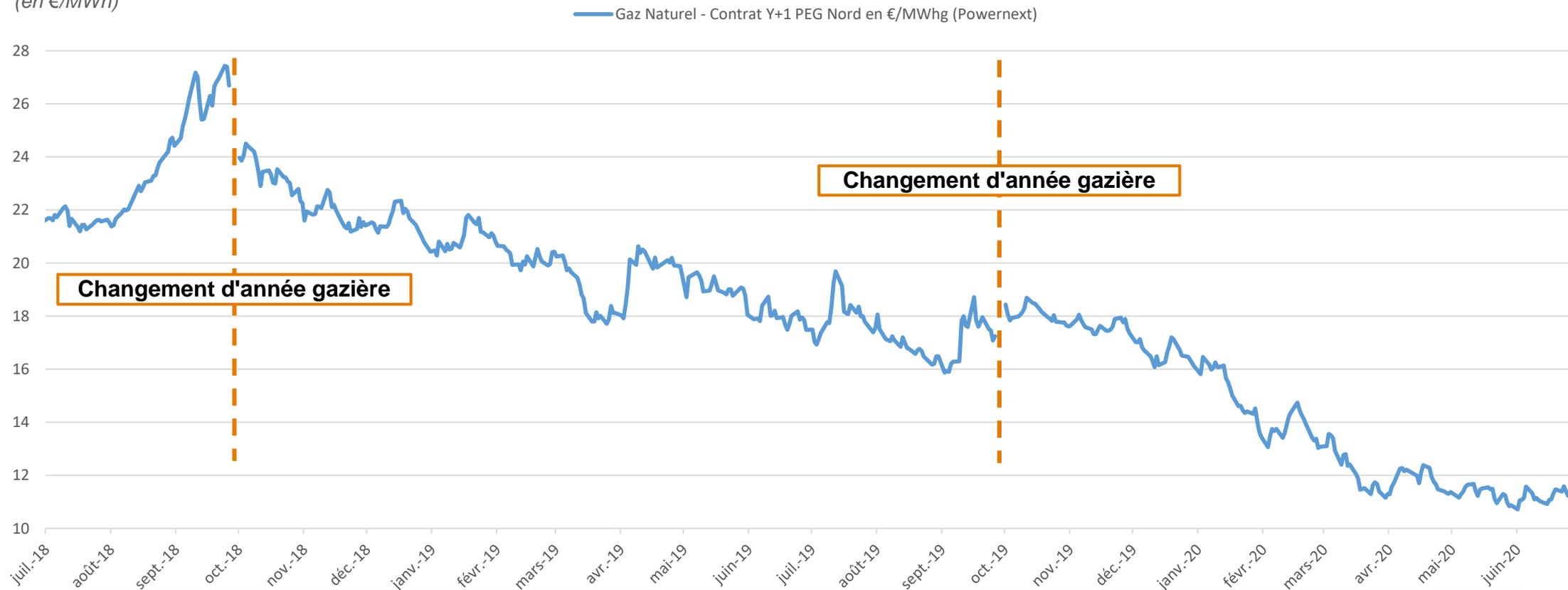


Le prix du pétrole s'est établi en moyenne à 42,1 \$/bbl au S1 2020 (-36,4 % ou -24,1 \$/bbl vs S1 2019). Déjà orienté à la baisse dans un contexte d'offre abondante et de demande fragilisée, le prix du baril a connu une chute violente après l'échec des négociations entre les membres de l'OPEP+ le 6 mars, et la généralisation rapide des mesures de confinement à travers le monde. Le baril de Brent a poursuivi sa baisse jusqu'à atteindre 19,3 \$/ bbl le 21 avril, tandis que le baril de WTI pour livraison en mai s'échangeait à des prix négatifs. A partir de mai, le prix s'est orienté à la hausse, soutenu par la mise en œuvre de la réduction de production finalement décidée par l'OPEP+, puis par la reprise de la demande au fil des déconfinements. Il a ainsi clôturé le premier semestre 2020 à 41,2 \$/bbl

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

# PRIX DU GAZ <sup>(1)</sup> (N+1) DU 01/07/2018 AU 30/06/2020

(en €/MWh)



