



RÉSULTATS ANNUELS 2018

Annexes



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.

Des informations détaillées sur ces risques potentiels et incertitudes sont disponibles dans le Document de Référence d'EDF déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 15 mars 2018, consultable en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse www.amf-france.org ou celui d'EDF à l'adresse www.edf.fr.

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

⇒ Comptes consolidés	P. 4
⇒ Financement et trésorerie	P. 46
⇒ Stratégie et Investissements	P. 61
⇒ Données opérationnelles	P. 75
⇒ France	P. 88
⇒ International et autres métiers	P. 116
⇒ Marchés	P. 122



RÉSULTATS ANNUELS 2018

Annexes

Comptes consolidés



COMPTE DE RÉSULTATS SIMPLIFIÉ

En millions d'euros

	2017 ⁽¹⁾	2018
Chiffre d'affaires	64 892	68 976
Achats de combustible et d'énergie	(32 901)	(33 012)
Autres consommations externes	(8 739)	(9 364)
Charges de personnel	(12 456)	(13 690)
Impôts et taxes	(3 541)	(3 697)
Autres produits et charges opérationnels	6 487	6 052
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	13 742	15 265
Impact de la volatilité des commodités	(355)	(224)
Dotations aux amortissements	(8 537)	(9 006)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement	(58)	(50)
Pertes de valeur	(518)	(598)
Autres produits et charges d'exploitation	1 363	(105)
Résultat d'exploitation (EBIT)	5 637	5 282
Résultat financier	(2 236)	(4 809)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 401	473
Résultat net – part du Groupe	3 173	1 177
Résultat net courant⁽²⁾	2 820	2 452

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 et de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8). S'agissant d'IFRS 9, applicable à compter du 1^{er} janvier 2018, les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme

(2) 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

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES⁽¹⁾

En millions d'euros	2017 ⁽²⁾	Change	Périmètre	Croissance organique	2018	Δ % org. ⁽³⁾
France - Activités de production et de commercialisation	25 084	-	-	1 012	26 096	+4,0
France - Activités régulées ⁽⁴⁾	15 836	-	-	212	16 048	+1,3
Framatome	-	-	3 313	-	3 313	na
Royaume-Uni	8 688	(82)	27	337	8 970	+3,9
Italie	7 722	-	307	478	8 507	+6,2
Autre international	3 166	(81)	(783)	109	2 411	+3,4
EDF Renouvelables	1 280	(29)	147	107	1 505	+8,4
Dalkia	3 751	(4)	123	319	4 189	+8,5
Autres métiers	2 475	(7)	3	130	2 601	+5,3
Éliminations inter-segments	(3 110)	-	(1 424) ⁽⁵⁾	(130)	(4 664)	+4,2
Total Groupe	64 892	(203)	1 713	2 574	68 976	+4,0

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

(2) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 et de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8)

(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

(5) Dont (1 409) M€ élimination inter-secteur liées à l'intégration de Framatome

ÉVOLUTION DE L'EBITDA⁽¹⁾

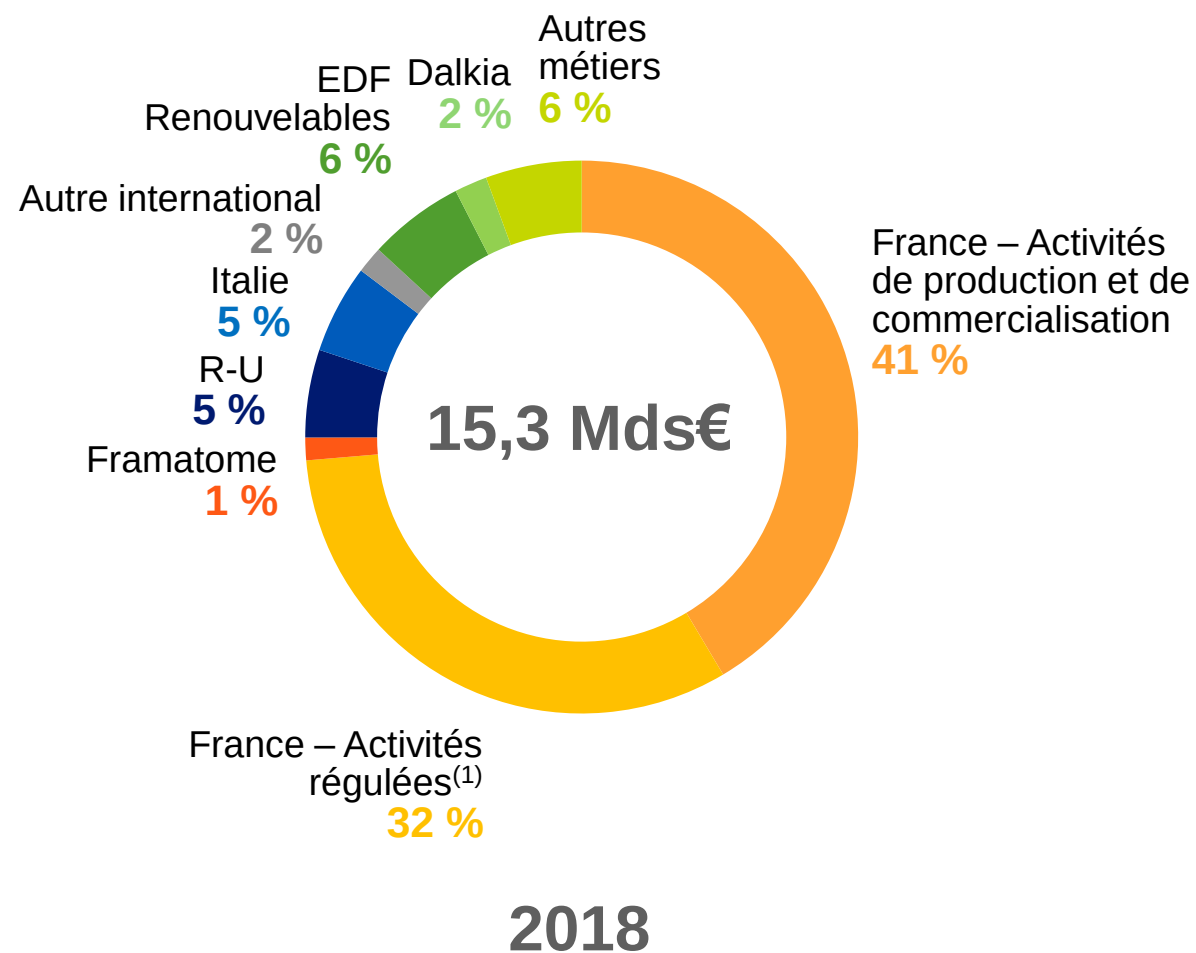
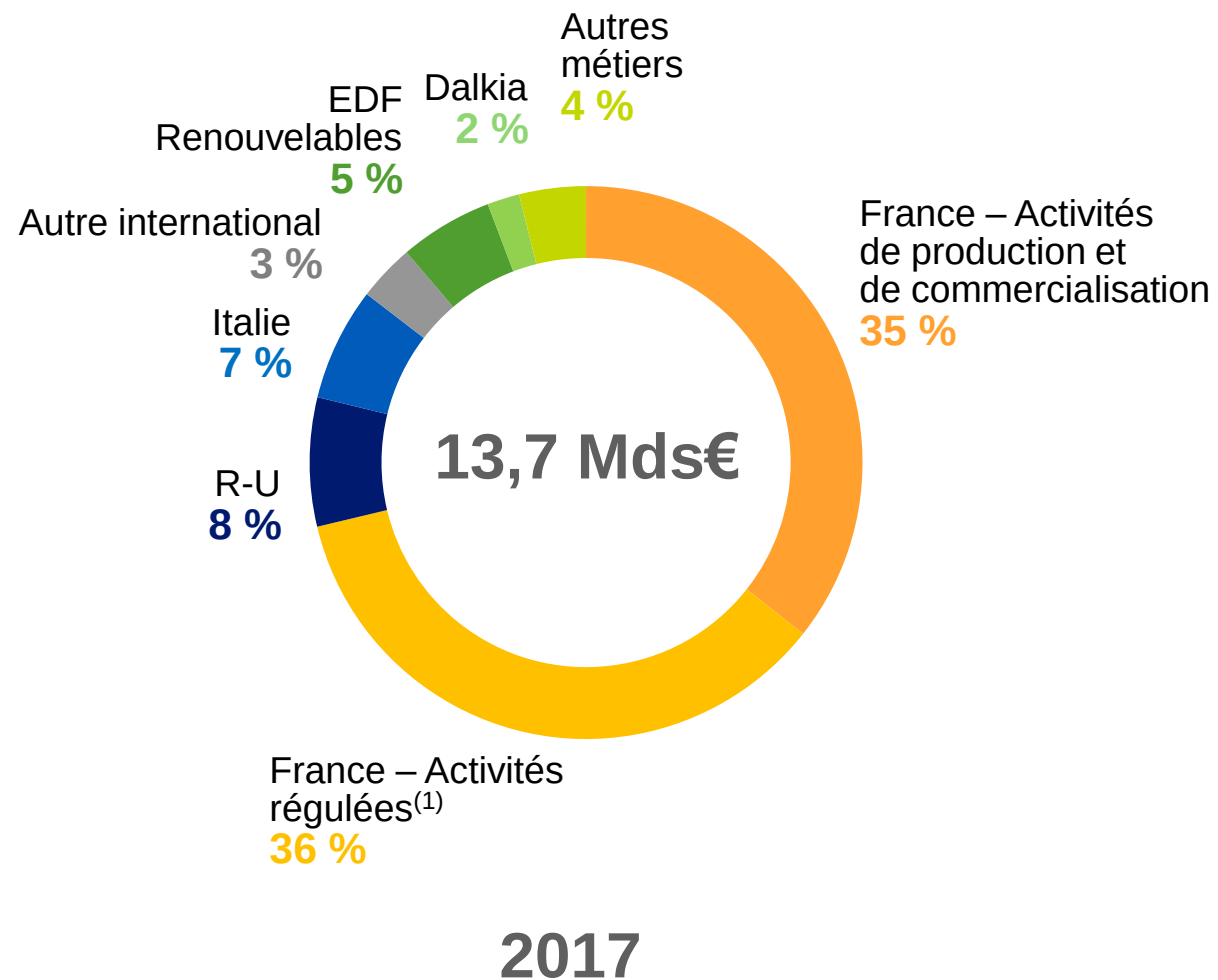
En millions d'euros	2017 ⁽²⁾	Change	Périmètre	Croissance organique	2018	Δ % org. ⁽³⁾
France - Activités de production et de commercialisation	4 896	-	-	1 431	6 327	+29,2
France - Activités régulées	4 898	-	-	18	4 916	+0,4
Framatome	-	-	202	-	202	na
Royaume-Uni	1 035	(10)	(83)	(159)	783	-15,4
Italie	910	-	(3)	(116)	791	-12,7
Autre international	457	(26)	(177)	(14)	240	-3,1
EDF Renouvelables	751	(21)	95	31	856	+4,1
Dalkia	259	-	2	31	292	+12,0
Autres métiers	536	(1)	(10)	333	858	+62,1
Total Groupe	13 742	(58)	26	1 555	15 265	+11,3

(1) En contribution au groupe

(2) Données au 31 décembre 2017 retraitées de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8)

(3) Variation organique à périmètre et change comparables

RÉPARTITION EBITDA GROUPE



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

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT NET

En millions d'euros	2017 ⁽¹⁾	2018	Δ
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 401	473	(2 928)
Impôts sur les résultats	(147)	149	296
Quote-part de résultat net des coentreprises et entreprises associées	35	569	534
Déduction du résultat net – part des minoritaires	116	14	(102)
Résultat net – part du Groupe	3 173	1 177	(1 996)
Effet des éléments non récurrents y compris volatilité sur les commodités	(353)	1 275	1 628
Résultat net courant	2 820	2 452	(368)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15. S'agissant d'IFRS 9, applicable à compter du 1^{er} janvier 2018, les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme

ÉVOLUTION DES OPEX⁽¹⁾

En millions d'euros

	2017 ⁽²⁾	2018	Δ	Δ %
France - Activités de production et de commercialisation	9 230	8 887	-343	-3,7
France - Activités régulées	4 972	4 905	-67	-1,3
Framatome	-	1 774	+1 774	na
Royaume-Uni	2 035	2 097	+62	+3,0
Italie	876	982	+106	+12,1
Autre international	702	588	-114	-16,2
EDF Renouvelables	777	915	+138	+17,8
Dalkia	2 227	2 491	+264	+11,9
Autres métiers	376	415	+39	+10,4
Total Groupe	21 195	23 054	+1 859	+8,8

Plan de performance

Δ 2015/2016 ⁽³⁾	Δ 2016/2017 ⁽³⁾	Δ 2017/2018 ⁽³⁾	Total
-101	-488	-313	-902
-19	+3	-38	-54
-	-	-	-
-87	+23	-2	-66
-44	-37	+24	-57
+7	-21	-18	-32
+27	+58	+49	+134
-56	+53	-16	-19
-2	-22	+58	+34
-275	-431	-256	-962

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

(2) Données au 31 décembre 2017 retraitées de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8)

(3) À périmètre et taux de change 2018. À taux d'actualisation retraites 2018. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services

ÉVOLUTION DE LA VOLATILITÉ DES COMMODITÉS⁽¹⁾⁽²⁾

En millions d'euros	2017 ⁽³⁾	2018	Δ
France - Activités de production et commercialisation	21	(29)	-50
France - Activités régulées	(7)	3	+10
Royaume-Uni	19	7	-12
Italie	(221)	(7)	+214
Autre international	4	-	-4
Dalkia	(1)	-	+1
Autres métiers	(170)	(198)	-28
Total Groupe	(355)	(224)	+131

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

(2) EDF Renouvelables et Framatome ne sont pas concernés

(3) Données au 31 décembre 2017 sont retraitées de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8)

DE L'EBITDA À L'EBIT⁽¹⁾ 2018

En millions d'euros	TOTAL GROUPE	France-Activités de production et de commercialisation	France-Activités régulées ⁽²⁾	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre International	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers
EBITDA	15 265	6 327	4 916	202	783	791	240	856	292	858
Volatilité des commodités	(224)	(29)	3	-	7	(7)	-	-	-	(198)
Dotations aux amortissements	(9 006)	(3 307)	(2 942)	(211)	(982)	(574)	(249)	(437)	(205)	(99)
Dotations aux provisions pour renouvellement	(50)	-	(50)	-	-	-	-	-	-	-
Pertes de valeur	(598)	(2)	-	(12)	(163)	(314)	-	(103)	-	(4)
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	(26)	(13)	(2)	(42)	(23)	(1)	-	(15)	17
EBIT	5 282	2 963	1 914	(23)	(397)	(127)	(10)	316	72	574

(1) En contribution au groupe

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

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros

2017⁽¹⁾

2018

Δ

Coût de l'endettement financier brut

(1 778)

(1 716)

+62

Dont charges d'intérêts sur opérations de financement

(1 869)

(1 769)

+100

Dont résultat net de change sur endettement et autres

91

53

-38

Charges de désactualisation⁽²⁾

(2 959)

(3 486)

-527

Autres produits et charges financiers

2 501

393

-2 108

Dont plus-values sur cessions d'actifs dédiés

985

(12)

-997

Dont variation nette de juste valeur de titres de dette et de capitaux propres des actifs dédiés

-

(989)

-989

Résultat financier**(2 236)****(4 809)****-2 573**

(1) Pour IFRS 9, applicable à compter du 1er Janvier 2018, les dispositions transitoires n'exigent pas de retraitement et les chiffres comparatifs sont donc tels que précédemment publiés

(2) Dont impact de la baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2018

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

En millions d'euros

	2017	2018	Δ
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(1 869)	(1 769)	+100
Intérêts courus non échus	(12)	28	+40
Autres produits & charges financiers (y compris dividendes)	672	679	+7
Frais financiers nets décaissés	(1 209)	(1 062)	+147

QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES

En millions d'euros

	2017	2018	Δ
CTE/RTE	249	283	34
CENG	(316) ⁽¹⁾	102	418
Autres ⁽²⁾	102	184	82
TOTAL	35	569	534

(1) Y compris dépréciation de 491 M€ enregistrée en 2017

(2) Principalement Nam Theun Power Company (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	2017	2018	Δ
Royaume-Uni	15	(30)	(45)
Italie	4	6	2
Autre international	38	(15)	(53)
Autres	59	53	(6)
TOTAL	116	14	(102)

ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros

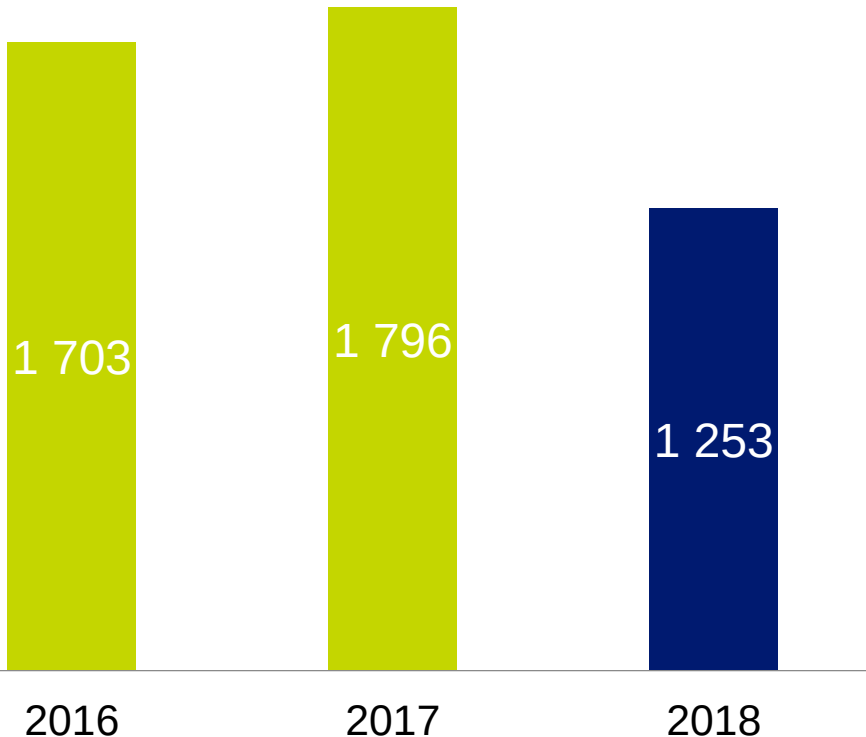
	2017	2018
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	13 742	15 265
Neutralisation des éléments non monétaires de l'EBITDA	(1 796)	(1 253)
Frais financiers nets décaissés	(1 209)	(1 062)
Impôt sur le résultat payé	(771)	(389)
Autres éléments dont dividendes reçus des coentreprises et entreprises associées	221	383
Cash flow opérationnel	10 187	12 944
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	1 476	462
Investissements nets ⁽¹⁾	(9 810)	(12 107)
Cash flow après investissements nets et variation du BFR	1 853	1 299
Actifs dédiés France	(1 171)	(501)
Cash flow avant dividendes	682	798
Dividendes versés en numéraire	(891)	(1 278)
<i>dont EDF SA</i>	(109)	(511)
<i>dont rémunération de l'emprunt hybride</i>	(565)	(584)
<i>dont autres dividendes</i>	(217)	(183)
Cash flow Groupe	(209)	(480)
Autres variations monétaires dont augmentation de capital	3 855	(111)
Variation monétaire de l'endettement financier net	3 646	(591)
Effet de la variation de change	701	97
Autres variations non monétaires	63	121
Variation de l'endettement financier net	4 410	(373)
Endettement financier net d'ouverture	37 425	33 015
Endettement financier net de clôture	33 015	33 388

(1) Y compris Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs

ÉLÉMENTS NON MONÉTAIRES DE L'EBITDA

Évolution 2016-2018

En millions d'euros

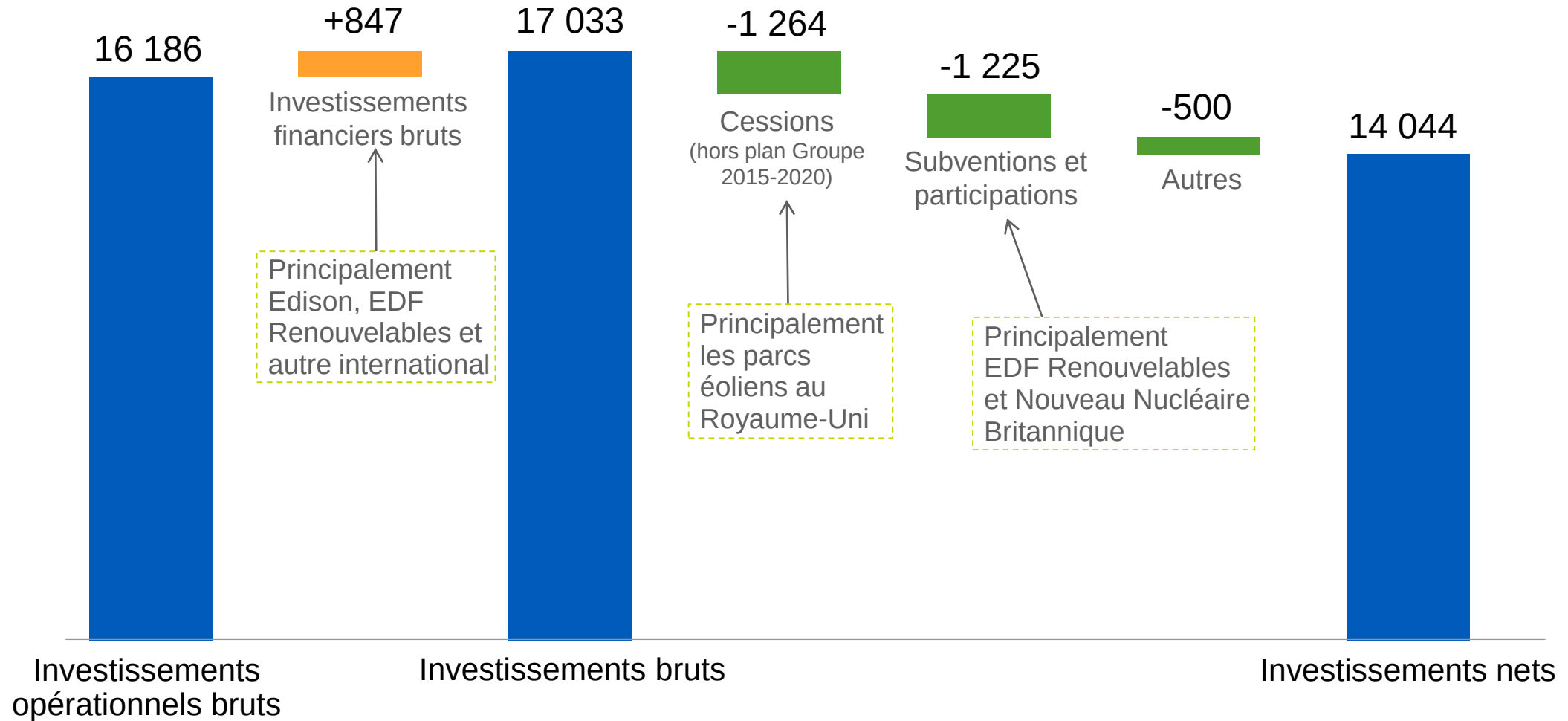


Principaux éléments

- ⇒ Mouvements sur provisions (nucléaires, avantages du personnel, autres provisions enregistrées dans l'EBITDA)
- ⇒ Plus ou moins-values de cessions d'actifs
- ⇒ Ajustements de juste valeur

INVESTISSEMENTS : PASSAGE DU BRUT AU NET⁽¹⁾

En millions d'euros



(1) Investissements nets y compris Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs

INVESTISSEMENTS NETS

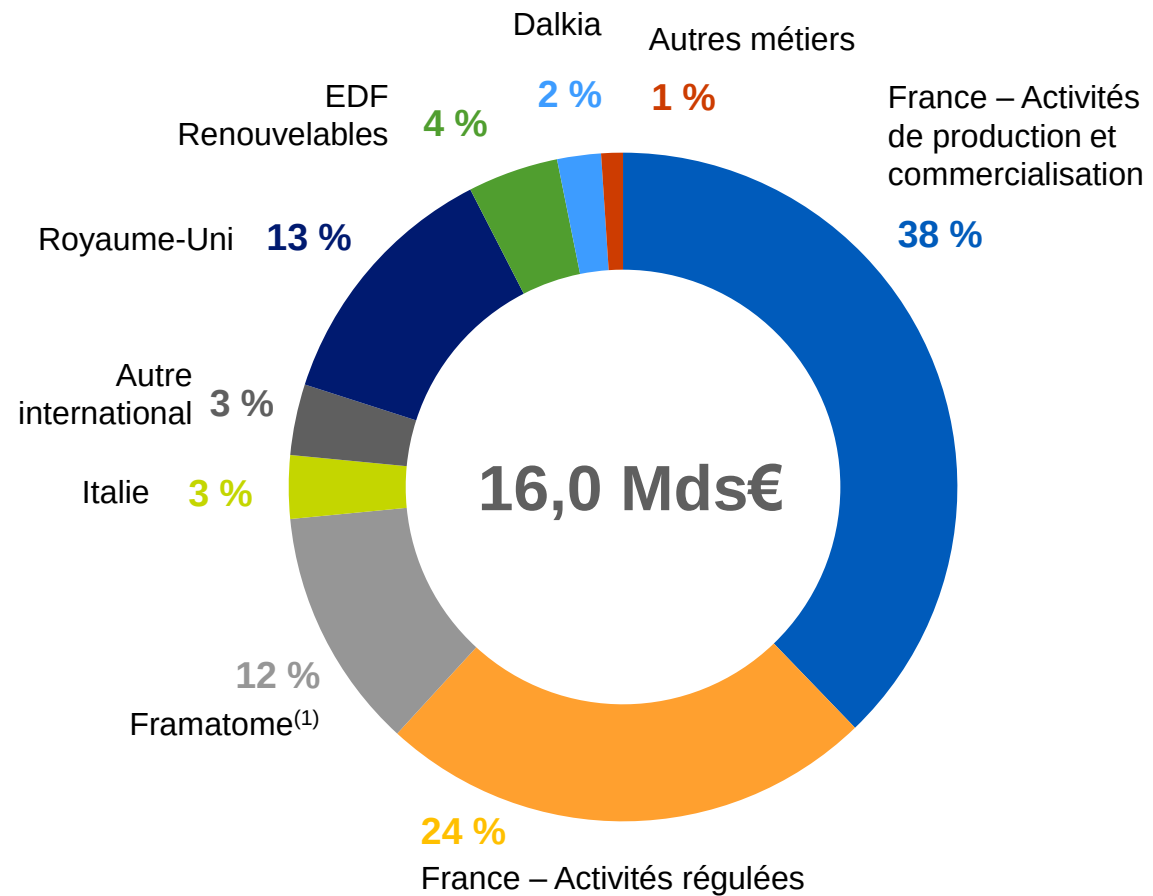
En millions d'euros	2017	2018	Δ	Δ %
France – Activités de production et commercialisation	5 849	5 275	-574	-9,8
France – Activités régulées	3 212	3 345	+133	+4,1
EDF Renouvelables	701	458	-243	-34,7
<i>Dont EDF Renouvelables – Investissements bruts</i>	1 905	2 212	+307	+16,1
<i>Désinvestissements et subventions</i>	(1 204)	(1 753)	-549	-45,5
Dalkia	339	293	-46	-13,6
Framatome	-	261	n.a	n.a
Royaume-Uni	643	568	-75	-11,7
Italie	511	438	-73	-14,3
Autre international	553	252	-301	-54,4
Autres métiers	160	45	-115	-71,9
Investissements nets hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs	11 968	10 935	-1 032	-8,6
Linky ⁽¹⁾	612	792	+180	+29,4
Nouveaux développements ⁽²⁾	3 423	2 317	-1 105	-32,3
Investissements Nets Totaux hors Plan de cession d'actifs Groupe	16 003	14 044	-1 958	-12,2
Plan de cessions d'actifs Groupe	(6 193)	(1 937)	+4 255	+68,7
INVESTISSEMENTS NETS	9 810	12 108	+2 298	+23,4

NB : Chiffres arrondis à l'entier le plus proche

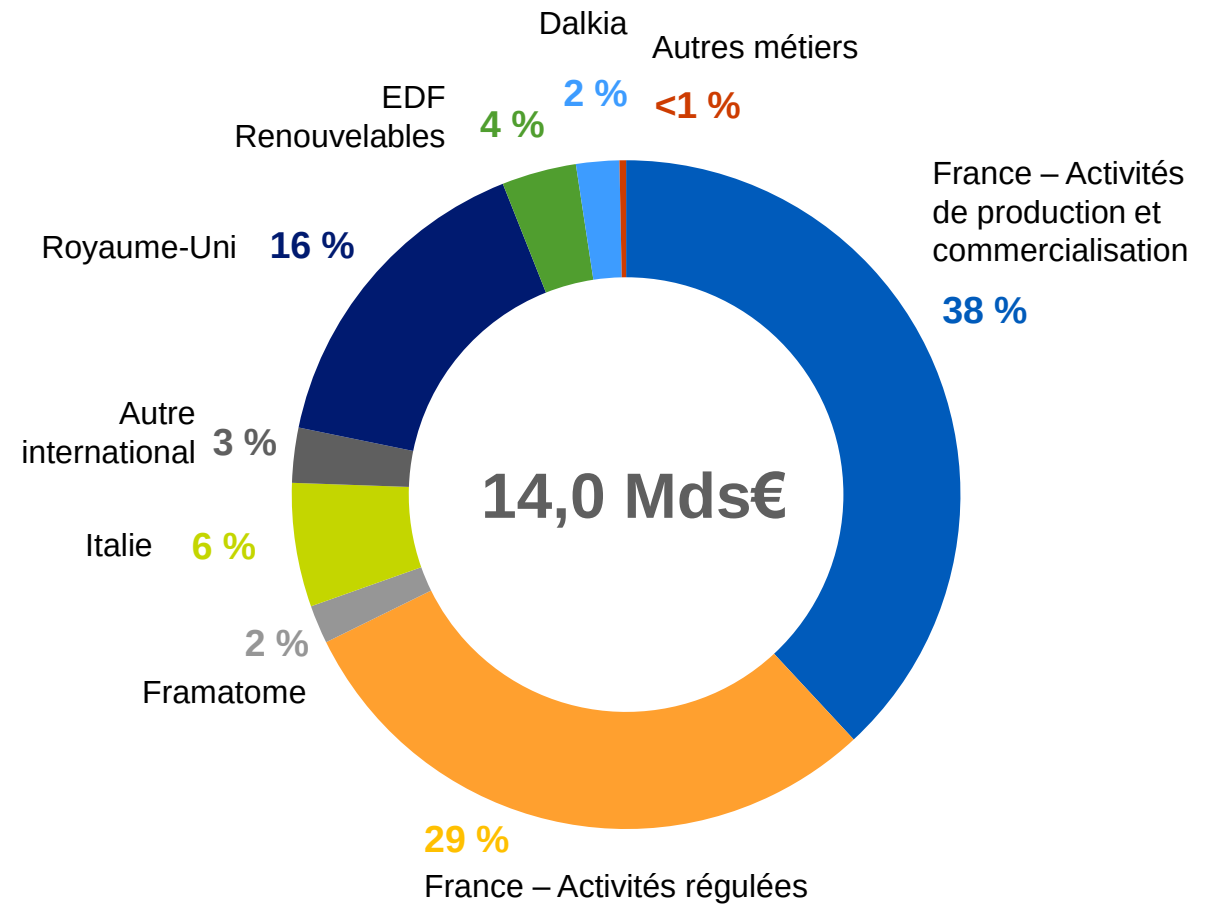
(1) Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

(2) Nouveaux développements : notamment projets UK NNB, acquisitions d'Edison en Italie en 2018 (~400 M€) et éolien offshore

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



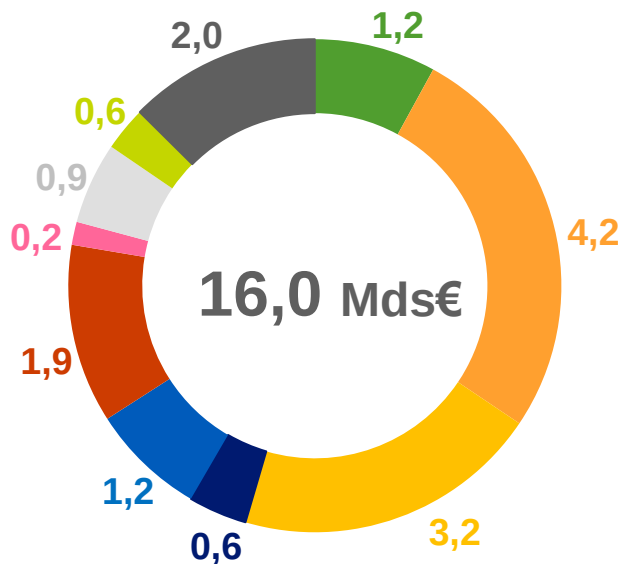
2017



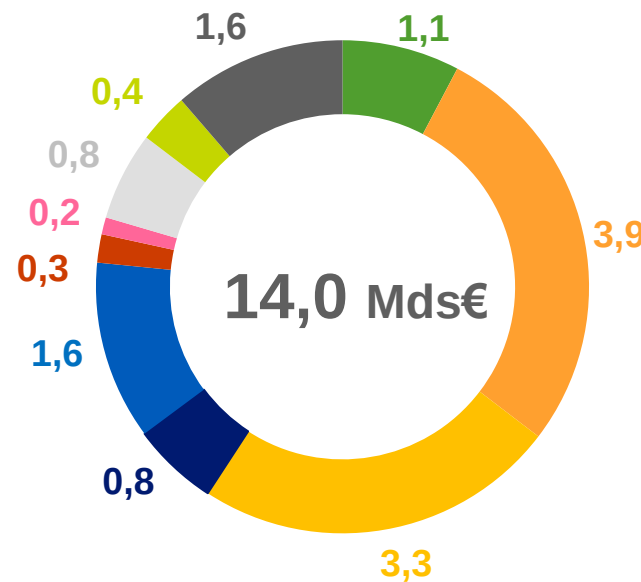
2018

INVESTISSEMENTS NETS Y COMPRIS ACQUISITIONS HORS PLAN DE CESSATION 2015-2020

En milliards d'euros



2017⁽¹⁾



2018

Données 2018

En milliards d'euros	Maintenance	Développement	TOTAL
Renouvelables	0,4	0,7	1,1
Grand Carénage	3,9	-	3,9
Enedis, SEI et ES	1,8	1,5	3,3
Linky	-	0,8	0,8
UK NNB	-	1,6	1,6
Framatome	0,2	0,1	0,3
Nouveaux développements renouvelables, services & clients	-	0,2	0,2
Flamanville 3	-	0,8	0,8
Services	0,4	0,0	0,4
Autres	0,9	0,7	1,6
TOTAL	7,6	6,4	14,0



NB : chiffres arrondis à la décimale la plus proche

(1) Données 2017 légèrement ajustées suite à une évolution de la catégorisation des investissements

(2) Principalement Italie, Royaume-Uni et Taishan

BILAN SIMPLIFIÉ

ACTIF

(en millions d'euros)

31/12/2017⁽¹⁾

31/12/2018

Actif immobilisé	156 900	162 219
Autres actifs non courants	47 424	48 165
Actifs non courants	204 324	210 384
Stocks et clients	30 981	30 137
Autres Actifs courants	32 845	39 358
Trésorerie et équivalents	3 692	3 290
Actif courant	67 518	72 785
Actifs détenus en vue de leur vente	-	-
Total Actif	271 842	283 169

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)

31/12/2017⁽¹⁾

31/12/2018

Capitaux propres - part du groupe	41 357	44 469
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	7 341	8 177
Total des capitaux propres	48 698	52 646
Provisions non courantes	71 373	71 772
Passifs spécifiques des concessions	46 323	46 924
Autres passifs non courants	58 591	59 012
Passifs non courants	176 287	177 708
Passifs courants	46 857	52 815
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	-	-
Total Passif	271 842	283 169

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15

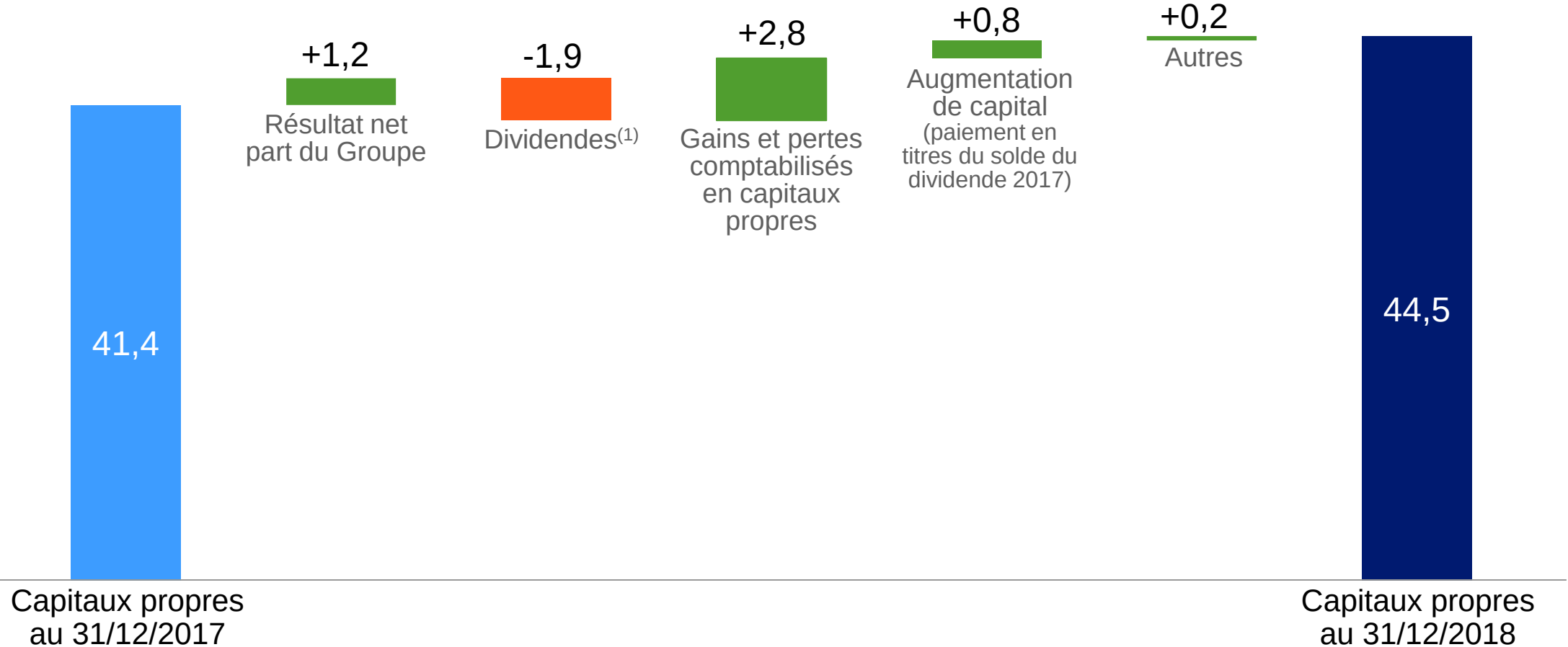
GOODWILL

En millions d'euros	31/12/2017	31/12/2018	Δ
EDF Energy	7 586	7 578	-8
Framatome ⁽¹⁾	1 257	1 317	+60
Dalkia	536	548	+12
Autres	657	752	+95
TOTAL	10 036	10 195	+159

(1) Dont 1 315 M€ au 31/12/2018 lié à l'acquisition de Framatome

CAPITAUX PROPRES PART DU GROUPE

En milliards d'euros



(1) Y compris rémunération des émissions hybrides pour -584 M€

PROVISIONS GROUPE

31 décembre 2017

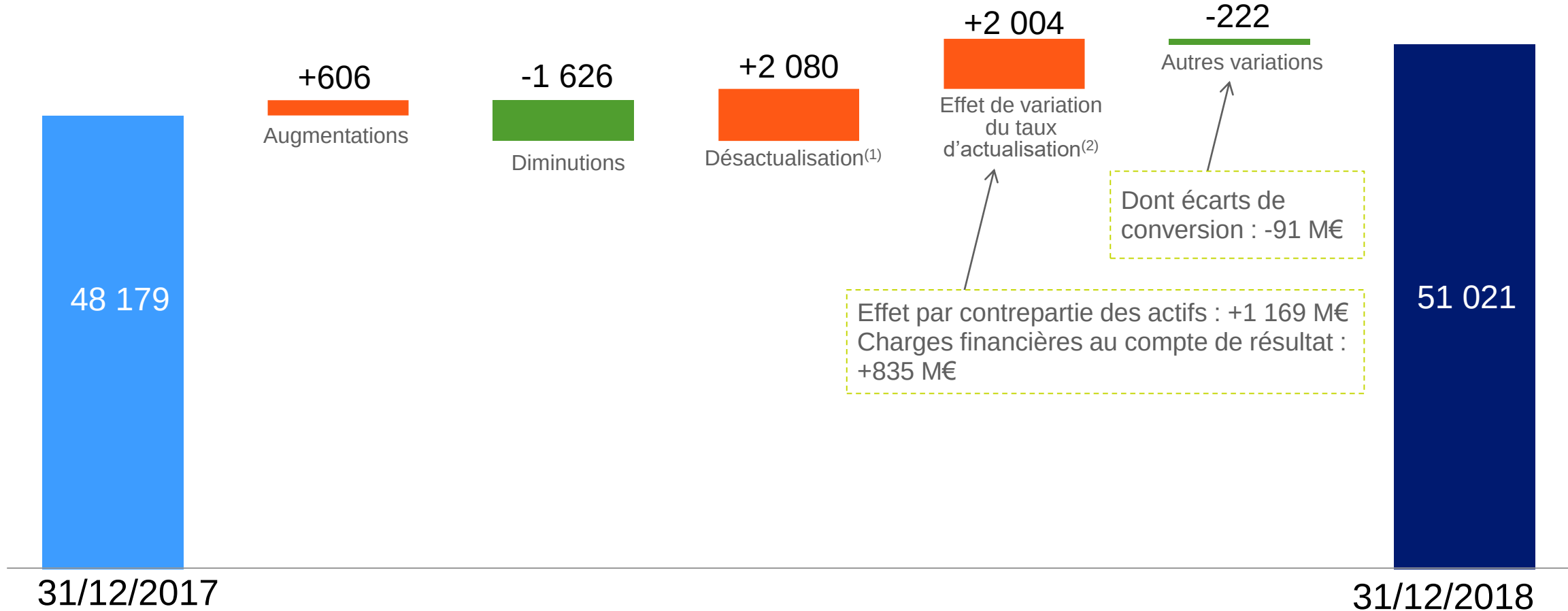
31 décembre 2018

En millions d'euros

	Courant	Non Courant	Total	Courant	Non Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 479	21 378	22 857	1 515	22 362	23 877
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	290	25 032	25 322	302	26 842	27 144
Autres provisions pour déconstruction	80	1 977	2 057	91	2 033	2 124
Provisions pour avantages du personnel	1 106	20 630	21 736	998	17 627	18 625
Autres provisions	2 529	2 356	4 885	3 104	2 908	6 012
Total des provisions	5 484	71 373	76 857	6 010	71 772	77 782

PROVISIONS NUCLÉAIRES GROUPE

En millions d'euros



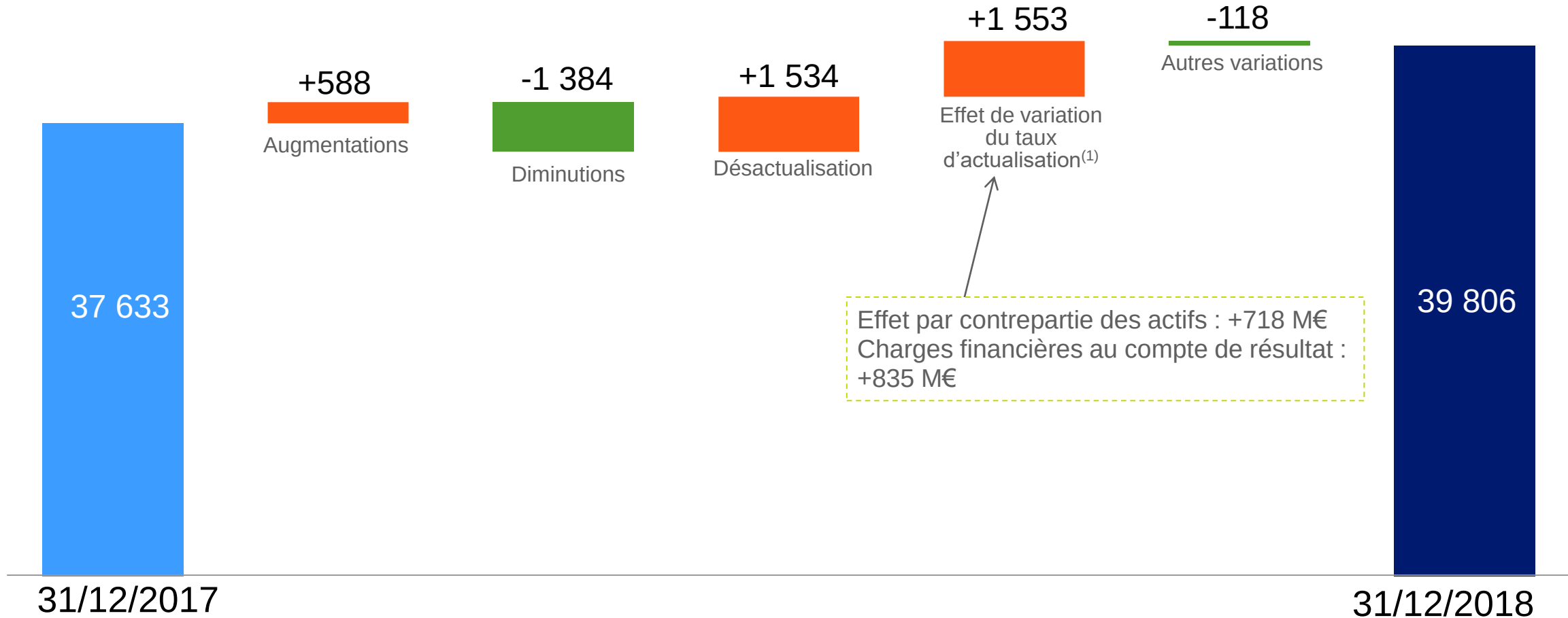
(1) Dont France (+1 534 M€) et Royaume-Uni (+537 M€)

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

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

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros



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

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

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations nettes	Désactua- lisation ⁽¹⁾	Autres variations ⁽²⁾	31/12/2018
Total des provisions pour aval du cycle nucléaire	20 326	(710)	1 520	159	21 295
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 786	(498)	651	(241)	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	726	(19)	43	1	751
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	(193)	826	399	9 846
Total des provisions pour déconstruction et derniers cœurs	17 307	(86)	849	441	18 511
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 920	(86)	752	399	15 985
Provisions pour derniers cœurs	2 387	-	97	42	2 526
TOTAL PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE	37 633	(796)	2 369	600	39 806

NB : Concernant la dotation aux actifs dédiés en couverture des provisions nucléaires, cf. la slide « Actifs dédiés » en page 56

(1) Charges financières au compte de résultat dont : charge de désactualisation de l'exercice pour 1 534 M€ et effets de la variation du taux d'actualisation réel pour les provisions non adossées à des actifs pour 835 M€

(2) Les autres mouvements comprennent les variations de provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents). Ces variations ne passent pas par le compte de résultat

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

- Le taux d'actualisation ressortant de la méthode de calcul usuelle de l'entreprise s'établit à 3,9 % au 31 décembre 2018, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 %

	Décembre 2017	Décembre 2018
Taux d'actualisation nominal	4,1 %	3,9 %
Taux plafond réglementaire	4,2 % ⁽¹⁾	4,0 % ⁽²⁾
Inflation	1,5 %	1,5 %

- La baisse du taux d'actualisation réel de 2,6 % à 2,4 % a entraîné en 2018 une augmentation des provisions nucléaires de +1 553 M€, dont +835 M€ par les charges financières et +718 M€ par l'augmentation de la valeur des actifs au bilan
- Le plafond réglementaire a été modifié par l'arrêté du 29 décembre 2017 (cf. page suivante)

(1) 4,16 % arrondi 4,2 %

(2) 3,97 % arrondi 4,0 %

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

- ⇒ Le taux d'actualisation retenu pour les provisions nucléaires en France doit respecter un double plafond réglementaire qui a évolué en 2017
- ⇒ Jusqu'en 2016 (arrêté du 24 mars 2015) le taux d'actualisation utilisé devait en effet rester inférieur :
 - à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un pourcent (100 points de base) »
 - au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés)
- ⇒ À compter de 2017 (arrêté du 29 décembre 2017) le calcul du plafond réglementaire a évolué comme suit : le plafond réglementaire est défini jusqu'au 31/12/2026 comme les moyennes pondérées d'un 1^{er} terme fixé à 4,3 % et d'un 2^{ème} 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 1^{er} terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026
- ⇒ La nouvelle formule conduira, de façon progressive sur une durée de 10 ans, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), à un plafond égal en 2026 à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), majorée de 100 points de base
- ⇒ L'application de la formule au 31/12/2018 donne un plafond réglementaire du taux d'actualisation de 4,0 % (3,97 % arrondi à 4,0 %)

Formule de calcul du plafond réglementaire :

- 2016 = 4,3 %
- 2017 = $9/10 \times 4,3 \% + 1/10 \times (\text{moyenne 4 ans du TEC 30 ans} + 100 \text{ bps})$
- 2018 = $8/10 \times 4,3 \% + 2/10 \times (\text{moyenne 4 ans du TEC 30 ans} + 100 \text{ bps})$
- 2019 = $7/10 \times 4,3 \% + 3/10 \times (\text{moyenne 4 ans du TEC 30 ans} + 100 \text{ bps})$
- ...