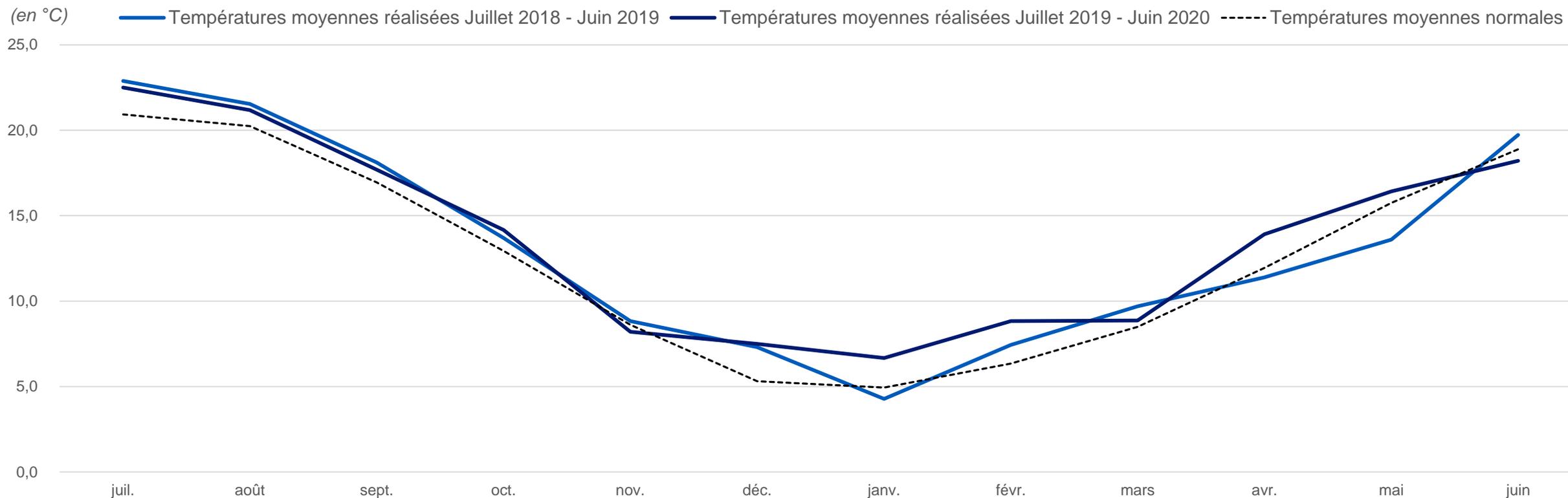
Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 12,6 €/MWh au S1 2020 (-35,4 % ou -6,9 €/MWh vs S1 2019). Le prix du gaz à terme a continué sur le S1 2020 la décrue entamée en 2019. La surabondance de l'offre liée à une demande mondiale modérée et au soutien de la production non conventionnelle nord américaine s'est trouvée accentuée par la crise Covid, qui a fortement impacté la demande en gaz. Les niveaux hauts de stocks et les températures douces ont consolidé cet effet en Europe. Au mois de juin, l'effondrement des prix a ralenti, l'offre en gaz commençant à être impactée par leurs niveaux très bas : sur le court terme, annulations de livraisons de cargos en provenance des USA et compétitivité retrouvée du marché asiatique, et sur toute la courbe, effet des fermetures de certains sites de production d'hydrocarbures non conventionnels pour raisons économiques

# PRIX DU CO<sub>2</sub> (N+1) DU 01/07/2018 AU 30/06/2020



Le prix du certificat d'émission de CO<sub>2</sub> pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 22,3 €/t au S1 2020 (-7,9 % ou -1,9 €/t vs S1 2019). Le prix du quota de CO<sub>2</sub> s'est écroulé en mars, perdant 8,4 € en une semaine lorsque les mesures de confinement se répandaient en Europe, laissant présager d'une baisse marquée et durable de la demande. Le prix du CO<sub>2</sub> est remonté à partir d'avril, continuant d'osciller au gré des espoirs sur la sortie de la pandémie, et réagissant fortement aux annonces de mesures de relance économique et aux signaux politiques favorables à la transition énergétique et à la décarbonation

# TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES (1) EN FRANCE



L'hiver 2019-2020 a été le plus chaud en France depuis le début du XXe siècle. Une douceur remarquable a dominé tout au long de la saison et s'est accentuée en février qui s'est classé au second rang des mois de février les plus chauds derrière 1990. Le printemps 2020 est le 2ème le plus chaud depuis 1900 : mars a été légèrement plus doux que la normale avec un retour de conditions hivernales en toute fin de mois, avril, après un début assez frais, a été d'une grande douceur et mai dans la continuité hors le refroidissement du 11 au 16. Le mois de juin seul est sous la normale pour ce premier semestre (-0,7°C). Le premier semestre 2020 a été plus chaud que le premier semestre 2019 avec des mois d'hiver particulièrement doux. Le mois de février apparaît comme le deuxième mois de février le plus chaud depuis 1980 (après février 1990). Avril est, quant à lui, le 3ème mois d'avril le plus chaud depuis 1980 (après avril 2017 et avril 2011)