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

- ≡ Sur la base d'hypothèses retenues pour le TEC 30, la formule de calcul du plafond réglementaire serait susceptible de conduire à fixer le taux d'actualisation à 3,8 % fin 2019.
- ≡ Toutes choses égales par ailleurs, en fonction des hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'inflation, la sensibilité à une baisse du taux d'actualisation réel de 0,1% (hors effet d'impôt associé) serait de :
 - Sur la provision au bilan : 903 M€ (dont 786 M€ pour les provisions couvertes par des actifs dédiés)
 - Sur le résultat avant impôts : (523) M€
- ≡ Cette augmentation des provisions nucléaires, et notamment celles soumises à 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 :
 - 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 110 %)
 - du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité pour les ministres de fixer un délai maximum de 3 ans pour effectuer la dotation (article 14 du décret modifié du 23 février 2007 et article L594-5 du code de l'environnement). Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), en particulier le changement de taux d'actualisation, l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. En accord avec l'autorité administrative et conformément à la réglementation, EDF va étaler ces dotations sur 2019, 2020 et 2021. En incluant ce montant de dotation, toutes choses égales par ailleurs, le taux de couverture résultant s'établirait à 103,1 % au 31 décembre 2018.

TAUX D'ACTUALISATION DES PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE (4/4) : ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU TAUX D'ACTUALISATION

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 %
Aval du cycle nucléaire					
Gestion du combustible utilisé	10 698	(218)	237	185	(202)
Reprise et conditionnement des déchets	751	(23)	25	14	(15)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(597)	780	498	(673)
Déconstruction et derniers cœurs					
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	12 480	(496)	520	7	(7)
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	3 505	(138)	149	138	(149)
Derniers cœurs	2 526	(88)	94	-	-
Total	39 806	(1 560)	1 805	842	(1 046)

PROVISIONS NUCLÉAIRES FRANCE : ÉVOLUTIONS 2015-2018

2015

2016

2017

2018

Coûts de déconstruction centrales en exploitation

- Conclusions de l'audit externe piloté par la DGEC sur les coûts de déconstruction publié en janvier 2016⁽¹⁾, confortant globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire
- Révision triennale de l'évaluation des coûts de démantèlement des centrales de 1^{ère} génération permettant d'intégrer le retour d'expérience des chantiers actuels

- Révision approfondie du devis de déconstruction des centrales en exploitation prenant en compte les recommandations de l'audit DGEC
- Evolutions limitées du devis et des provisions associées : -0,5 Md€⁽²⁾

- Après la révision approfondie du devis, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux (notamment pour la France les effets liés à la taille du parc) et réglementaires
- Depuis sa révision, le devis fait l'objet d'une révision annuelle qui, en 2017 comme en 2018, a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Coûts de déconstruction centrales à l'arrêt

- Mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales UNGG⁽³⁾ :
 - Démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs) sous air et non plus sous eau
 - Retour d'expérience du démantèlement d'un 1^{er} caisson avant d'engager les opérations sur les cinq autres
- Augmentation des provisions d'un montant de 0,3 Md€

- Mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement des centrales de 1^{ère} génération
- Ces travaux annuels confirment les évolutions précédemment réalisées et n'entraînent pas de mouvement significatif des provisions

- Révision annuelle du devis → ajustements non significatifs.

UNGG

- Revue d'experts indépendants mandatés par l'ASN. Les principaux choix d'EDF ont été confortés
- Audition du collège de l'ASN en juin
- Dossier de stratégie, DOS⁽⁵⁾ sur la mise en configuration sécurisée et calendrier détaillé 2017-2032 transmis fin décembre

- Révision annuelle du devis → ajustements non significatifs.

UNGG

- L'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG.
- Le démantèlement sous air, l'intérêt d'un démonstrateur industriel et le planning du 1^{er} réacteur démantelé (Chinon A2) semblent acquis.
- En revanche, les échanges se poursuivent sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs et les conclusions de l'ASN sont attendues suite à l'audition d'EDF par le collège de l'ASN du 12 février 2019.

Coûts du projet stockage Cigéo

- Coûts du projet Cigéo fixés à 25 Mds€⁽⁴⁾ par arrêté ministériel⁽¹⁾, se substituant à l'estimation 2005 du coût de référence (20,8 Mds€)⁽⁴⁾ sur laquelle le groupe EDF s'appuyait
- Augmentation de la provision de 0,8 Md€

- Poursuite des études de conception (ANDRA)

- Poursuite des études de conception (ANDRA)
- En janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo: maturité technologique satisfaisante, demande d'étude de filière alternative pour le stockage des déchets bitumineux
- Septembre 2018 : groupe d'experts mandaté par la DGEC pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes
- Dossier de demande de création de l'installation à horizon 2019 (pour obtention de l'autorisation en 2022)

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

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

(3) UNGG : Réacteur uranium naturel graphite-gaz

(4) Aux conditions économiques de 2011

(5) Dossier sur les Opérations de Sûreté

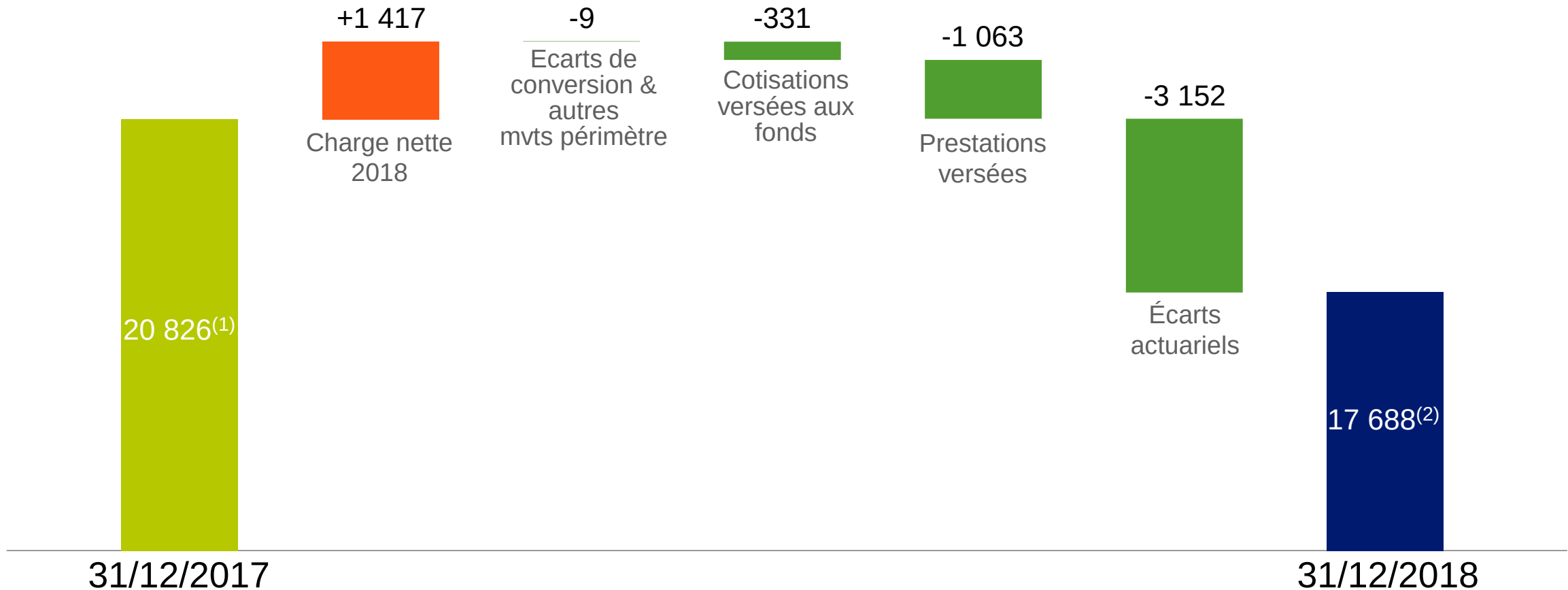
DEVIS DÉMANTÈLEMENT REP⁽¹⁾ : PRÉCISIONS SUR LE CHIFFRAGE

- ⇒ En 2016, révision du devis REP avec prise en compte des recommandations de l'audit commandité par la DGEC et du retour d'expérience du démantèlement des centrales de 1^{ère} génération (notamment Chooz A)
- ⇒ Mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée :
 - identification de l'ensemble des coûts (ingénierie, travaux, exploitation et traitement des déchets de démantèlement) et chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement
 - évaluation des coûts propres aux têtes de série (TTS 900 MW, transposée aux paliers 1 300 MW et 1 450 MW)
 - prise en compte d'effets de mutualisation et de série inhérents à la taille et à la configuration du parc en France :
 - **effets de mutualisation** : partage de bâtiments et d'équipements communs à plusieurs réacteurs (en France, à la différence d'autres pays, pas de réacteur isolé mais des sites avec 2, 4 et dans un cas 6 réacteurs) ; identité de certains coûts, que le démantèlement porte sur 2 ou 4 tranches (coûts de surveillance par exemple), traitement de déchets dans des installations centralisées (notamment gros composants comme les générateurs de vapeur)
 - **effets de série** (de même nature que ceux observés lors de la construction du parc) : sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois, les robots et outillages peuvent être largement réutilisés d'un chantier à l'autre
 - ⇒ Effet de série entre la TTS palier 900 MW et un réacteur moyen de l'ordre de 20 %
 - **Ces effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et d'autres pays n'est pas pertinente.**
- ⇒ La démarche mise en œuvre intègre des facteurs de prudence :
 - chiffrages n'intégrant que de façon marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage
 - Intégration d'une évaluation des risques, aléas et incertitudes
- ⇒ EDF continue par ailleurs à conforter ses analyses par l'intercomparaison internationale, prenant soin de prendre en compte les éléments pouvant fausser les comparaisons directes (différences de périmètres des devis, contextes nationaux et réglementaires, effets de série et de mutualisation inhérents à la taille et la configuration du parc français...)
- ⇒ Mise à jour du devis en 2017 et 2018, ayant donné lieu à des ajustements non significatifs

(1) REP : Réacteurs à Eau Pressurisée

PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL GROUPE : VARIATION DU PASSIF NET

En millions d'euros



(1) Dont 21 736 M€ de provisions pour avantages du personnel et (910) M€ d'actifs financiers non courants

(2) Dont 18 625 M€ de provisions pour avantages du personnel et (937) M€ d'actifs financiers non courants

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

Impact prévisionnel estimé⁽¹⁾ d'une hausse de 50 bp en 2019

En millions d'euros	Provisions nucléaires France ⁽²⁾	Provisions pour avantages du personnel France	Endettement Financier Net	TOTAL
Impact Ebitda		~120		~120
Impact résultat financier				
<i>Dont coût de l'endettement</i>			~(80)	~(80)
<i>Dont charge de désactualisation</i>	~250			~250
Impact Cash Flow Statement	~(100)	~(40)	~(60)	~(200)
Impact Dette Economique ⁽³⁾	~(300)	~(1 500)	~60	~(1 740)

Impact favorable d'environ +290 M€ sur le résultat avant impôt 2019 et -1,7 Md€ sur la dette économique

- (1) Estimation donnée à titre indicatif. L'exhaustivité des effets économiques d'une hausse des taux pour le Groupe n'est pas présentée ici. En particulier, non prise en compte de l'impact sur les actifs dédiés. Les parenthèses indiquent un impact défavorable sur les flux (augmentation de la charge ou diminution du produit) ou favorable sur la dette économique (diminution).
- (2) Provisions nucléaires France : hypothèse d'une hausse du taux de 5bps en 2019 en application de la formule, soit un taux d'actualisation simulé de 3,85 %
- (3) Dette Economique : endettement financier net + provisions (nettes de l'effet sur les actifs d'adossesment et après application d'un abattement fiscal de 30% sur les provisions pour avantage du personnel)

RÉSULTAT NET COURANT⁽¹⁾

En millions d'euros

	2017	2018
Résultat Net Part du Groupe	3 173	1 177
Plus-value de cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE ⁽²⁾	(1 462)	-
Pertes de valeur	518	598
Perte de valeur en quote-part de résultat net des entreprises associées et coentreprises ⁽³⁾	618	39
Variation de la juste valeur des instruments financiers IFRS 9	-	1 026
Autres dont effet impôts	(27)	(388)
Résultat net courant	2 820	2 452

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette 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 (voir section 5.1.4.9 « Résultat net courant »).

(2) CTE : holding détenant 100 % des titres RTE

(3) Cf. note 23.2.3 aux comptes consolidés au 31/12/2017

2018 : PREMIÈRE APPLICATION D'IFRS 15 CHIFFRE D'AFFAIRES (1)

≡ Pas de changement significatif dans les traitements comptables, à l'exception des opérations suivantes :

- Acheminement gaz et électricité : l'acheminement compris dans le contrat de fourniture d'électricité ou de gaz était jusqu'à présent reconnu en chiffre d'affaires par le fournisseur d'énergie (position de « principal »). Avec IFRS 15, au vu de l'analyse des cadres réglementaires et des contrats en vigueur, cette qualification est modifiée pour la France et la Belgique (position « d'agent ») et maintenue pour le Royaume-Uni et l'Italie. Cette nouvelle qualification entraîne ainsi une diminution du chiffre d'affaires, et corrélativement des achats d'acheminement (présentés en « Achats de combustible et d'énergie ») pour un montant équivalent, sur les segments suivants : France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (au titre de l'acheminement du gaz) ; International / Belgique (au titre de l'acheminement du gaz et de l'électricité)
 - Dans l'information sectorielle, le chiffre d'affaires lié à l'acheminement électricité figurait jusqu'à présent dans le segment France – Activités régulées, en tant que chiffre d'affaires inter-secteur. Avec l'application d'IFRS 15, il sera désormais présenté comme du chiffre d'affaires externe.
- Transactions de vente et d'achat d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation : l'analyse des contrats a conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net reflète de façon plus pertinente la réalité économique de ces transactions d'optimisation, alors que certaines entités du Groupe (Edison - segment Italie ; EDF Luminus - segment Autre international ; Dalkia – segment Autres métiers) présentaient jusqu'ici en brut le chiffre d'affaires avec pour contrepartie les achats d'énergie.
- Présentation en net des créances clients et acomptes reçus des clients mensualisés (6,6Mds€) ainsi que des créances et dettes fiscales associés (2,3 Mds€) sur le segment « France – Production et Commercialisation ».

➔ Diminution du chiffre d'affaires de 4,7Mds€ avec pour contrepartie une diminution équivalente des achats de combustibles et d'énergie, sans impact sur l'EBITDA

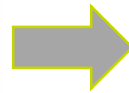
➔ Date d'application par le Groupe : 01/01/2018, avec données retraitées au titre de 2017

(1) Titre exact de la norme : « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ».

IFRS 15 : IMPACTS SUR LE CHIFFRE D'AFFAIRES 2017 ⁽¹⁾

CA 2017 publié

(en millions d'euros)	2017 publié
Chiffre d'affaires	
France – Activités de production et commercialisation	35 606
France – Activités régulées	15 896
Royaume-Uni	8 688
Italie	9 940
Autre international	4 822
Autres métiers	7 813
dont EDF Renouvelables ⁽³⁾	1 280
dont Dalkia ⁽³⁾	4 051
Éliminations inter-segments	(13 133)
TOTAL Groupe	69 632



CA 2017 retraité

(en millions d'euros)	2017 retraité
Chiffre d'affaires	
France – Activités de production et commercialisation ⁽²⁾	25 084
France – Activités régulées	15 836
Royaume-Uni	8 688
Italie	7 722
Autre international	3 166
Autres métiers ⁽²⁾	7 506
dont EDF Renouvelables ⁽³⁾	1 280
dont Dalkia ⁽³⁾	3 751
Éliminations inter-segments ⁽²⁾	(3 110)
TOTAL Groupe	64 892

(1) Impacts d'IFRS 15 non représentatifs des impacts au titre de l'exercice 2018 ou des années futures, ces impacts étant sensibles aux volumes d'acheminement, qui dépendent notamment du climat, du niveau de la demande et des tarifs d'acheminement et au volume des opérations d'optimisation, qui sont par nature très variables.

(2) Y compris impact lié aux évolutions sectorielles (IFRS 8).

(3) À compter du 01/01/2018, EDF Renouvelables et Dalkia constituent des secteurs opérationnels au sens de la norme IFRS 8.

2018 : PREMIERE APPLICATION D'IFRS 9 INSTRUMENTS FINANCIERS

- Les principaux impacts portent sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de Placement Collectif (OPC) et, à un degré moindre, sur le portefeuille actions :
- En vertu de la norme IAS 39, les variations de juste valeur de ces actifs étaient comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI) dans les capitaux propres ; les pertes et gains latents comptabilisés en OCI tout au long de la détention des titres étaient recyclés au compte de résultat lors de la vente (en plus ou moins-value de cession)
 - Désormais, selon la nouvelle norme, s'agissant des parts dans les OPC⁽¹⁾, les variations de juste valeur impactent directement le compte de résultat, générant une forte volatilité du résultat financier. L'impact de cette volatilité est exclu du Résultat Net Courant. Les plus ou moins-values latentes au 31/12/2017 ont été gelées dans les capitaux propres au 01/01/2018, sans possibilité de recyclage au compte de résultat ultérieurement, pour 1,9 Md€.
 - Le portefeuille actions est, en fonction d'une analyse titre par titre, classé soit à la juste valeur par compte de résultat (comme pour les parts d'OPC), soit à la juste valeur par capitaux propres non recyclables en résultat
 - Une part significative (15,9 Mds€ au 31/12/2017) des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille financier des actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France, qui à cet égard agit comme un investisseur de long terme. Les plus-values de cession auparavant comptabilisées en résultat financier et permettant de faire face pour partie à la charge de désactualisation des provisions nucléaires couvertes par les actifs dédiés sont désormais remplacées par des variations de juste valeur par nature volatiles

➔ Date d'application par le Groupe : 01/01/2018, sans retraitement de l'information comparative 2017, conformément aux dispositions d'IFRS 9.

➔ L'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9, en lieu et place d'IAS 39, sur le résultat du Groupe au 31 décembre 2017 est donné à titre informatif.

(1) Les parts dans les OPC sont qualifiées d'instruments de dettes. Elles ne passent pas le test « SPPI » (*solely payment of principal and interests*), leurs flux de trésorerie n'étant pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts, au contraire d'un titre obligataire standard

NORMES IFRS 15 ET 9 : IMPACTS SUR LES PRINCIPAUX AGREGATS 2017

<i>En milliards d'euros</i>	2017 publié	2017 retraité	Δ
Chiffre d'affaires	69,6	64,9	- 4,7
EBITDA	13,7	13,7	-
Résultat financier	-2,2	-2,0	+0,2
Résultat net courant	2,8	2,3	-0,5
Résultat net Part du Groupe	3,2	3,4	+0,2
Capitaux propres Part du Groupe	41,4	41,4	-
Endettement financier net (EFN)	33,0	33,0	-
EFN / EBITDA	2,4	2,4	-

Les retraitements ci-dessus sont donnés à titre d'information. Ils ne sont pas représentatifs des impacts au titre de l'exercice 2018 ou des années futures, ceux ci étant sensibles :

- S'agissant du **chiffre d'affaires** (IFRS 15), les impacts sont sensibles aux volumes d'acheminement, qui dépendent notamment des conditions climatiques, du niveau de la demande et des tarifs d'acheminement et au volume des opérations d'optimisation, qui sont par nature très variables
- S'agissant du **résultat financier** (IFRS 9), l'impact calculé au titre de l'exercice 2017 s'élève à +215M€ et s'explique par la non reconnaissance des PMV de cession réalisées en 2017 (-931 M€) intégrées dans le Résultat Net Courant 2017 et la comptabilisation des variations de juste valeur 2017, représentative de la volatilité sur l'exercice, soit +1,146 millions euros, exclue du Résultat Net Courant

NORME IFRS 16 LOCATIONS : ENTRÉE EN VIGUEUR AU 1^{ER} JANVIER 2019 (1/2)

- ⇒ Date d'application par le Groupe : 1er janvier 2019
- ⇒ L'exercice comparatif 2018 ne sera pas retraité, conformément aux dispositions de la norme IFRS 16. Une information spécifique est communiquée dans la note sur les changements de méthode
- ⇒ Tous les contrats de location, à l'exception de deux exemptions spécifiques (location court terme et contrats de faible valeur < 5000\$), seront comptabilisés au bilan en tant qu'actif de droit d'utilisation (« Right of Use » ou ROU) en contrepartie d'un passif financier
- ⇒ La mise en place de la norme conduit ainsi à constater, en lieu et place de charges de location (en autres consommations externes dans l'EBITDA), des charges d'amortissement et des charges financières
- ⇒ L'évaluation du ROU et de la dette repose sur les paiements de location fixe, en tenant compte de la durée probable du contrat (y compris les options de prolongation/résiliation raisonnablement certaines d'être exercées), actualisés au taux d'emprunt marginal du preneur
- ⇒ A la date de transition, la méthode dite « Rétrospective modifiée » (calcul de la dette et de l'actif au 01/01/2019 en appliquant les taux en vigueur à cette date) a été retenue
- ⇒ Les principaux contrats de location portent sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements) et des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure, sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques

NORME IFRS 16 LOCATIONS : ENTRÉE EN VIGUEUR AU 1^{ER} JANVIER 2019 (2/2)

Les impacts estimés au 31/12/2018 :

Impact Dette : +4,5 Md€

- Les variations résultent principalement de :
 - Renouvellements et nouveaux contrats : +0,7 Md€
 - Remboursement de la dette et fin de contrats : -0,6 Md€

Impact EBITDA : +0,5 Md€

- Annulation charges de loyer : +0,7 Md€
- Annulation fraction plus-value de cession de biens immobiliers : -0,2 Md€

Charge d'amortissement: -0,6 Md€

Charge financière : -0,1 Md€

Résultat avant impôts : -0,2 Md€

Réconciliation des engagements hors bilan de location au 31/12/2018 avec la dette IFRS 16 estimée :

EHB location au 31/12/2018 4,4 Md€

- Exemptions d'IFRS 16 -0,1 Md€
- Différences dans les durées retenues liées aux options de résiliation et de prolongation +1,1 Md€
- Contrats signés en 2018 pour un actif disponible après le 1er janvier 2019 -0,3 Md€
- Autres -0,1 Md€

Dette locative non actualisée 5,0 Md€

- Effet de l'actualisation -0,5 Md€

Dette locative actualisée au 31/12/2018 4,5 Md€

OBJECTIFS 2019 ET PERSPECTIVES MOYEN TERME⁽¹⁾ – IMPACT IFRS 16

		Avant l'application d'IFRS 16	Impact de l'application d'IFRS 16
OBJECTIFS 2019	EBITDA ⁽²⁾	15,3 – 16,0 Mds€	+700 M€
	RÉDUCTION DES CHARGES OPÉRATIONNELLES ⁽³⁾	~1,1 Md€ vs. 2015	
	CASH FLOW hors HPC et Linky	> 0	+640 M€ ⁽⁶⁾
AMBITIONS 2019-2020	INVESTISSEMENTS NETS TOTAUX ⁽⁴⁾ hors acquisitions et « cessions Groupe 2019-2020 »	~15 Mds€ / an	
	CESSIONS GROUPE 2019-2020	2 à 3 Mds€	
	ENDETTEMENT FINANCIER NET / EBITDA ⁽²⁾	≤2,5x	+0,2x ⁽⁷⁾
	DIVIDENDE	45 - 50%	
	- Taux de distribution cible du Résultat net courant⁽⁵⁾ - Etat engagé à opter pour un paiement en actions du solde du dividende 2018 et des dividendes relatifs aux exercices 2019 et 2020		

(1) A environnement legal et réglementaire inchangé en France.

(2) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2019 et d'hypothèses de production nucléaire France de 395 TWh. A conditions de prix de début février 2019 (environ 50 €/MWh) pour les volumes France 2020 non couverts.

(3) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services

(4) Conformément aux prévisions du Groupe concernant le coût à terminaison et le calendrier d'achèvement du projet Flamanville 3

(5) Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres

(6) L'impact de l'application d'IFRS 16 sur les flux de trésorerie découle de l'augmentation de l'EBITDA (plus de coûts de location) et de la comptabilisation des intérêts financiers payés sur les dettes financières nettes d'IFRS 16. Ce flux de trésorerie supplémentaire, effet mécanique de l'application de la norme IFRS 16, est affecté au remboursement du principal de la dette financière nette selon la norme IFRS 16.

(7) Cet impact inclut l'augmentation de l'EBITDA d'une part et la comptabilisation de la dette financière nette selon les normes IFRS d'autre part.



RÉSULTATS ANNUELS 2018

Annexes

Financement et trésorerie



ENDETTEMENT ET LIQUIDITÉ

En milliards d'euros

31/12/2016

31/12/2017

31/12/2018

Endettement financier net

37,4

33,0

33,4

Ratio EFN / EBITDA

2,3x

2,4x

2,2x

Dette

- Dette obligataire
- Maturité moyenne de la dette brute (années)
- Coupon moyen

51,9

47,3

50,4

13,4

13,7

13,6

2,73 %

2,95 %

2,87 %

Liquidité brute⁽¹⁾

36,9

34,6

35,2

(1) Avec trésorerie et équivalent de trésorerie, Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides), et ligne de crédit non-tiré

ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros

31/12/2016

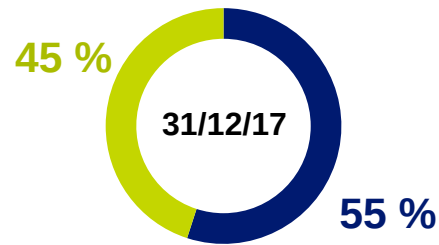
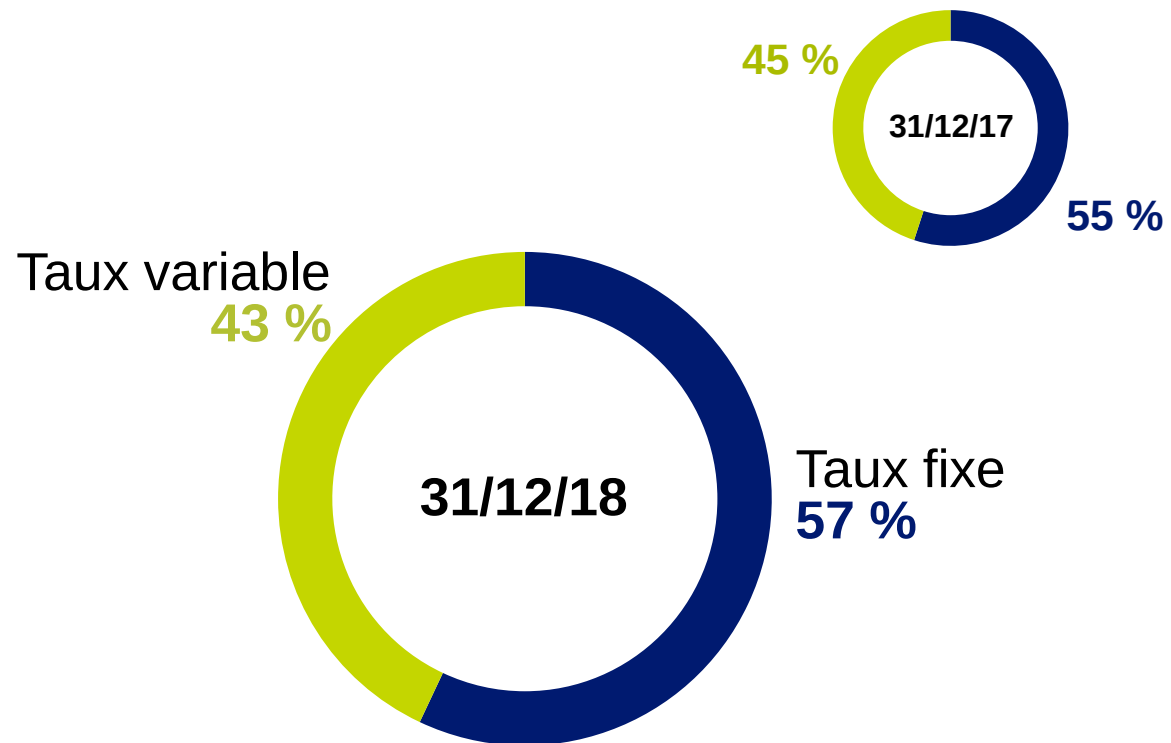
31/12/2017

31/12/2018

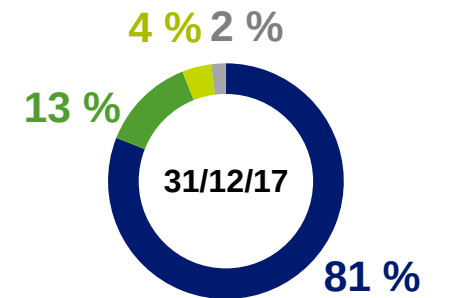
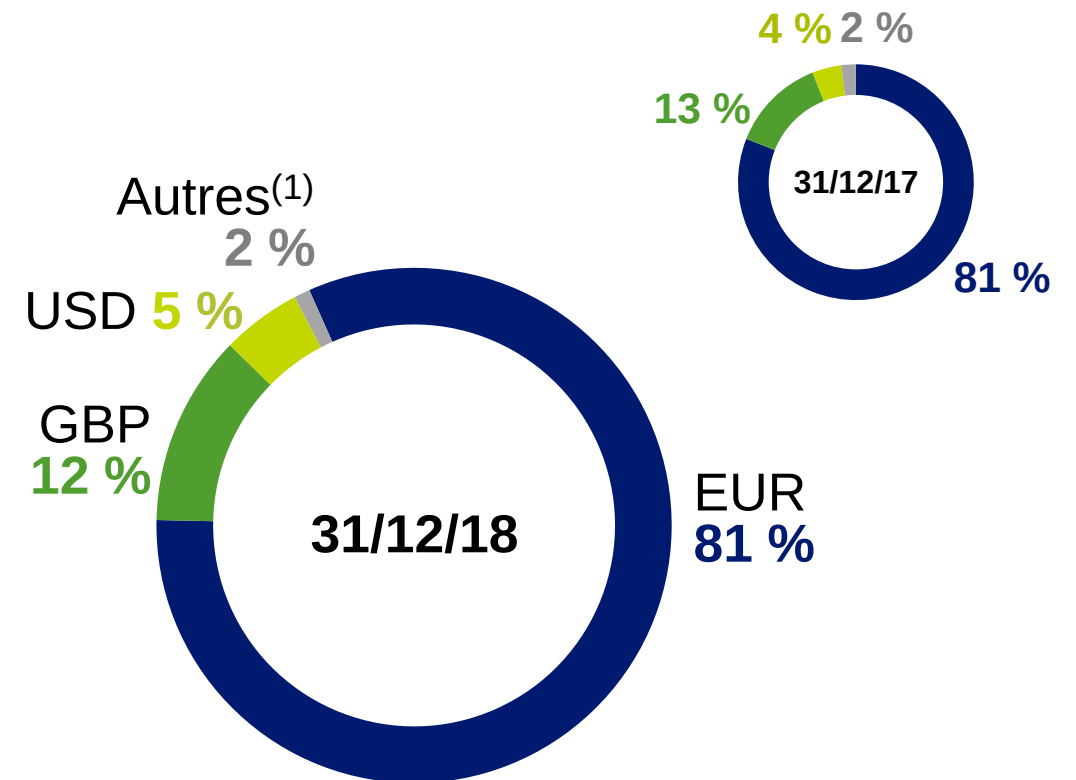
Emprunts et dettes financières	65 195	56 846	59 188
Dérivés de couverture de dettes	(3 965)	(1 176)	(1 972)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 893)	(3 692)	(3 290)
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(22 266)	(18 963)	(20 538)
Dettes financières nettes reclassées (IFRS 5)	1 354	-	-
Endettement financier net	37 425	33 015	33 388

DETTE FINANCIÈRE BRUTE APRÈS SWAPS

Ventilation par type de taux



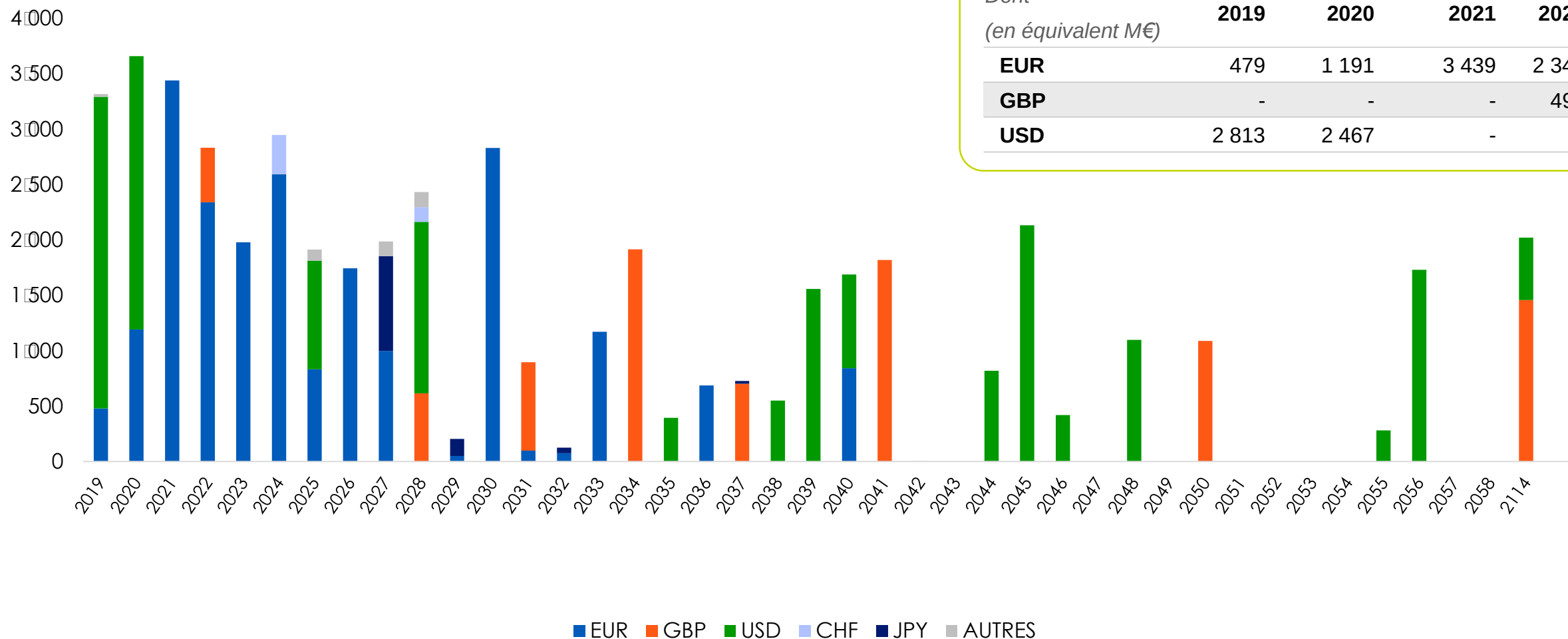
Ventilation par devise



(1) Principalement CHF, PLN, CAD et JPY

TOMBÉES DE DETTES OBLIGATAIRES PAR DEVISE

En millions d'euros, avant swaps



Dont (en équivalent M€)	2019	2020	2021	2022
EUR	479	1 191	3 439	2 341
GBP	-	-	-	491
USD	2 813	2 467	-	-

PRINCIPAUX EMPRUNTS OBLIGATAIRES AU 31 DÉCEMBRE 2018

	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
	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 %
Green Bond	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
	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 %
	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
	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 %
	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

PRÉSENTATION DU STOCK DE TITRES HYBRIDES

Refinancement d'une partie du stock de titres hybrides

Objectifs de l'opération

Refinancement de certaines souches existantes

Allongement de la durée moyenne du stock de titres hybrides de 6 mois

Diminution du coût moyen du stock de titres hybrides

Principaux éléments

EDF a refinancé par anticipation une partie des titres hybrides :

- Le 25 septembre 2018 : Emission d'une nouvelle souche hybride perpétuelle pour un montant de 1,25 Md€
- Le 2 octobre 2018 : Finalisation de l'offre de rachat partielle portant sur 4 souches hybrides existantes pour un montant total de 1,25 Md€

Le volume cumulé de titres hybrides reste inchangé à l'issue de l'opération

Stock de titres hybrides suite au refinancement au 31 décembre 2018 (EUR et EUR eqv.)⁽¹⁾

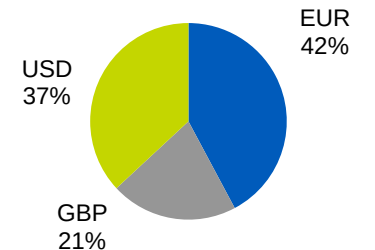
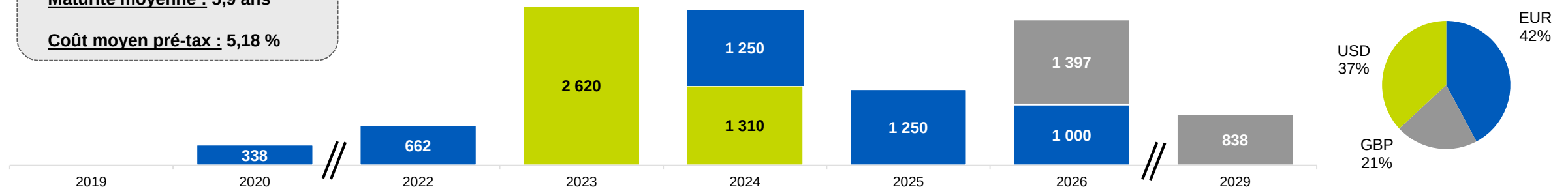
Montant total : € eqv. 10,66 Mds

Maturité moyenne : 5,9 ans

Coût moyen pré-tax : 5,18 %

Echéancier en base correspondant aux premières dates de call

Répartition du stock par devise



GREEN BONDS : ALLOCATION DES FONDS

Fonds alloués au 31/12/2018 (en millions de devises)

Date d'émission ⁽¹⁾	Maturité (en années)	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Construction par EDF Renouvelables de nouvelles capacités renouvelables	Rénovation, modernisation et développement d'ouvrages hydroélectriques existants en France métropolitaine	Total (% des fonds levés)
Nov. 2013	7,5	1 400	EUR	1 400	<i>Non inclus dans les « Use of Proceeds »</i>	1 400 (100 %)
Oct. 2015	10	1 250	USD	1 250	<i>Non inclus dans les « Use of Proceeds »</i>	1 250 (100 %)
Oct. 2016	10	1 750	EUR	764	424	1 188 (68 %)
Jan. 2017	12	19 600	JPY	-	-	-
Jan. 2017	15	6 400	JPY	-	-	-

Green Bond Euro d'octobre 2016

Près de 70 % des fonds alloués

- ~2/3 dédiés au financement de la construction de 5 projets éoliens aux Etats-Unis et au Canada et 1 projet solaire au Mexique
- ~1/3 dédié au financement de plus de 400 opérations de rénovation, de modernisation et de développement d'ouvrages hydroélectriques existants en France

Finalisation de l'allocation des fonds prévue en 2019

⁽¹⁾ Date de réception des fonds

GREEN BONDS : ÉMISSIONS DE CO₂ ÉVITÉES

Date d'émission	Fonds levés	Fonds alloués	Projets financés par le Green Bond	Part des investissements totaux financés par le Green Bond	Capacité totale des projets financés (en MW)		Production supplémentaire attendue (en TWh/an)		CO ₂ évité attendu (en Mt/an)	
					Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Nov. 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	13 projets ⁽³⁾ EDF Renouvelables	59 %	1 755	976	7,0	4,1	2,94	1,64
Oct. 2015	1,25 Md\$	1,25 Md\$	7 projets ^(3,4) EDF Renouvelables	58 %	1 306	832	5,4	3,3	3,23	1,97
Oct. 2016	1,75 Md€	764 M€	6 projets ⁽⁴⁾ EDF Renouvelables	65 %	878	574	3,3	2,1	1,40	0,85
		424 M€	411 opérations EDF Hydro	100 % ⁽⁵⁾	17 064	17 064	0,2 ⁽⁶⁾	0,2⁽⁶⁾	0,01 ⁽⁶⁾	0,01⁽⁶⁾

⇒ Baisse d'environ 10 % des émissions de CO₂ évitées des Green Bonds n°1 et 2 par rapport aux émissions estimées à fin 2017, en raison de la baisse des facteurs d'émissions des réseaux aux Etats-Unis

⇒ Part des capacités financées détenue par EDF fin décembre 2018 :

- Green Bond n°1 (novembre 2013) : 65 %
- Green Bond n°2 (octobre 2015) : 46 %
- Green Bond n°3 (octobre 2016) : 98 %

La liste détaillée des projets EDF Renouvelables et des opérations d'investissements hydraulique par catégorie sera publiée dans le document de référence EDF 2018

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un financement du Green Bond correspondant

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

(3) Dont 1 projet financé à la fois par le Green Bond de novembre 2013 et celui d'octobre 2015

(4) Dont 1 projet financé à la fois par le Green Bond d'octobre 2015 et celui d'octobre 2016

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

(6) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet Romanche-Gavet

NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE

- Maintien d'un haut niveau de performance : réintégration de la *CDP Climate change A List* et confirmation dans le *DJSI World*
- Progression de la notation par Sustainalytics et VigeoEiris (inclusion dans les 4 indices auxquels le Groupe est éligible)



EDF confirmé au DJSI World en 2018
Bronze Class du Sustainability Yearbook 2018, 8e des 91 Electric Utilities

Résultat EDF

2017 84 %

2018 79 %

Moyenne du secteur « Electric Utilities »

50%

46 %



EDF membre de la A list pour la 2e fois, membre du CDLI France et Bénélux 2018
 (Climate Disclosure Leadership Index)

Score annuel global

2017

2018

Performance et transparence

A-

A



EDF membre du FTSE4Good Index
 Admission du Groupe confirmée en **2018**
EDF 3^{ème} entreprise de son secteur d'activité

EDF noté 4,4/5 en 2018 (vs 4,6 /5 en 2017)

EDF fait partie des 5 opérateurs nucléaires mondiaux
 répondant aux critères stricts développés et suivis par le
 FTSE4Good Policy Committee



EDF membre du STOXX ESG Leaders Index 2018, 6e des 193 Utilities et 1er parmi ses pairs

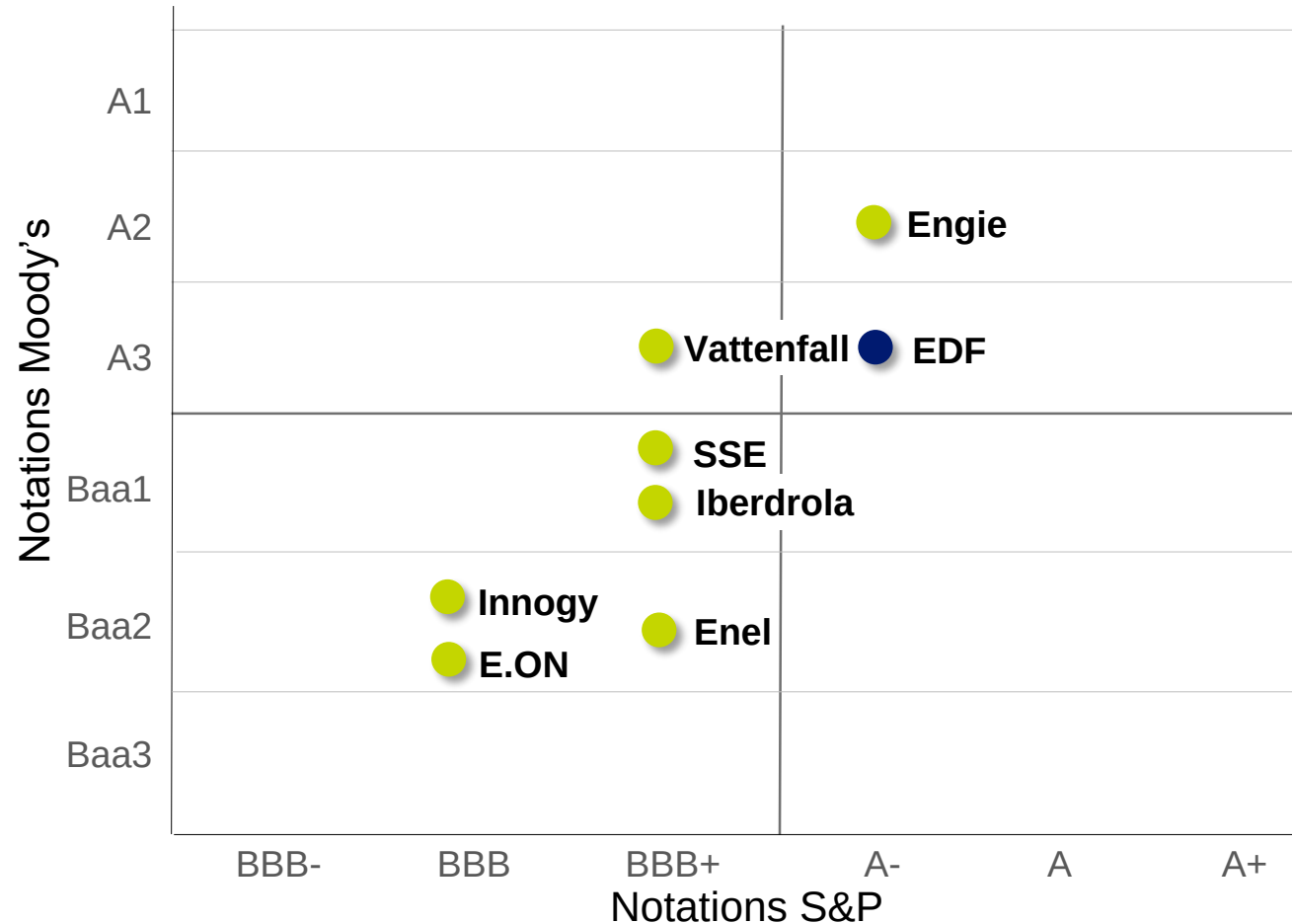
EDF noté 83/100 en 2018 (vs. 82/100 en 2017)