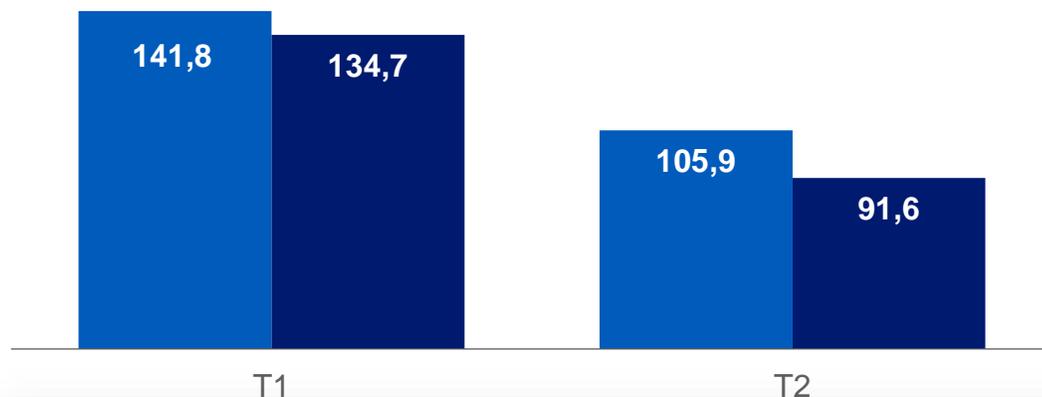
# FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRICITÉ ET GAZ

## ÉLECTRICITÉ (1)(2)

2019

2020

(en TWh)

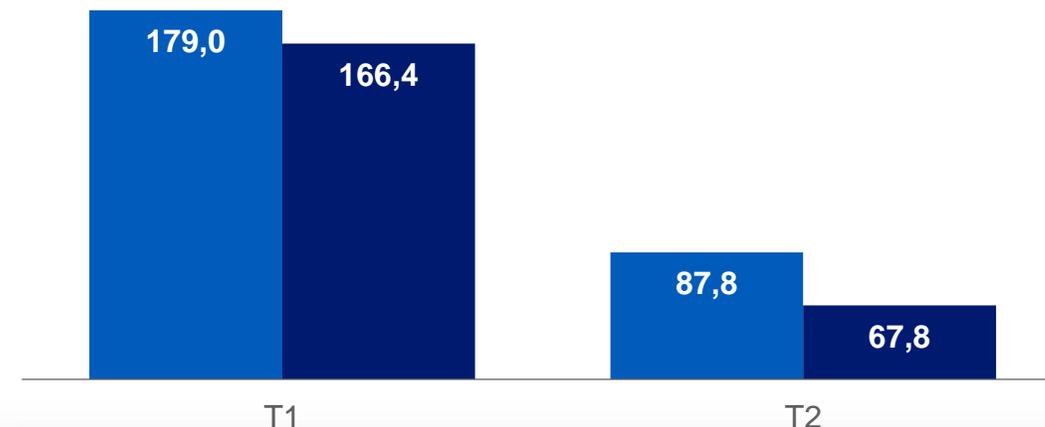


La consommation du premier trimestre a été très en deçà de celle de 2019 (-5%) : janvier et février ont été marqués par des conditions climatiques très douces pour la saison (respectivement +1,7°C et +2,5°C au-dessus des normales) ; mars a subi les premiers effets de la crise sanitaire (confinement à compter du 17 mars entraînant fermetures d'usines et arrêt de nombreuses activités commerciales)

Le second trimestre, fortement impacté par la crise sanitaire, affiche une chute de la consommation de 13,5 % ainsi qu'un plus bas historique (depuis 2001) le 31 mai avec 851 GWh

## GAZ (3)

(en TWh PCS)



La consommation de gaz est en baisse de 12,2 % par rapport au S1 2019, s'établissant à 234,2 TWh. Sur le début de l'année, la consommation pour le chauffage a diminué en raison de températures particulièrement douces. A partir d'avril, l'effet du confinement est devenu prédominant, diminuant la consommation pour l'industrie et pour la production d'électricité, tandis que les températures sont restées élevées à la sortie de l'hiver. La baisse de consommation est donc particulièrement marquée au deuxième trimestre (-22,8% vs. T2 2019), malgré une reprise de la demande en juin (+4,7% vs. juin 2019)

(1) Données non corrigées des aléas climatiques, y compris Corse

(2) Source 2018 - 2019 : mensuel de l'électricité RTE jusqu'à mai 2020, estimation temps réel pour juin 2020

(3) Source : base Pégase, Direction Générale de l'Énergie et du Climat, Ministère de la Transition Écologique et Solidaire



# RÉSULTATS SEMESTRIELS 2020

ANNEXES