EDF membre de tous les Euronext VigeoEiris indices : World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20 et 5e des 62 Electric & Gas Utilities

EDF noté 66/100 en 2018 (vs. 60/100 en 2016)

NOTATIONS FINANCIÈRES COMPARÉES



	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
EDF	A- négative⁽¹⁾	A3 stable⁽²⁾	A- stable⁽³⁾
Engie	A - stable	A2 stable	A stable
E.ON	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable
Uniper	BBB stable	n.d.	n.d.
Enel	BBB+ stable	Baa2 stable	A- stable
RWE	n.d	Baa3 stable	BBB stable
Iberdrola	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ stable
SSE	BBB+ Stable	Baa1 Stable	BBB+ stable
Vattenfall	BBB+ stable	A3 stable	BBB+ stable
Innogy	BBB stable	Baa2 stable	BBB+ stable

Sources : agences de notation, données au 14/02/2019

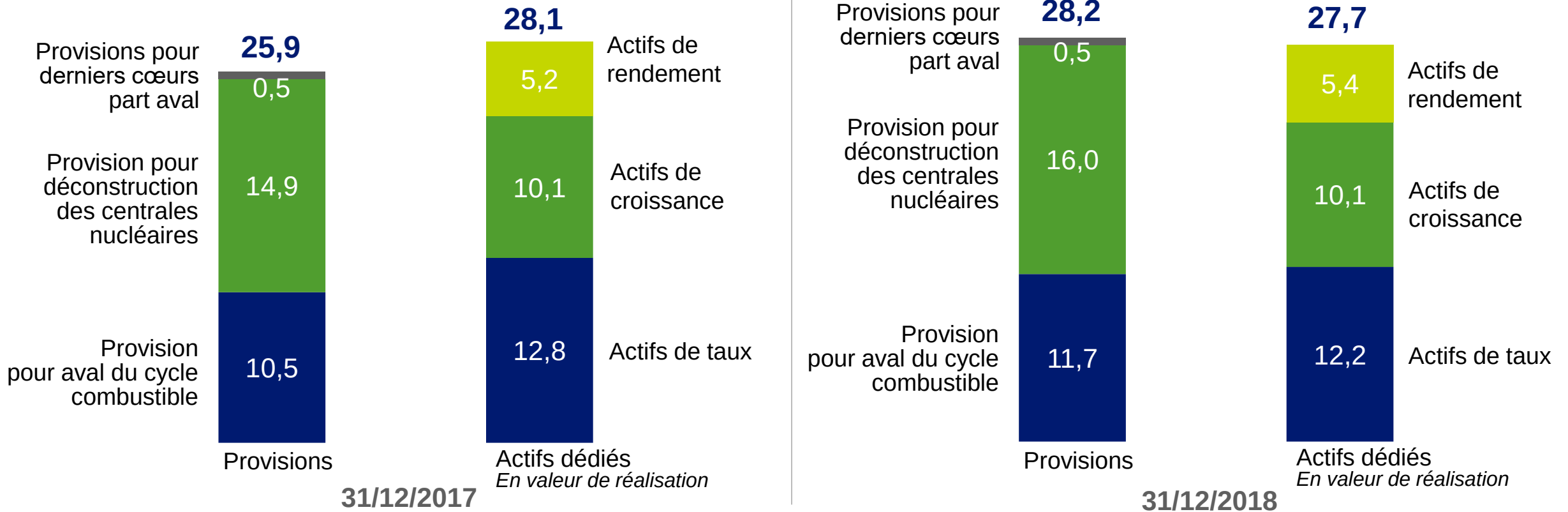
(1) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par S&P en date du 20 novembre 2017

(2) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Moody's en date du 28 septembre 2016

(3) Actualisation de la notation et des perspectives du groupe EDF par Fitch en date du 9 novembre 2018

ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA⁽¹⁾

En milliards d'euros



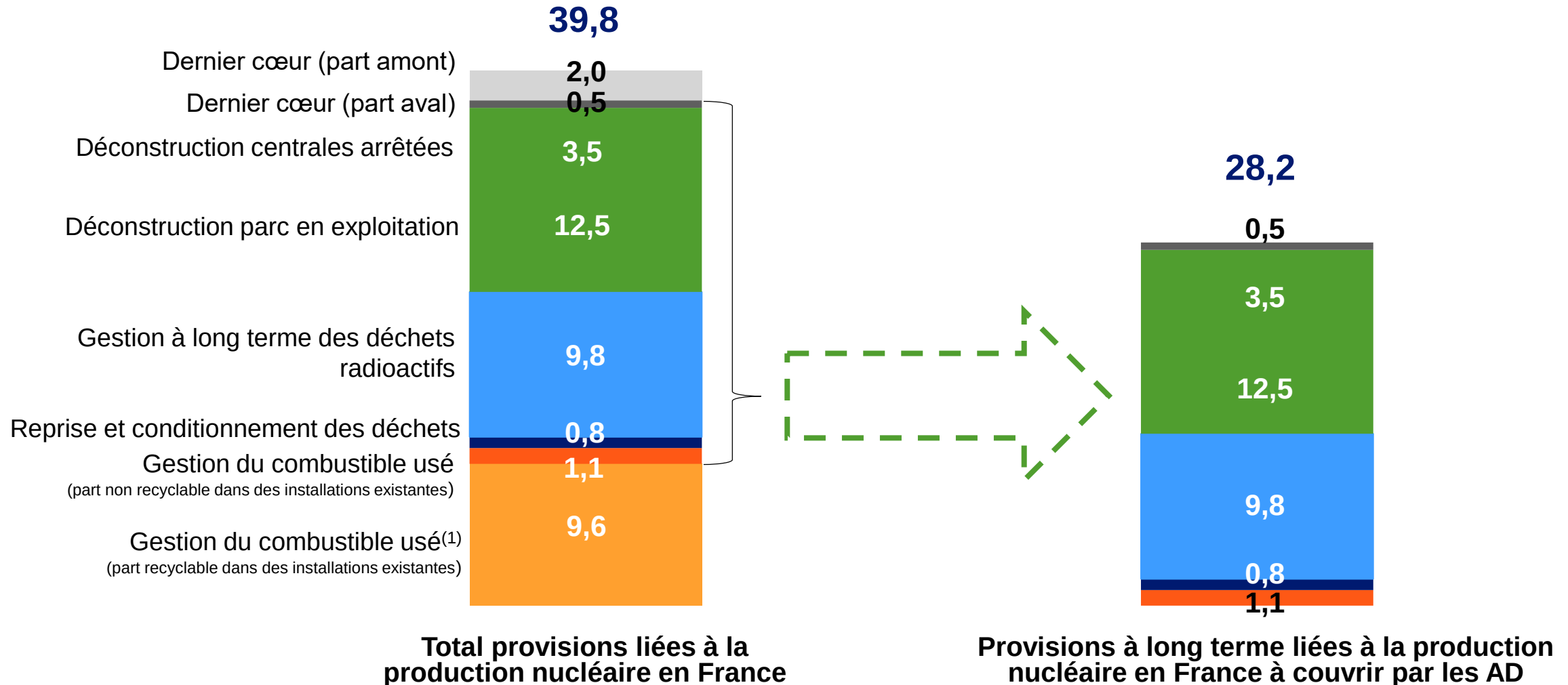
- Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 98,3%⁽²⁾ contre 108,5 % au 31 décembre 2017
- Obligation réglementaire de doter les actifs dédiés pour compenser l'effet des changements d'hypothèses sur les provisions (principalement taux d'actualisation) la dotation au titre de 2018 est de 1 337 M€. L'autorité administrative a autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 M€ en 2019 (soit environ 40% de la dotation) ainsi qu'en 2020 et 257 M€ en 2021. En tenant compte de la dotation en 2019 au titre de 2018, le taux de couverture pro forma au 31/12/2018 serait ainsi de 100,2 %

(1) N'incluent pas les actifs dédiés de Framatome et Socodei

(2) Les conditions de marché très volatiles fin 2018 ont affecté le taux au 31/12/2018. Si la performance en décembre 2018 des actions et obligations cotées avait été nulle au lieu d'être fortement négative, le taux de couverture estimé à cette date aurait été >100%. Compte tenu du rebond des marchés sur janvier 2019, le taux de couverture estimé était supérieur à 100 % au 31/01/2019.

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

En milliards d'euros

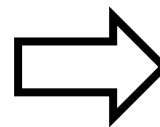
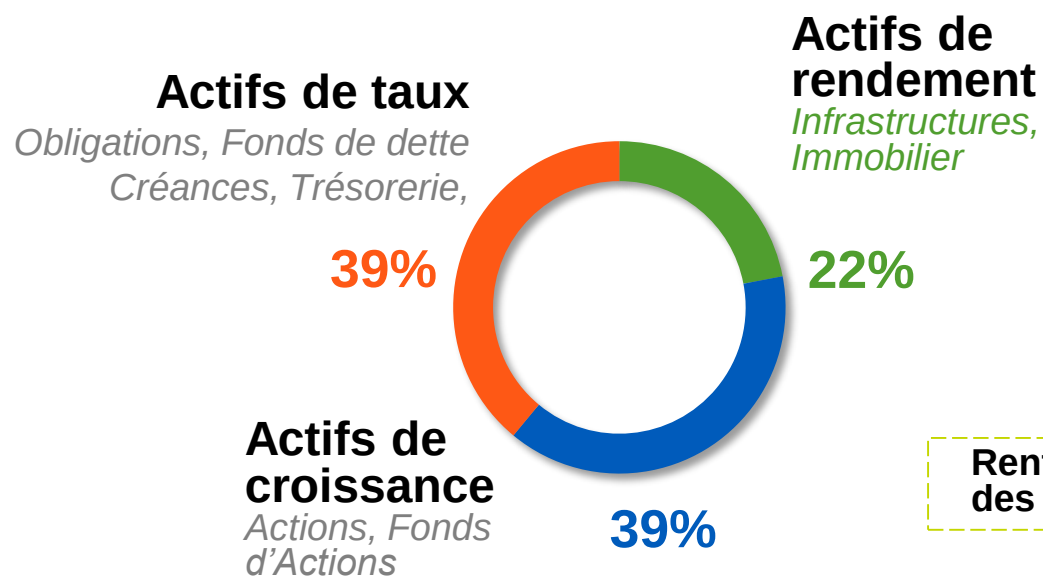


(1) Liée au cycle d'exploitation

EVOLUTION DE L'ALLOCATION STRATEGIQUE

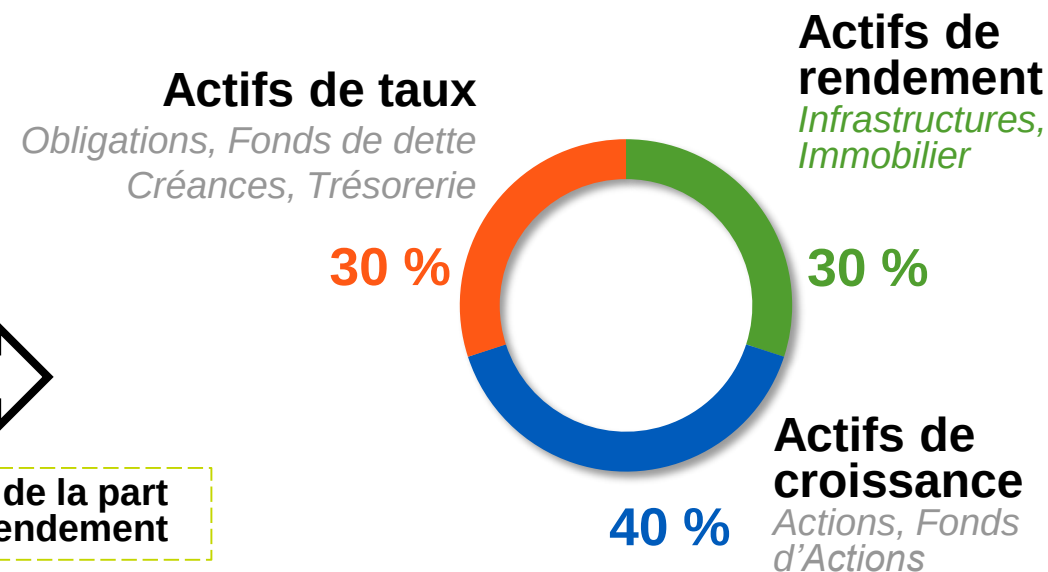
- Une nouvelle allocation stratégique a été définie en 2018 pour améliorer l'adéquation du profil des actifs dédiés à la nature long terme des décaissements à couvrir
- Les cibles de la nouvelle allocation seront atteintes progressivement en fonction des investissements

Ancienne allocation stratégique depuis 2013



Renforcement de la part
des actifs de rendement

Nouvelle allocation stratégique en vigueur depuis Juin 2018



PERFORMANCE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF SA⁽¹⁾

Actifs de rendement : +7,0 %

- Performance des actifs de rendement (infrastructures et immobilier) satisfaisante. En 2018, EDF Invest a poursuivi le développement et la diversification de son portefeuille

Actifs de croissance : -7,0 %

- La performance a été principalement impactée par la volatilité des marchés actions internationaux, en particulier à la fin de l'année, malgré la gestion prudente caractérisée notamment par une relative neutralité en termes d'allocation géographique

Actifs de taux : -0,4 %

- La performance a été pénalisée par un contexte de taux toujours très bas, malgré la gestion prudente adoptée sur les marchés obligataires, avec le maintien d'une sensibilité relativement faible, une baisse de l'exposition aux emprunts d'Etat italiens au deuxième semestre et au crédit en début d'année
- La créance CSPE a été remboursée selon le calendrier prévisionnel : 1 194 M€ de principal ont ainsi été reçus sur 2018 au titre de 2018, réinvestis conformément à l'allocation stratégique

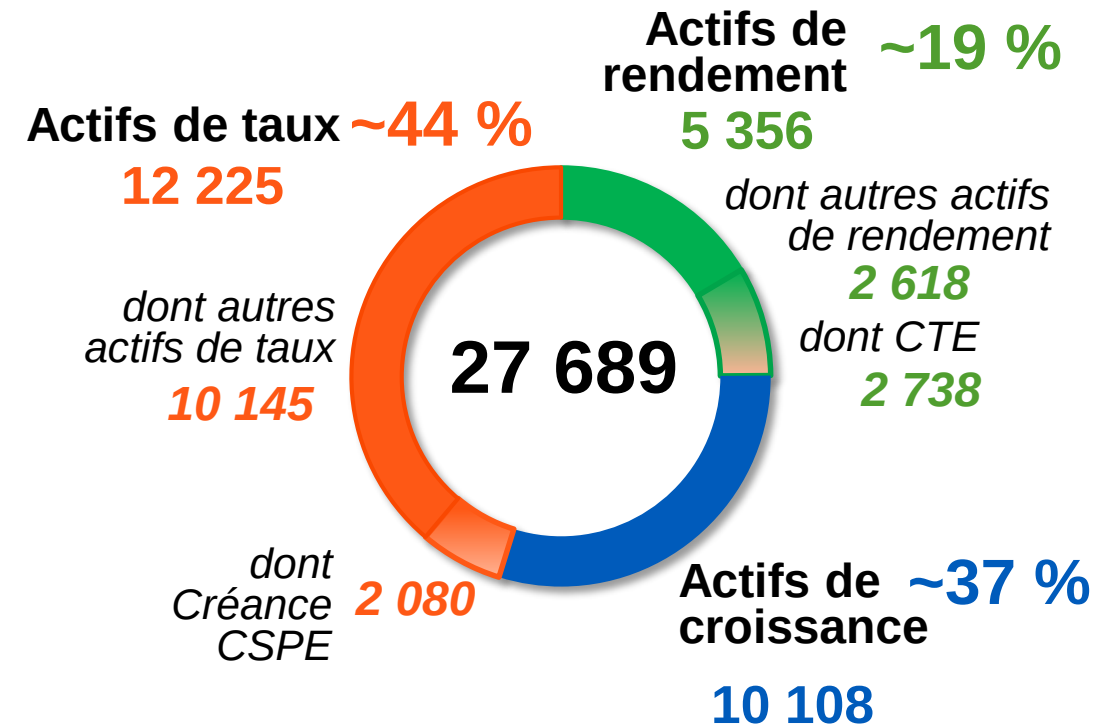
Performance 2018 : -1,6 %⁽¹⁾

Performance moyenne annualisée de +5,7 % depuis 2004

(1) Performance avant impôts non annualisée

Composition du portefeuille au 31 décembre 2018

En millions d'euros, en valeur de réalisation





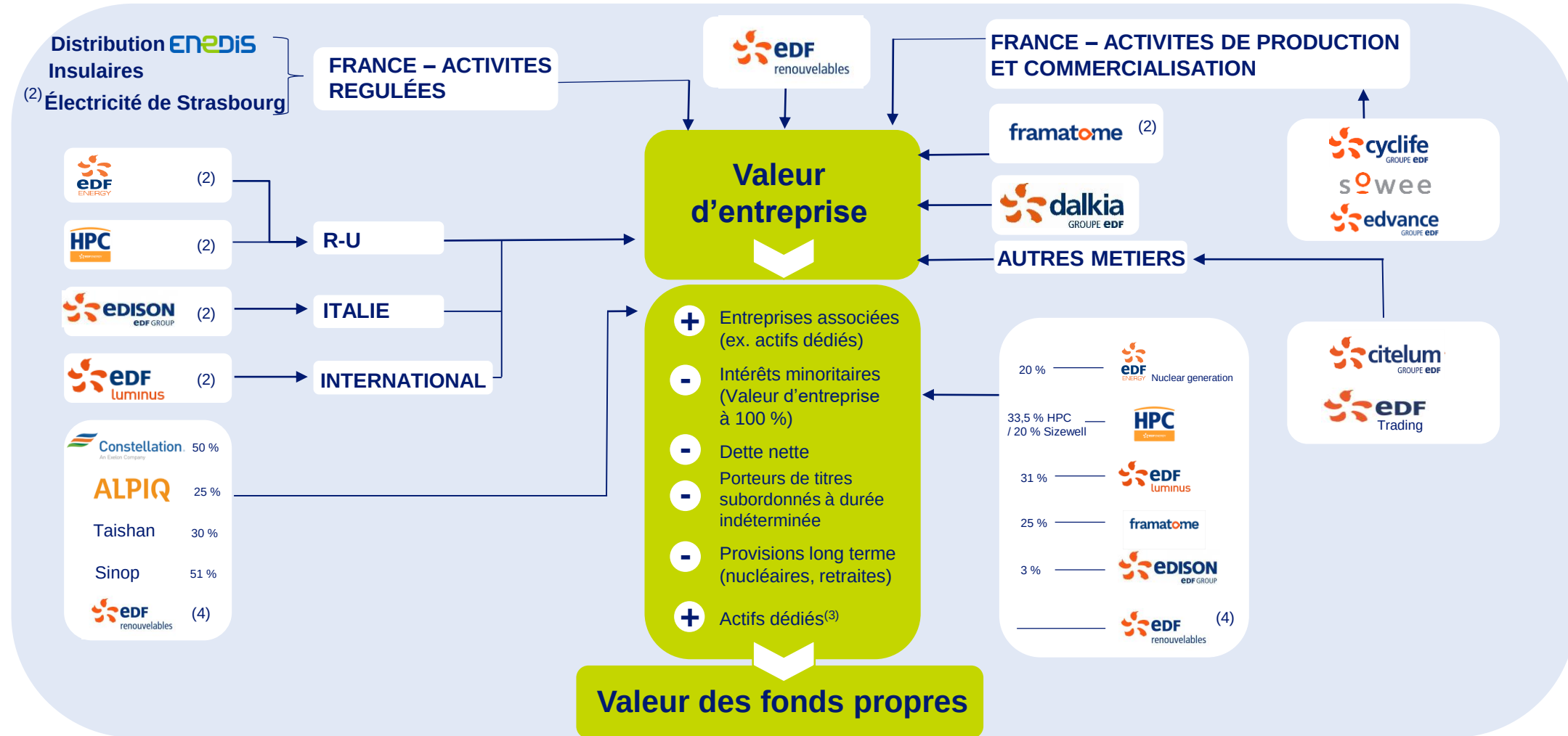
RÉSULTATS ANNUELS 2018

Annexes

Stratégie et investissements



GROUPE EDF : ORGANIGRAMME⁽¹⁾



(1) Organigramme simplifié

(2) Participations avec des intérêts minoritaires non négligeables

(3) Cf annexe « Performance des actifs dédiés d'EDF SA » en p.60

(4) Entreprises et participations détenues à différents niveaux par le groupe EDF Renouvelables

EPR DE FLAMANVILLE 3 (1 650 MW)



Avancement du chantier à janvier 2019

- Génie civil principal achevé
- Avancement des montages électromécaniques à 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 ⁽¹⁾ à 58 %
- Avancement des transferts de responsabilité des installations à l'exploitant à 47 %

Déroulement de la phase d'essais d'ensemble

- Du 18 décembre 2017 au 6 janvier 2018 : essais dits « à froid » (remplissage en eau sous pression du circuit primaire) dont la réalisation, avec succès, du test d'étanchéité du circuit primaire du réacteur⁽²⁾
- 3 avril 2018 : fin des opérations de mise sous pression du bâtiment réacteur, dite « épreuve enceinte » ⁽³⁾
- Le début des essais dits « à chaud » est prévu pour la deuxième quinzaine de février ⁽⁴⁾

Mise à niveau des soudures du circuit secondaire ⁽⁵⁾

EDF a décidé en juillet 2018 ⁽⁶⁾ la réparation de 33 soudures qui présentent des écarts de qualité ainsi que la remise à niveau complète de 20 soudures qui ne respectaient pas l'exigence d'exclusion de rupture ⁽⁷⁾ ; par ailleurs 8 soudures vont faire l'objet d'une justification spécifique auprès de l'ASN qui se prononcera en mai prochain ⁽⁸⁾.

- Écarts de qualité : les réparations des soudures ont débuté fin juillet 2018
- Exigence d'exclusion de rupture : les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018
- S'agissant des 8 autres soudures situées au niveau de l'enceinte, les discussions se poursuivent avec l'ASN ⁽⁸⁾

Planning et coût ⁽⁸⁾

Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera effectué après la publication de l'avis de l'ASN en mai 2019. D'ici là les équipes d'EDF et de ses partenaires industriels restent pleinement mobilisées pour réaliser le chargement du combustible au 4^{ème} trimestre 2019 dans un objectif de coût de construction pour EDF à la date de mise en service maintenu à 10,9 milliards d'euros ⁽⁹⁾.

A titre conservatoire, EDF pourrait demander, d'ici la fin du mois de Mars 2019, la modification du décret d'autorisation de création de Flamanville 3 pour en prolonger le délai.

(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. communiqués de presse EDF du 9 octobre 2017 et du 8 janvier 2018.

(3) Cf. communiqué de presse EDF du 10 avril 2018.

(4) Cf. communiqué de presse EDF du 21 janvier 2019.

(5) Circuit fermé dans lequel la vapeur produite dans le générateur de vapeur est évacuée vers la turbine. Une fois condensée, l'eau est ramenée vers le générateur de vapeur.

(6) Cf. communiqué de presse EDF du 25 juillet 2018.

(7) Cf. déclaration Événement significatif relatif à la bonne application des exigences dites de « haute qualité » du 30 novembre 2017.

(8) Cf. communiqué de presse EDF du 31 janvier 2019.

(9) En euros 2015, hors intérêts intercalaires.

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. Jaitapur est le projet phare de cette coopération. 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.



- Le samedi 10 mars 2018, 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 assurerait 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. Le Groupe apporterait également à NPCIL son expérience dans 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, signé le 12 mars par Mr Levy, en présence du Président Français, 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 de 2019 pour NPCIL et d'EDF est la signature d'un accord définitif et engageant (General Framework Agreement) et de démarrer les études nécessaires au projet (Front End Engineering and Design).

CHINE TAISHAN 1 ET 2 (EDF 30 %)

Avancement du chantier au 31 décembre 2018

Unité 1

- Autorisation de chargement du combustible le 10 avril 2018
- Première réaction en chaîne le 6 juin 2018
- Premier raccordement au réseau électrique le 29 juin 2018

- Mise en service commerciale le 13 décembre 2018

Unité 2

- Fin des essais hydrauliques du circuit primaire le 12 juillet 2018
- Fin des essais à chaud le 25 Janvier 2019

Prochaines étapes communiquées par CGN

Unité 2

- Mise en service commerciale en 2019

2 EPR de 1 750 MW en construction



PROJET D'HINKLEY POINT C

⇒ Rappel des éléments clés sur le projet Hinkley Point C ⁽¹⁾⁽²⁾

- Jalon « J0 » : Achèvement de la coulée du premier béton de sûreté nucléaire du radier de la tranche 1 prévu pour mi-2019.
- Coûts à terminaison du projet estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015⁽³⁾, en augmentation de 1,5 milliard de livres sterling 2015⁽⁴⁾ par rapport au coût initial, sous réserve du déploiement des plans d'action nécessaires à l'atteinte de cet objectif
- Livraison de la tranche 1 prévue fin 2025. Risque de report de la livraison estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. La matérialisation de ce risque induirait un coût supplémentaire de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015⁽³⁾

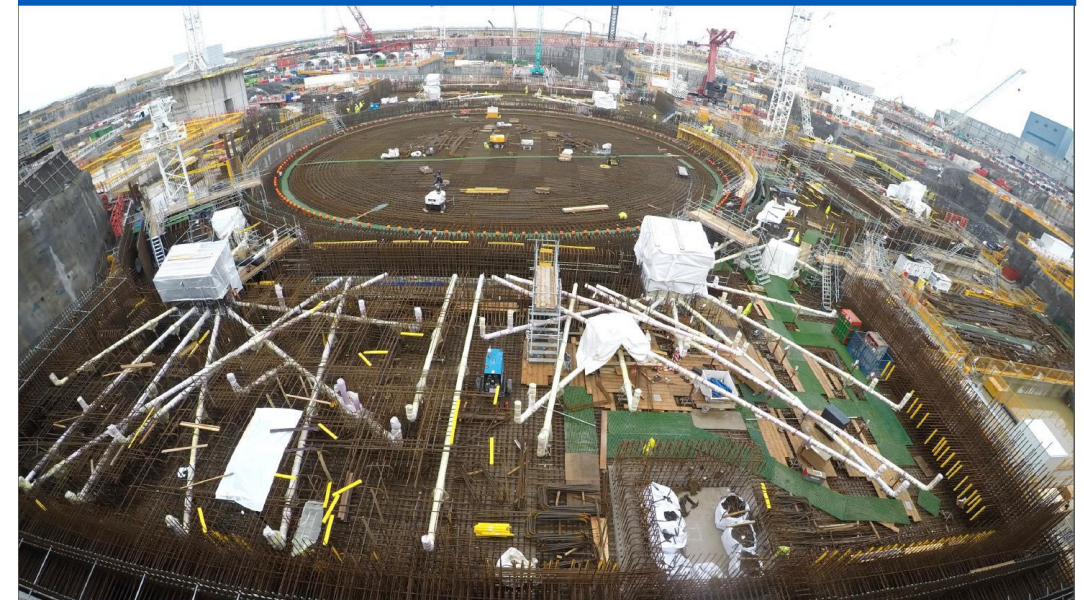
⇒ Projet en ligne avec l'objectif « J0 » à ce stade :

- Design définitif arrêté le 26 Septembre 2018
- Réalisation des 4 objectifs fixés pour 2018 :
 - Achèvement de la construction de la galerie précontrainte de l'unité 1 Le chantier de l'unité 2 a également démarré
 - Achèvement de l'excavation profonde de l'unité 1, qui accueillera la station de pompage (54 m de haut)
 - Livraison du bloc de design pour le radier de l'îlot nucléaire de l'unité 1, permettant le démarrage du chantier
 - Première coulée de béton pour le radier de l'îlot nucléaire de l'unité 1

(1) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 3 juillet 2017.

(2) Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF déploie une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement HPC.

2 EPR de 1 630 MW en construction



(3) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro. Le taux de change au 31 décembre 2018 était de 1,12 euro

(4) Surcoûts nets des plans d'actions.

PARC NUCLÉAIRE EXISTANT ET PROGRAMME GRAND CARÉNAGE

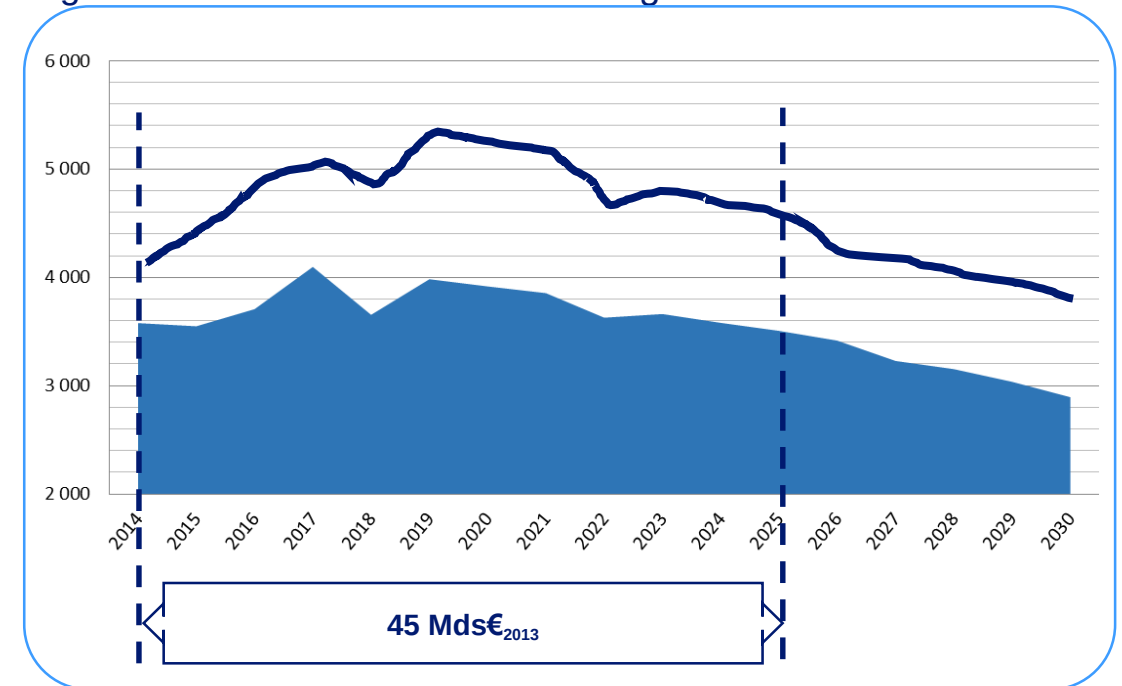
- ⇒ Stratégie industrielle de poursuite du fonctionnement des centrales après 40 ans pour un mix énergétique compétitif
 - ⇒ Capacité technique des installations à fonctionner après 40 ans, confortée par les *benchmarks* internationaux pour des technologies analogues
 - ⇒ Allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW (sauf Fessenheim) à partir du 1^{er} janvier 2016
 - ⇒ Stratégie confirmée par les orientations données pour la Programmation Pluriannuelle de l'Energie

Programme du Grand Carénage

- ⇒ Programme intégrant la totalité des investissements dans le parc nucléaire existant : investissements de maintenance, rénovation ou remplacement des gros composants, visites décennales de sûreté et modifications « post Fukushima »
- ⇒ Coût du programme sur la période 2014-2025 : investissements totaux d'un montant initial de 55 Mds€₂₀₁₃, révisé à 45 Mds€⁽¹⁾₂₀₁₃ grâce à une optimisation du projet, permettant une réduction et un report au-delà de 2025

— Chronique initiale de 55 Mds€₂₀₁₃

■ Chronique actuelle de 45 Mds€⁽¹⁾₂₀₁₃

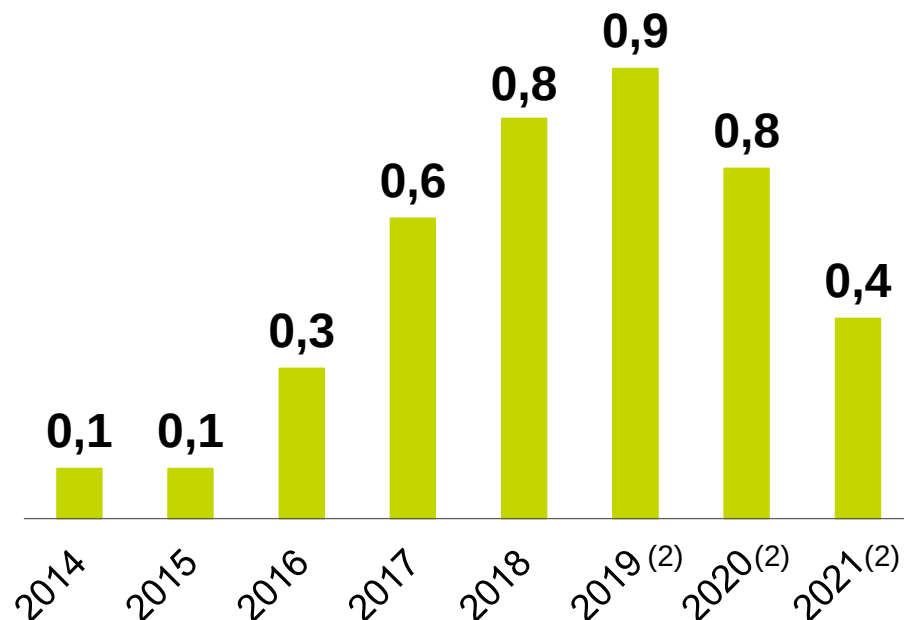


(1) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluaient, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global tel que présenté par la Cour des comptes proche de 100 milliards d'euros₂₀₁₃ pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros₂₀₁₃, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros₂₀₁₃. Au sein des 74,73 milliards d'euros₂₀₁₃ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros₂₀₁₃ 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 Mds€



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

(2) Chiffres estimés

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

Principaux éléments

- Objectif d'équipement de ~34 millions de compteurs Linky d'ici 2021 : soit un peu plus de 90% du parc
- Montant d'investissement réévalué à la baisse de 4,5 Mds€ à 4⁽³⁾ Mds€ sur la période de déploiement 2014-2021
- Régulation spécifique sur une période de 20 ans (BAR et rémunération Linky dédiée)

Points-clés au 31/12/2018

- Respect des objectifs de la régulation incitative en matière de coûts, de délais et de performance du système
- ~15,6 millions de clients disposent d'un compteur Linky et 354 000 postes sont équipés d'un concentrateur.
- Fléchissement du rythme de pose entre juin et août, avec tendance à la reprise au dernier trimestre, dans un climat d'opposition persistant.
- Publication fin septembre par l'ADEME d'un nouvel avis qui souligne l'apport essentiel des compteurs communicants.
- Développement des offres de fournisseurs adossées au compteur Linky

DÉVELOPPEMENTS EOLIENS OFFSHORE À L'INTERNATIONAL

Projet Neart Na Gaoithe en Ecosse

Principaux aspects du projet

- Capacité du projet 448 MW
- Production attendue 1 850 GWh
- Projet entièrement consenti en phase de pré-construction
- Situé dans le Firth of Forth extérieur (eaux territoriales écossaises)
- 37 km de câble d'exportation offshore et 12 km de câble d'exportation terrestre
- Profondeurs d'eau comprises entre 45 et 55 m
- *Contract for Difference* ("CfD") sur 15 ans à partir de la mise en service à £127 (2018, *fully CPI Indexed*)

Dates clés

- Mai 2018 : Acquisition par EDF-ER
- Décembre 2018 : Nouvel accord conclu
- Clôture financière prévue : été 2019
- Début des travaux à terre : T3 2019
- Début des travaux en mer : 2020
- Période de mise en service visée (CfD) : mars 2022 - mars 2023

Projet Atlantic Shores aux Etats-Unis

Principaux aspects du projet

- Capacité du projet 1,7 à 2,4 GW
- Taille du projet : 742 km²
- Projet en Joint Venture avec Shell (50/50)
- Profondeurs d'eau de 20 mètres, 15 km du rivage
- Capacité unitaire des turbines éoliennes 12-15 MW
- Deux zones distinctes pour le projet
 - Contrats de location - New Jersey**
 - Zone d'énergie éolienne établie dans le NJ ~ 57 km sur 20 km
 - Bail du Nord a acquis en Décembre 2018
 - Zone de bail ~ 20 km du rivage et 20 m de profondeur
 - Contrat de location - New York**
 - BOEM⁽¹⁾ propose jusqu'à cinq nouveaux *Bight Sites* (Areas NY 1-5)
 - 85-100 km de la côte et 40-50 m de profondeur

Dates clés

- Atlantic Shores Offshore Wind a présenté sa candidature pour l'appel d'offres du New Jersey le 28 décembre 2018.
- L'appel d'offres pour New York est soumis le 14 février 2019.
- La construction du projet est prévue à l'horizon 2026+.

(1) Le Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) gère la compétitivité du programme de location pour le développement énergétique aux Etats-Unis

ENTRÉE EN NÉGOCIATION EXCLUSIVE POUR L'ACQUISITION DU GROUPE LUXEL : UN ATOUT MAJEUR POUR ATTEINDRE NOS AMBITIONS DU PLAN SOLAIRE

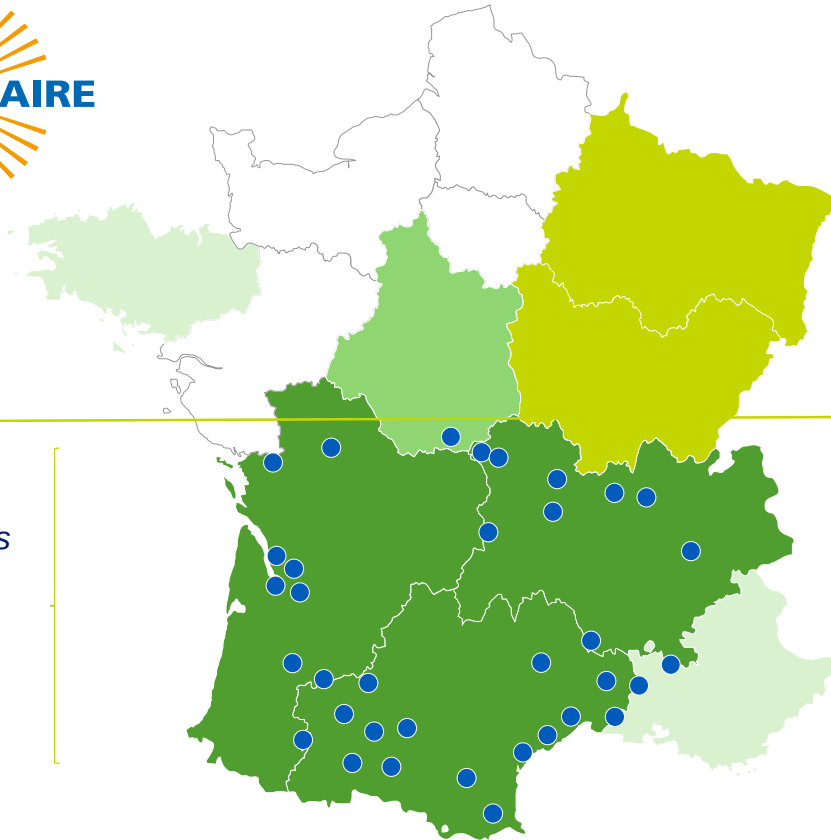


Pipeline de projets et parcs en exploitation **majoritairement situés dans la moitié Sud**

Région
bruts / nets MWc

< 10 MWc bruts 10 MWc bruts < x < 50 MWc bruts 50 MWc bruts < x < 100 MWc bruts > 100 MWc bruts

● Fermes solaires en exploitation



- ≡ **Un pipeline significatif de projets :**
environ **900 MWc** bruts en développement, **100 % solaire en France**
- ≡ **Un acteur intégré :**
 - Développement
 - Construction
 - Exploitation et Maintenance
- ≡ **Une équipe de spécialistes**
reconnue dans le développement et l'exploitation de projets **solaires** en **France**

~1 GWc de capacité brute en exploitation ou en développement **en France**

DALKIA : DÉVELOPPEMENT COMMERCIAL EN 2018

Beaux succès dans les réseaux de chaleur renouvelables

- Renouvellement du réseau de chaleur de Courbevoie avec plus de 50 % d'énergies renouvelables.
- Renouvellement du réseau de chaleur de Rouen-Bihorel avec 80 % d'énergies renouvelables et de récupération.
- Création du réseau de chaleur à Perpignan avec 90 % d'énergie issue de l'Unité de Valorisation Energétique des déchets gérée par Dalkia Wastenergy.
- Nouveau contrat de délégation de service pour la gestion du réseau de chaleur d'Albertville et l'exploitation d'une chaufferie bois.

Des contrats d'efficacité énergétique en France

- Contrat à Pomacle-Bazancourt pour la construction et l'exploitation d'une cogénération biomasse pour la société Cogécab.
- Contrats de performance énergétique avec :
 - l'ESID de Brest - Etablissement du Service d'Infrastructure de la Défense (16 sites et la base navale).
 - le Centre Hospitalier Universitaire de Saint-Etienne.
 - le Groupe VIVALTO Santé pour la gestion de 22 cliniques.

Développement des filiales et de l'international

- Réalisation des travaux de courant fort et faible du bâtiment BIOTOPE à Lille, futur Siège de la Métropole Européenne de Lille par Dalkia Smart Building.
- Acquisitions par Dalkia Froid Solutions en France : Self à Limoges, Frig'Aub à Troyes, Nord Froid à Douai et Agro-Froid Gironde.
- Acquisition de l'entreprise américaine Aegis Energy Services, qui conçoit, installe et exploite des systèmes de cogénération à petite échelle dans le nord-est des Etats-Unis.
- Royaume-Uni / Imtech Inviron : contrat de maintenance multitechnique de l'ensemble des bâtiments du Parlement britannique.

BARRAGE HYDROÉLECTRIQUE DE SINOP AU BRÉSIL

Principaux aspects du projet

- Aménagement hydroélectrique de 400 MW dans l'Etat du Mato Grosso
- 2 groupes Kaplan de 200 MW de puissance unitaire qui comptent parmi les plus gros groupes de cette technologie au niveau mondial
- Productible moyen de 2100 GWh/an, et un réservoir d'une superficie de 337 km²
- Projet porté par la société *Companhia Energética SINOP SA* «CES» responsable de la construction, de l'aménagement et de l'exploitation, dans laquelle EDF a pris 51% en décembre 2014 aux côtés de deux filiales du groupe Eletrobras : Eletronorte (24,5%) et Chesf (24,5%)
- Construction en EPC clé en main avec le génie civiliste brésilien Triunfo
- Vente de l'électricité produite via 34 PPAs avec des sociétés de distribution sur 30 ans.

Structure de financement

- Coût global prévu du projet : c. 750 M€⁽¹⁾
- Financement à ~30 % par la Banque de Développement du Brésil (BNDES) et émission sur le marché d'obligations d'infrastructure (*debêntures*) pour 55 M€ réalisée en juin 2018. Le reste est financé par les fonds propres des actionnaires.

(1) Au taux de change du 31 décembre 2018

Calendrier

- **T2 2018** : EDF Norte Fluminense remporte la prestation d'O&M de SINOP
- **24 Janvier 2019** : autorisation de remplissage
- **T2 2019** : Licence d'exploitation puis mise en service attendues

Aménagement hydroélectrique de 400 MW



BARRAGE HYDROÉLECTRIQUE DE NACHTIGAL AU CAMEROUN (1)

Principaux aspects du projet

- Conception, construction et exploitation pendant 35 ans d'un **barrage hydroélectrique au fil de l'eau de 420 MW** sur le fleuve Sanaga au niveau des chutes de Nachtigal
- Construction d'une ligne de transport d'électricité de 50 km
- Projet **porté par la société NHPC** (Nachtigal Hydro Power Company), constituée depuis décembre 2018 par EDF (40 %) ⁽²⁾, IFC ⁽³⁾ (20 %) et 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 ⁽⁴⁾
- 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 début 2019
- **Mise en service opérationnelle prévue en 2023**

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, la SFI, 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

LE PLAN MOBILITÉ ÉLECTRIQUE D'EDF : 3 PILIERS



AMBITION D'ÊTRE L'ÉNERGÉTICIEN LEADER DE LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE EN EUROPE DÈS 2022

sur nos 4 grands marchés : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique

1^{er} fournisseur en électricité pour les véhicules électriques

Des offres commerciales renforcées
et innovantes

OBJECTIFS

- **2022** : fournir en électricité **600 000 véhicules électriques** = 30 % de parts de marché

1^{er} exploitant de réseaux de bornes

Des solutions pour tous nos clients
dans toutes les situations

OBJECTIFS

- **2020** : **1 solution de charge** pour tous nos clients disposant d'une place de parking
- **2022** : **75 000 bornes déployées** et accès à **250 000 bornes** en interopérabilité

Leader européen du *smart charging*

Accélérer le développement d'une
infrastructure de « *smart charging* »
et des services associés

OBJECTIFS

- **2020** : **4 000 bornes intelligentes** déployées
- **2035** : **1,5 million de véhicules avec une charge pilotée** = 25 % de parts de marché

Une stratégie de partenariats renforcée



RÉSULTATS ANNUELS 2018

Annexes

Données opérationnelles



CAPACITÉS INSTALLÉES AU 31 DÉCEMBRE 2018

En GWe	Capacités consolidées du groupe EDF, y compris participations dans les entreprises associées et coentreprises		Participations dans les entreprises associées et coentreprises	Capacités consolidées du groupe EDF	
Nucléaire ⁽¹⁾	75,7	56 %	2,8	72,9	58 %
Charbon	7,9	6 %	2,2	5,7	4 %
Fioul	4,7	4 %	-	4,7	4 %
Gaz	12,9	10 %	0,9	12,0	9 %
Hydraulique ⁽²⁾	23,0	17 %	1,5	21,5	17 %
Autres ENR	9,6	7 %	0,1	9,6	8 %
Total	133,8	100 %	7,5	126,5	100 %

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

(1) Le chiffre tient compte de la participation d'EDF dans l'EPR de Taishan 1 (525 MW).

(2) Dont énergie marine : 0,24 GW en 2017 et en 2018.

ÉLECTRICITÉ PRODUITE AU 31 DÉCEMBRE 2018

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh	2017		2018	
Nucléaire	447,7	77 %	457,8	78 %
Hydraulique ⁽¹⁾⁽²⁾	40,9	7 %	51,6	9 %
Autres ENR	15,1	3 %	17,2	3 %
Gaz	50,1	9 %	44,1	8 %
Charbon	21,7	4 %	8,6	1 %
Fioul	5,3	1 %	4,7	1 %
Groupe	580,8	100 %	584,0	100 %

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

(1) La production hydraulique après déduction du pompage est de 33,8 TWh sur 2017 et de 44,3 TWh sur 2018.

(2) Dont énergie marine : 0,6 TWh 2017 et 0,5 sur 2018.

PRODUCTION DE CHALEUR

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh	2017		2018	
ENR ⁽¹⁾	6,8	19 %	8,9	28 %
Gaz	18,6	51 %	18,1	57 %
Charbon	7,6	21 %	1,2	4 %
Fioul	0,4	1 %	0,3	1 %
Divers ⁽²⁾	2,7	7 %	3,3	10 %
Groupe	36,2	100 %	31,8	100 %

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

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

(2) Catégorie mise en place en 2017 regroupant une partie de la production de chaleur par incinération, par gaz de mine et la récupération de chaleur d'autres processus industriels.

PRODUCTION RENOUVELABLE

Production des entités consolidées par intégration globale

En TWh	2017		2018	
Hydraulique ⁽¹⁾⁽²⁾	40,9	73 %	51,6	75 %
Éolien	13,2	24 %	14,3	21 %
Solaire	0,6	1 %	1,7	3 %
Biomasse	1,4	2 %	1,1	2 %
Total électricité Groupe	56,0	100 %	68,8	100 %
Total chaleur Groupe	6,8	100 %	8,9	100 %

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

(1) La production hydraulique après déduction du pompage est de 33,8 TWh sur 2017 et de 44,3 TWh sur 2018.

(2) Dont énergie marine : 0,6 TWh 2017 et 0,5 sur 2018.

ÉMISSIONS DE CO₂⁽¹⁾

Émissions des entités consolidées par intégration globale

Émissions de CO₂ liées à la production d'électricité et de chaleur ⁽²⁾ par segment

En kt

En g/kWh

	2017		2018		2017	2018
France - Activités de production et commercialisation	9 542	19 %	6 356	18 %	22	14
France - Activités régulées	3 149	6 %	2 978	9 %	529	502
Dalkia	6 668	13 %	6 609	19 %	227	205
Royaume-Uni	7 212	14 %	7 190	21 %	95	102
Italie	7 679	15 %	6 969	20 %	318	301
Autres international	16 243	32 %	4 710	14 %	436	257
Groupe⁽³⁾	50 494	100 %	34 853	100 %	82	57

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 segments EDF Renouvelables, Framatome et Autres métiers ne sont pas présentés car leurs émissions sont négligeables.

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

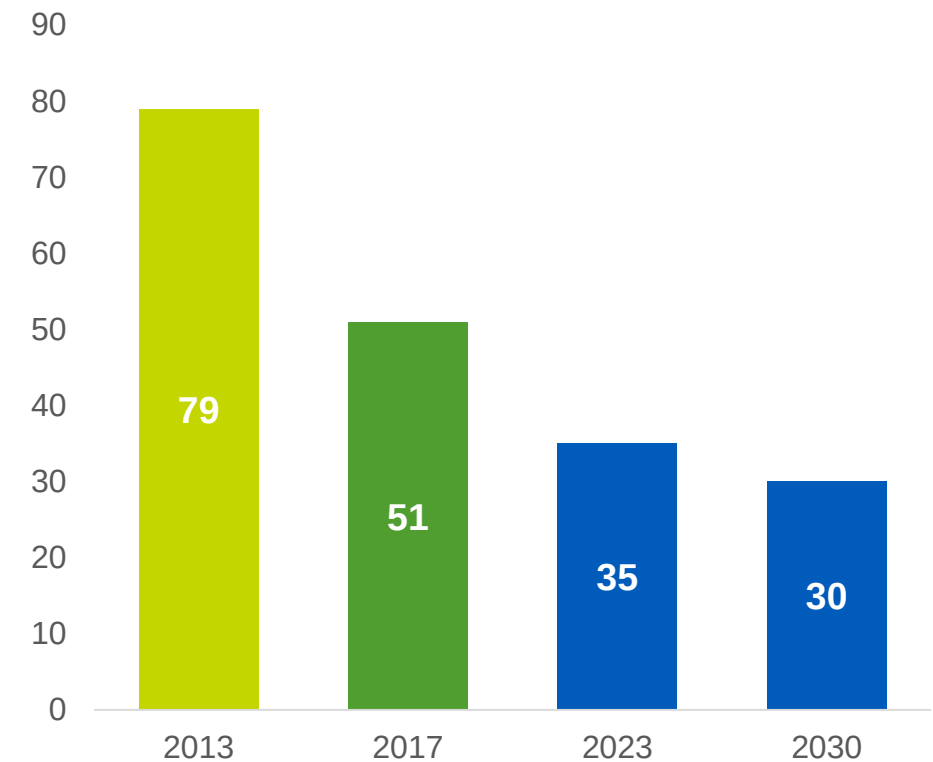
(3) La baisse des émissions de CO₂ pour le segment Autre international et pour le Groupe est principalement due à la cession des sociétés polonaises en 2017. La baisse s'explique également par la hausse de la production hydraulique et nucléaire et par une plus faible consommation dû à un hiver plus doux.

ÉMISSIONS DIRECTES⁽¹⁾ DE CO₂ : ENGAGEMENT DE RÉDUCTION DE 40 % À ÉCHÉANCE 2030

- Électricité bas-carbone : un axe stratégique pour EDF
 - Émissions directes du Groupe en 2017 : 51 MtCO₂, soit -35 % depuis 2013
 - ~80 gCO₂/kWh : un niveau d'émissions 6⁽²⁾ fois inférieur aux émissions mondiales moyennes du secteur
- Engagement pris en mai 2018 de poursuivre fortement la réduction des émissions directes du Groupe**
 - Objectif 2030 : 30 MtCO₂, soit -40 % (~40 gCO₂/kWh)**
- Suivi de l'objectif et pilotage du budget carbone du Groupe prévu au niveau du Comex d'EDF

Émissions directes de CO₂ du Groupe

en MtCO₂



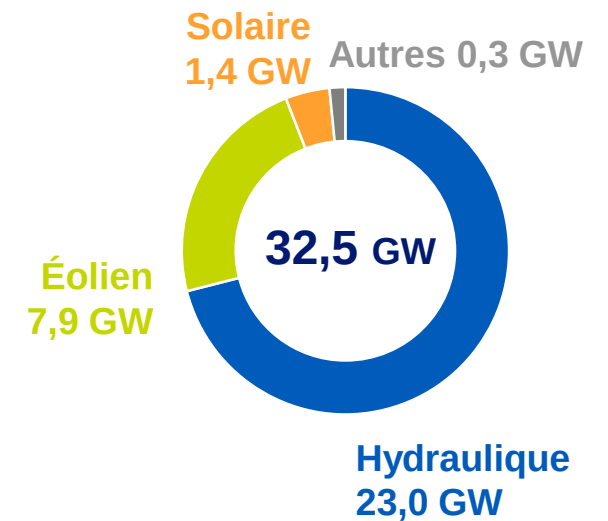
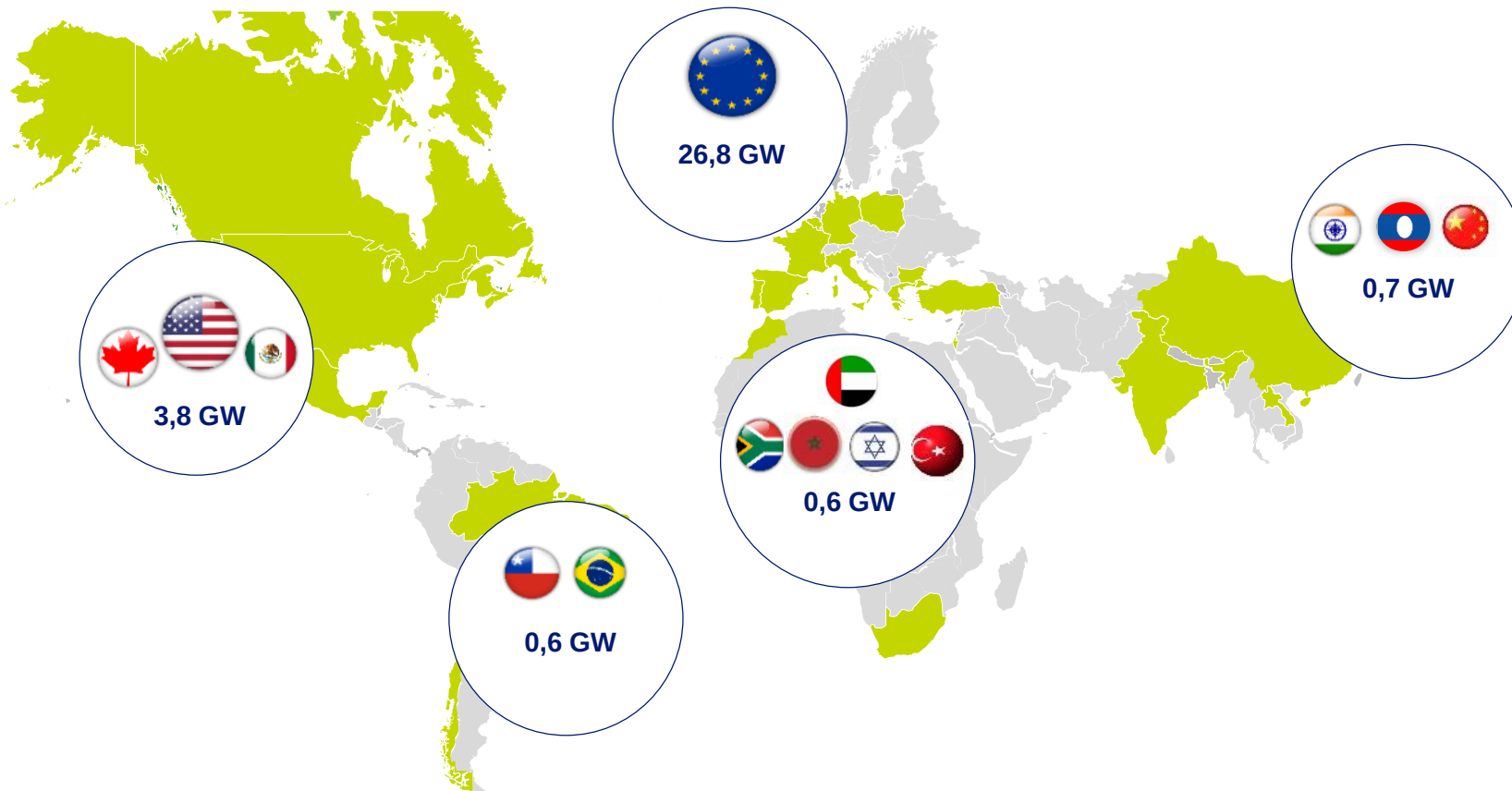
(1) Émissions directes de CO₂, hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles

(2) La moyenne d'émissions mondiale du secteur est de 506 gCO₂/kWh en 2015, selon l'Agence Internationale de l'Énergie

RENOUVELABLE : CAPACITÉ NETTE⁽¹⁾ INSTALLÉE DU GROUPE AU 31 DÉCEMBRE 2018

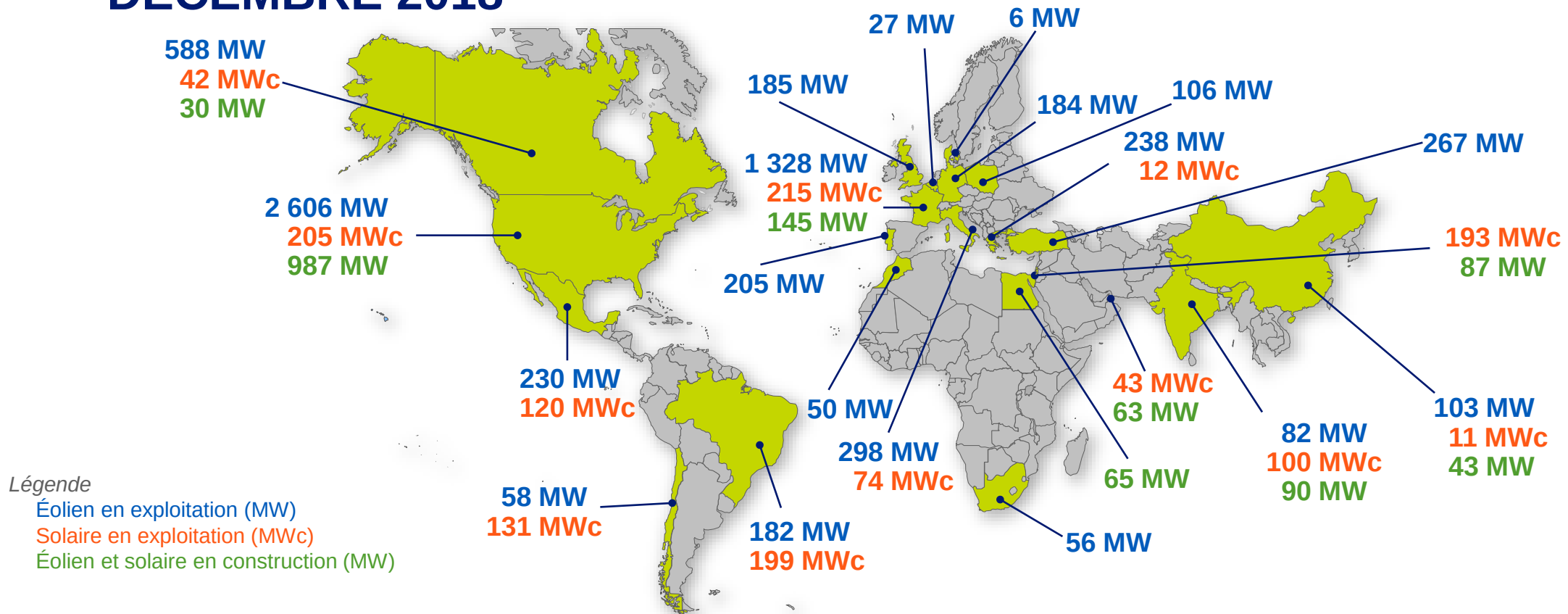
Capacité nette⁽¹⁾ installée Groupe : 32,5 GW

Capacité par technologie



(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

EDF RENOUVELABLES : CAPACITÉ NETTE INSTALLÉE AU 31 DÉCEMBRE 2018



Autres filières	Nette
En exploitation	155 MW
En construction	35 MW

	Brute	Nette
Capacité installée	12 891 MW	8 297 MW
Capacité en construction	2 360 MW	1 545 MW
Total	15 251 MW	9 842 MW

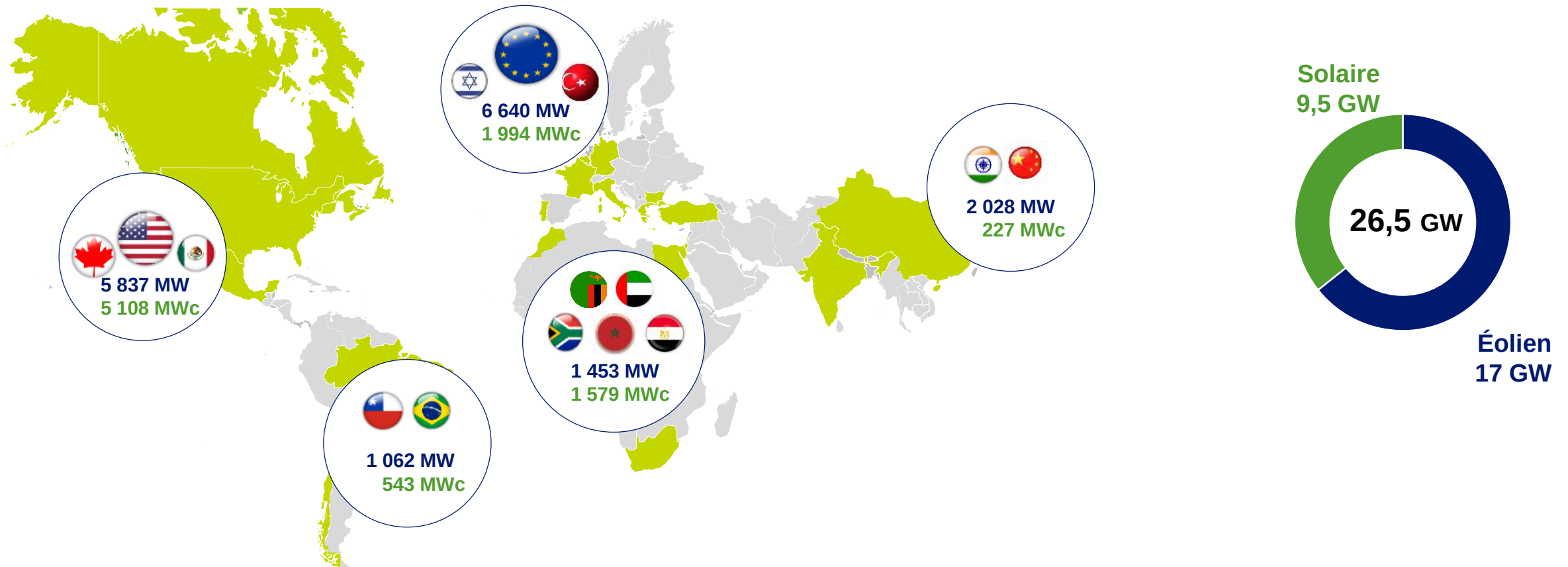
Source : EDF Renouvelables

NB : MWc : Megawatt crête (puissance fournie dans des conditions de température et d'ensoleillement standardisées)

EDF RENOUVELABLES : UN PORTEFEUILLE SUBSTANTIEL DE PROJETS RENOUVELABLES

Un pipeline éolien et solaire de près de 26,5 GW

Capacité par technologie



Source : EDF Renouvelables

NB : les pipelines sont indiqués pour EDF Renouvelables et comprennent les capacités en construction

EDF RENOUVELABLES : CAPACITÉS INSTALLÉES ET EN CONSTRUCTION, PAR FILIÈRE, AU 31 DÉCEMBRE 2018

(en MW)	Brute ⁽¹⁾		Nette ⁽²⁾	
	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018
Éolien	9 946	10 309	6 488	6 798
Solaire	1 648	2 402	1 141	1 344
Hydraulique	63	-	60	-
Biogaz	70	70	70	70
Biomasse	40	40	40	40
Autres	20	69	20	45
Capacité installée totale	11 787	12 891	7 820	8 297
Éolien en construction	884	1 095	669	797
Solaire en construction	943	1 230	397	713
Autres en construction	49	35	24	35
Capacité totale en construction	1 876	2 360	1 090	1 545

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

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

EDF RENOUVELABLES : CAPACITÉS NETTES CÉDÉES

En MW	2017	2018
Portugal	-	-
Belgique	-	-
Etats-Unis	112	177
Canada	-	-
Grèce	-	-
France	13	3
Royaume-Uni	38	172
Total éolien	163	352
France + DOM ⁽¹⁾	-	14
Brésil	-	120
Italie	-	-
Etats-Unis	-	228
Espagne	47	-
Israël	27	-
Total photovoltaïque	74	362
Bulgarie	-	60
Total hydro	-	60
Espagne	18	-
Total biomasse	18	-
Total	255	774

(1) Départements d'Outre-Mer

EDF RENOUVELABLES : EXPLOITATION & MAINTENANCE⁽¹⁾

En MW	31/12/2017	31/12/2018	Δ MW	Δ %
Etats-Unis	7 764	7 693	-71	-0,9
Canada	1 753	2 058	+305	+17,4
Mexique	392	1 017	+625	x2,6
Chili	146	146	-	-
Total Amériques	10 055	10 914	+859	+8,5
France	1 808	2 014	+206	+11,4
Royaume-Uni	451	537	+86	+19,1
Grèce	262	286	+24	+9,2
Italie	772	747	-25	-3,2
Allemagne	400	400	-	-
Pologne	142	106	-36	-25,3
Belgique	80	129	+49	x1,6
Total Europe	3 914	4 218	+303	+7,7
Total E&M	13 969	15 132	+1 163	+8,3

(1) MW correspondant aux centrales de production d'énergies renouvelables dont EDF Renouvelables 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 ANNUELS 2018

Annexes

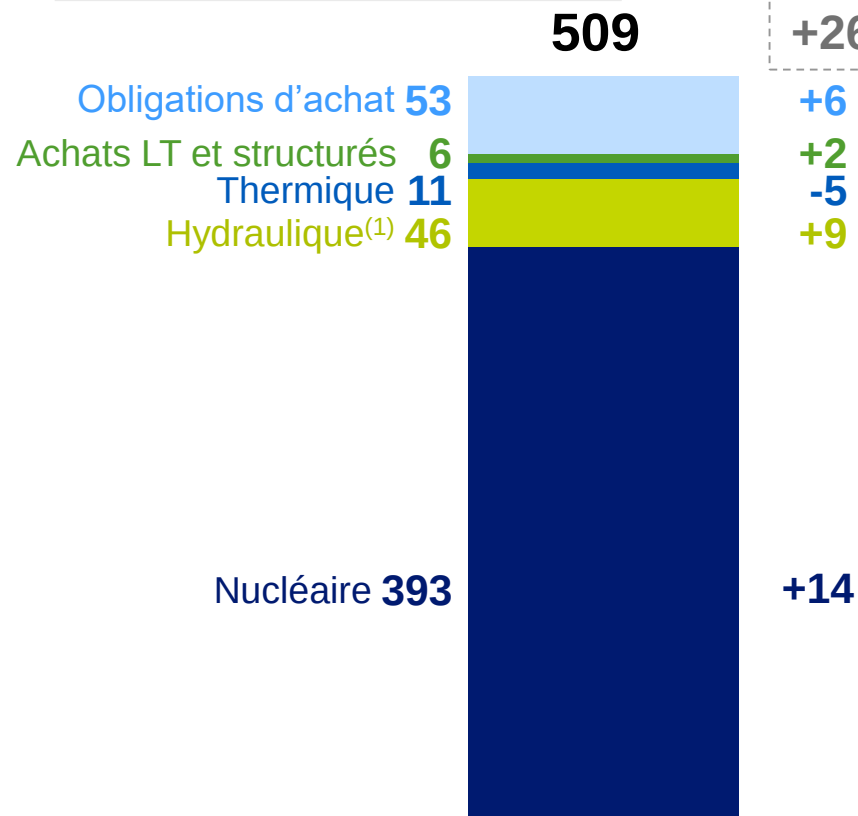
France



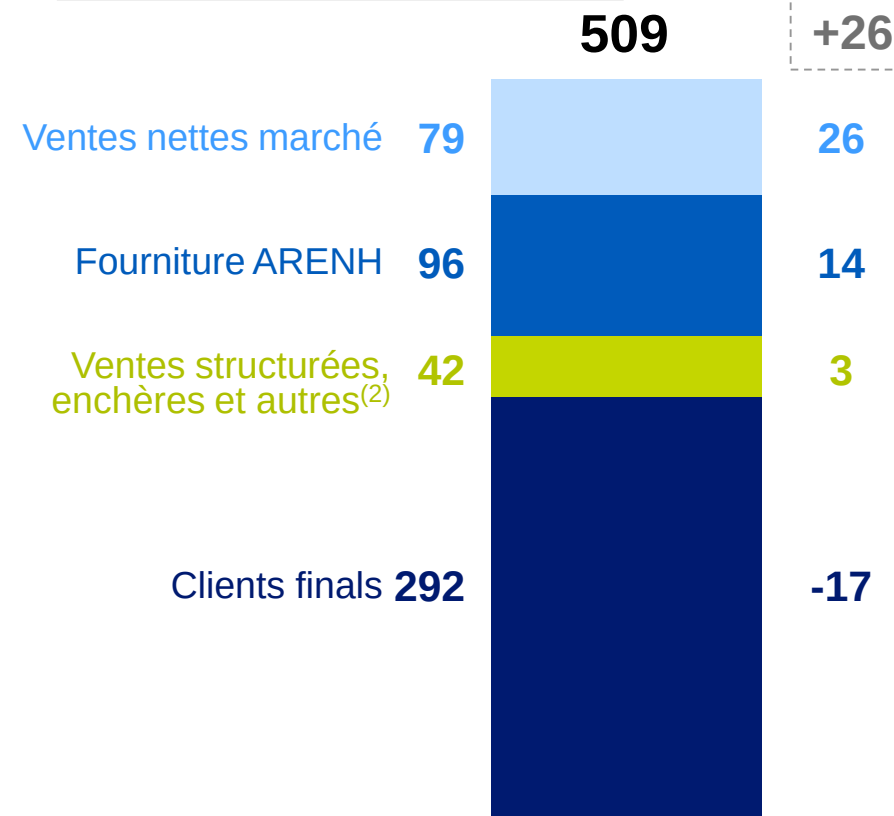
BILAN ÉLECTRIQUE FRANCE

En TWh

PRODUCTION / ACHATS

Δ 2018
vs. 2017

CONSOMMATION / VENTES

Δ 2018
vs. 2017

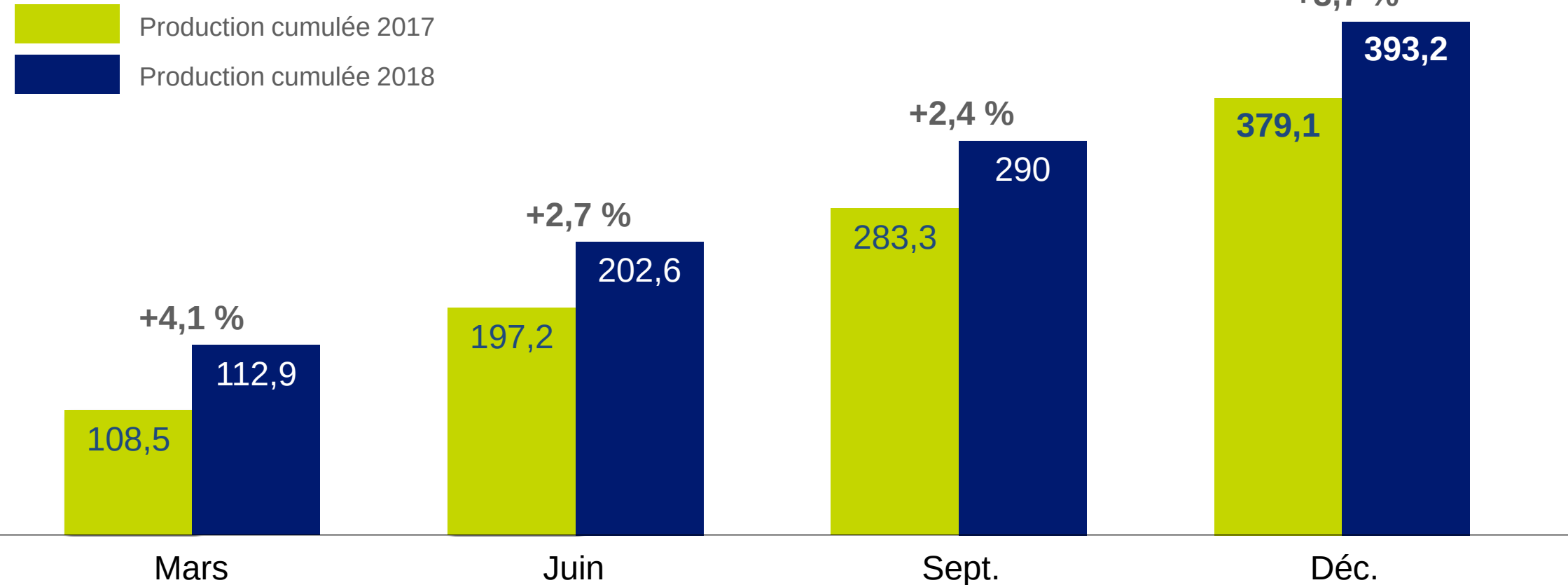
NB : EDF hors activités insulaires

(1) Production hydraulique après déduction du pompage : 39,2 TWh

(2) Y compris pompage hydraulique pour 7,3 TWh

PRODUCTION NUCLÉAIRE FRANCE

En TWh



PARC NUCLÉAIRE FRANCE : DÉFAUT D'ASSURANCE QUALITÉ SUR LES DOSSIERS DE FABRICATION AREVA⁽¹⁾

- ⇒ EDF a terminé l'examen exhaustif des dossiers de fabrication des composants en provenance de l'usine Creusot Forge, installés sur ses réacteurs nucléaires en fonctionnement. Cet examen a donné lieu, pour chaque réacteur, à la rédaction d'un dossier de synthèse qui a été transmis à l'ASN pour instruction. Comme avant chaque redémarrage de réacteur, l'ASN se prononce ensuite sur son autorisation de redémarrer. Le planning d'envoi des dossiers a été fixé avec l'ASN ; il s'échelonnait de septembre 2017 à fin 2018.
- ⇒ Pour permettre l'envoi du dossier de synthèse pour chaque réacteur, plusieurs étapes sont nécessaires : la première étape du processus vise à l'inspection de l'ensemble des dossiers de fabrication concernant des pièces forgées destinées au parc nucléaire, pour identifier les constats. Les experts analysent ensuite ces constats afin de les caractériser, c'est-à-dire les qualifier ou non d'écart lors de revues techniques. **Ces revues techniques sont aujourd'hui finalisées pour l'ensemble des dossiers de fabrication du parc en exploitation à analyser : 100 % des dossiers ont été examinés, sans écart majeur découvert (autre que celui, déjà traité et soldé ⁽²⁾, du générateur de vapeur de Fessenheim 2).** Sur la base des revues techniques, un dossier de synthèse est ensuite rédigé pour chaque réacteur par Framatome et contrôlé par EDF avant d'être envoyé à l'ASN pour instruction.
- ⇒ **A fin 2018, 58 dossiers de synthèse (soit la totalité) ont été envoyés à l'ASN. 54 dossiers sont soldés.** L'instruction des dossiers par l'ASN se poursuivra en 2019.
- ⇒ Par ailleurs, EDF a répondu en 2018 à l'ensemble des demandes qui figuraient dans la décision de l'ASN du 15 septembre 2017. Parmi ces réponses figuraient l'analyse des dossiers des équipements fabriqués par Creusot Loire. Aucun écart important n'y a été détecté.

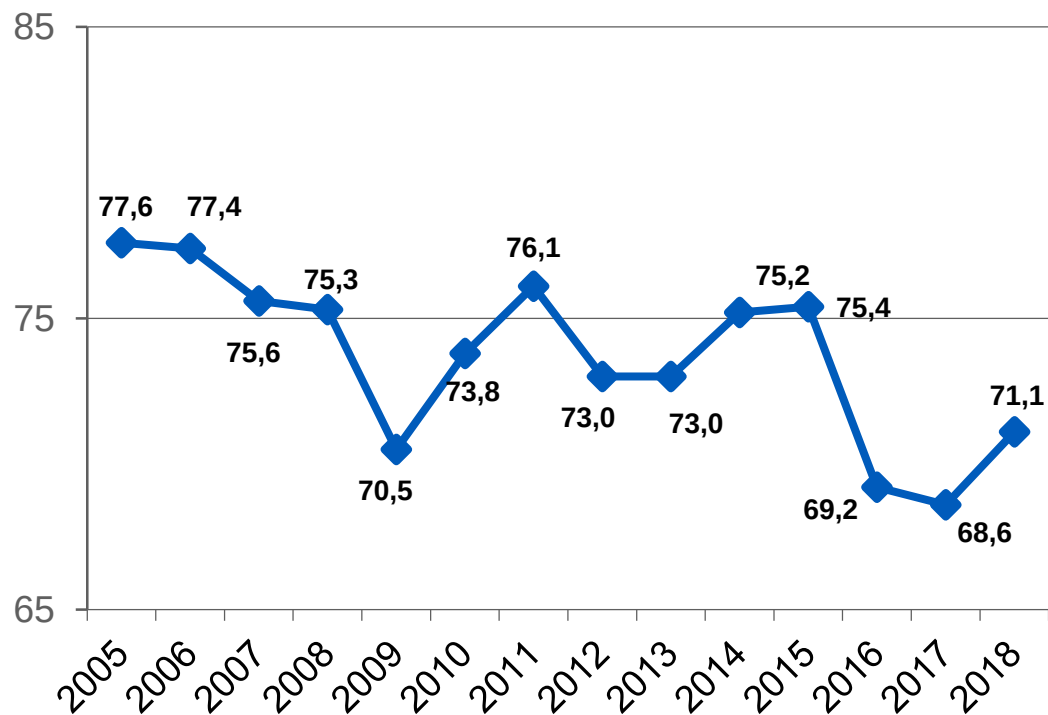
(1) Le 4 janvier 2018, New NP, filiale d'AREVA NP, devient Framatome, société dont le capital est détenu par le groupe EDF (75,5 %), Mitsubishi Heavy Industries (MHI - 19,5 %) et Assystem (5 %). Cf. communiqué de presse Framatome du 4 janvier 2018.

(2) Le 12 mars 2018, l'ASN a levé la suspension du certificat d'épreuve du générateur de vapeur n°335, installé sur le réacteur 2 de la centrale nucléaire de Fessenheim. L'ASN considère que l'anomalie lors du forgeage d'une virole de ce générateur de vapeur ne remet pas en cause son aptitude au service et que la justification de sa conformité à la réglementation a ainsi été apportée.

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

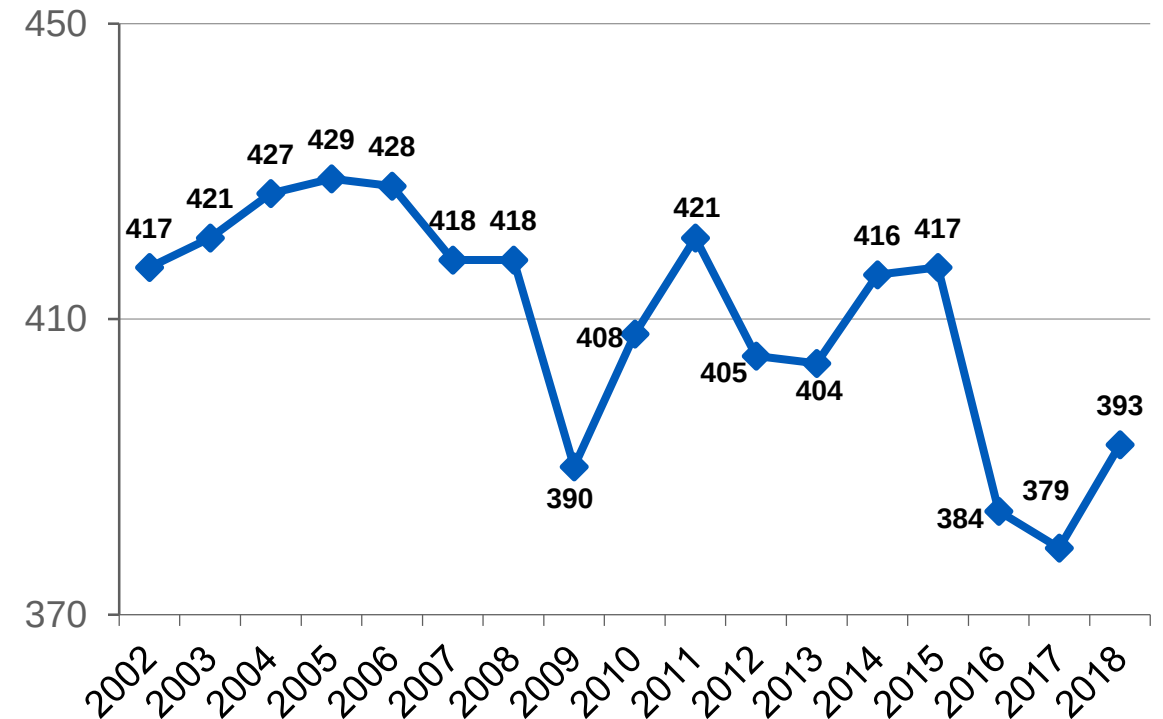
Kp annuel (« *load factor* »)
du parc nucléaire en France

Kp (%)



Production nette du parc REP⁽¹⁾ en France

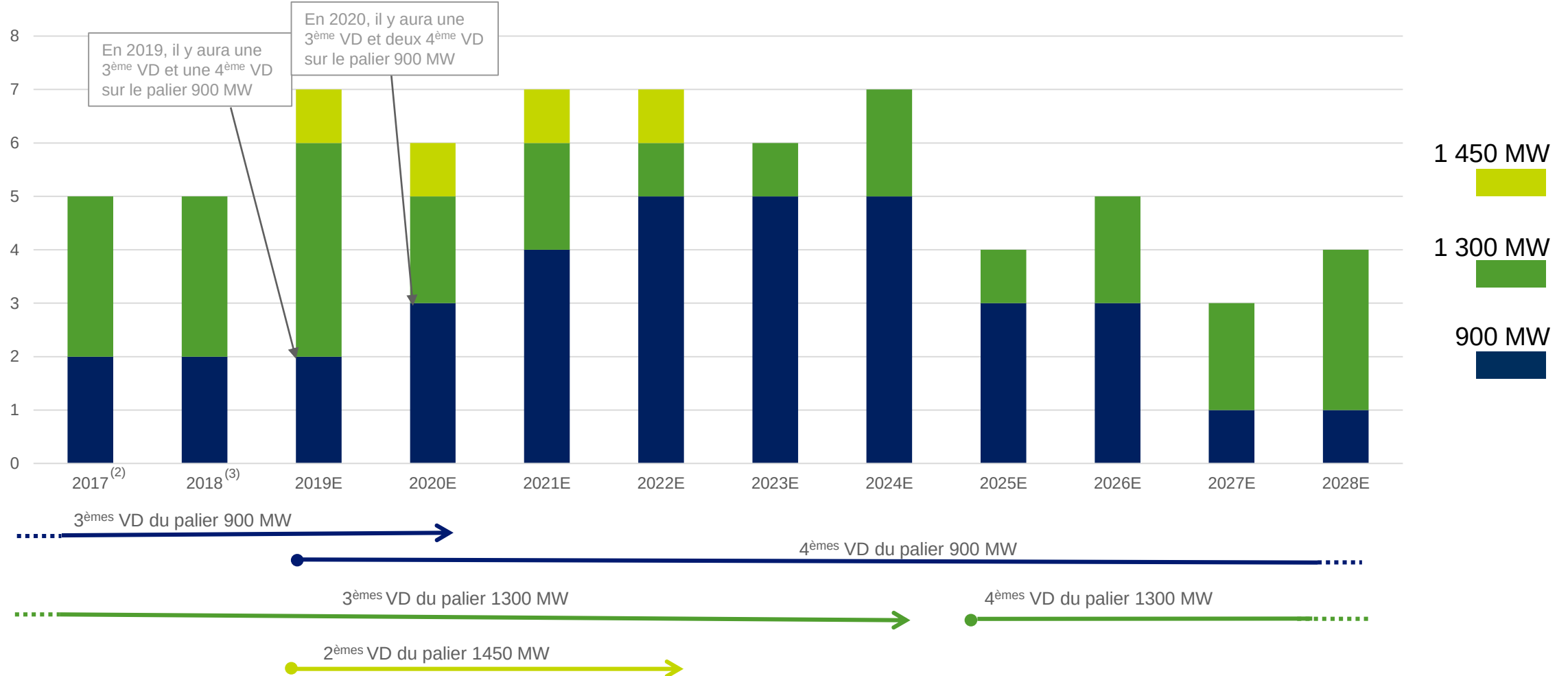
TWh



(1) Réacteur à Eau Pressurisée

VISITES DÉCENNALES (VD) DU PARC NUCLÉAIRE⁽¹⁾

Nombre de visites décennales (VD)



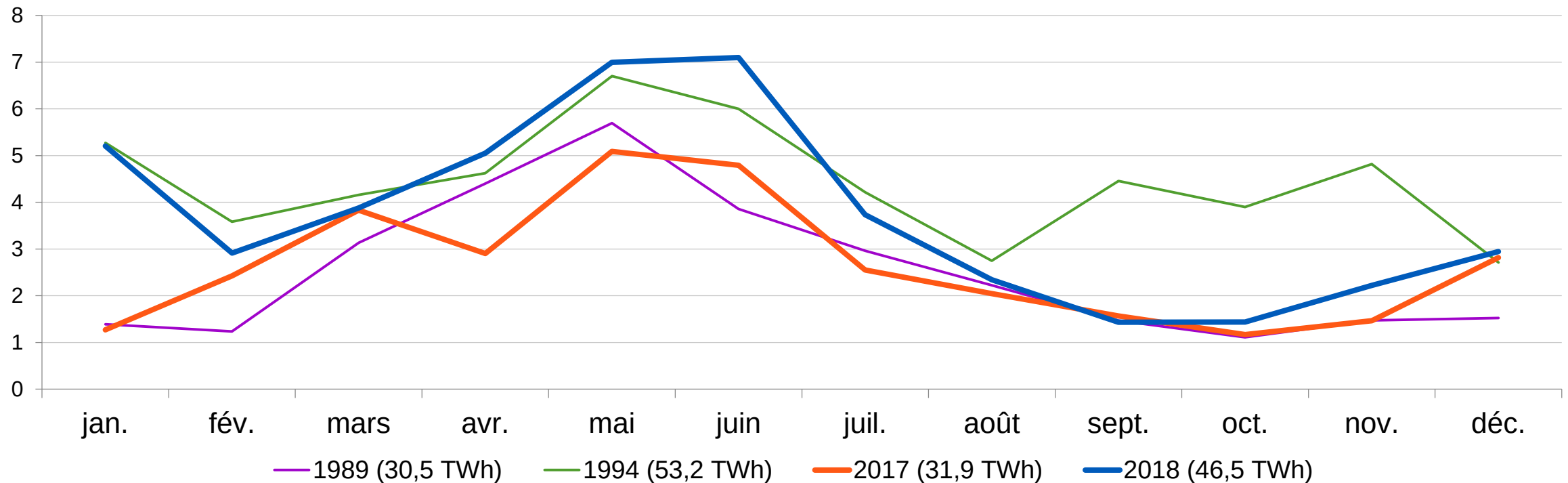
(1) Données prévisionnelles en date du 30 Janvier 2019

(2) Dont la 3^{ème} VD de Paluel 2 (1 300 MW) commencée en 2015 et la 3^{ème} VD de Gravelines 5 (900 MW) commencée en 2016

(3) Dont la 3^{ème} VD de Cruas 2 (900 MW) commencée en 2017, hors poursuite de la 3^{ème} VD de Paluel 2 (1 300 MW) débutée en 2015 et recouplée en mars 2018

PRODUCTIBLE HYDRAULIQUE⁽¹⁾

En TWh



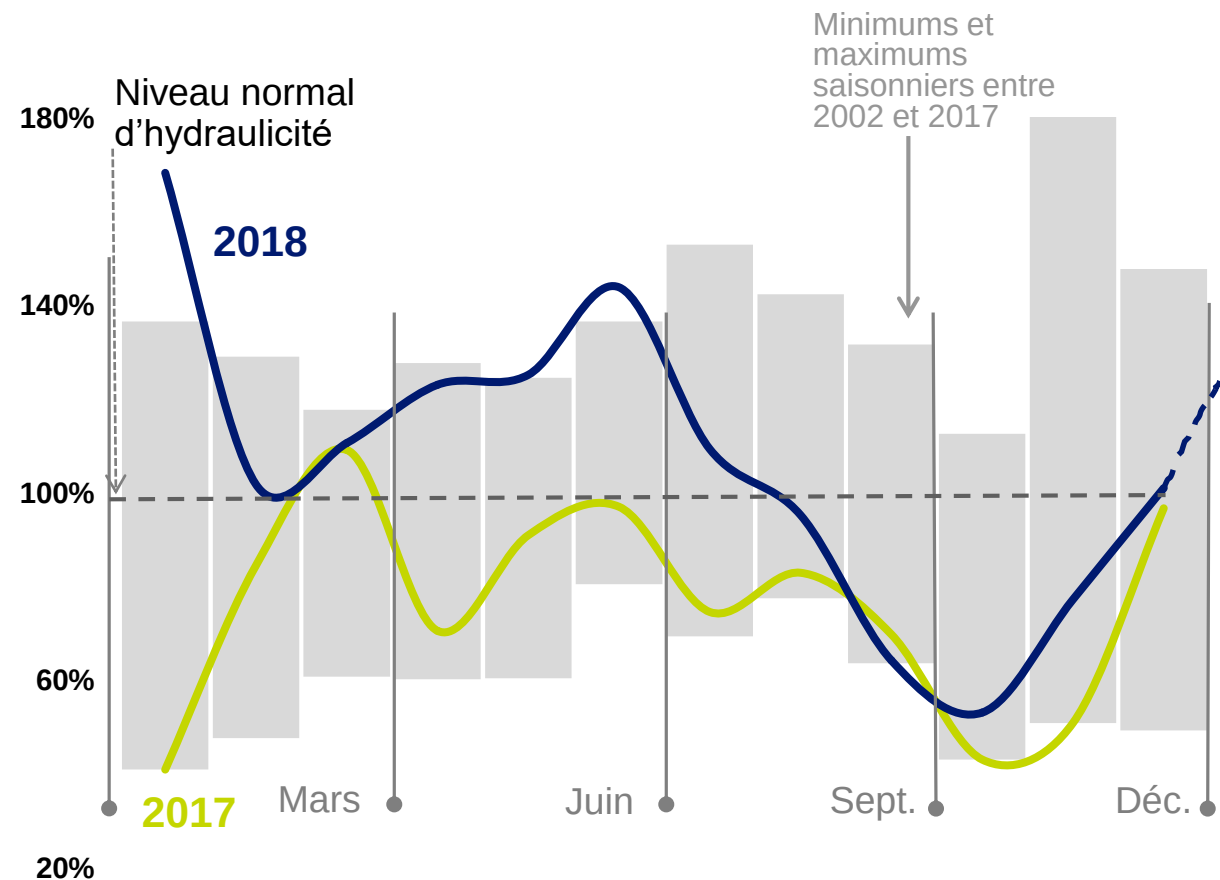
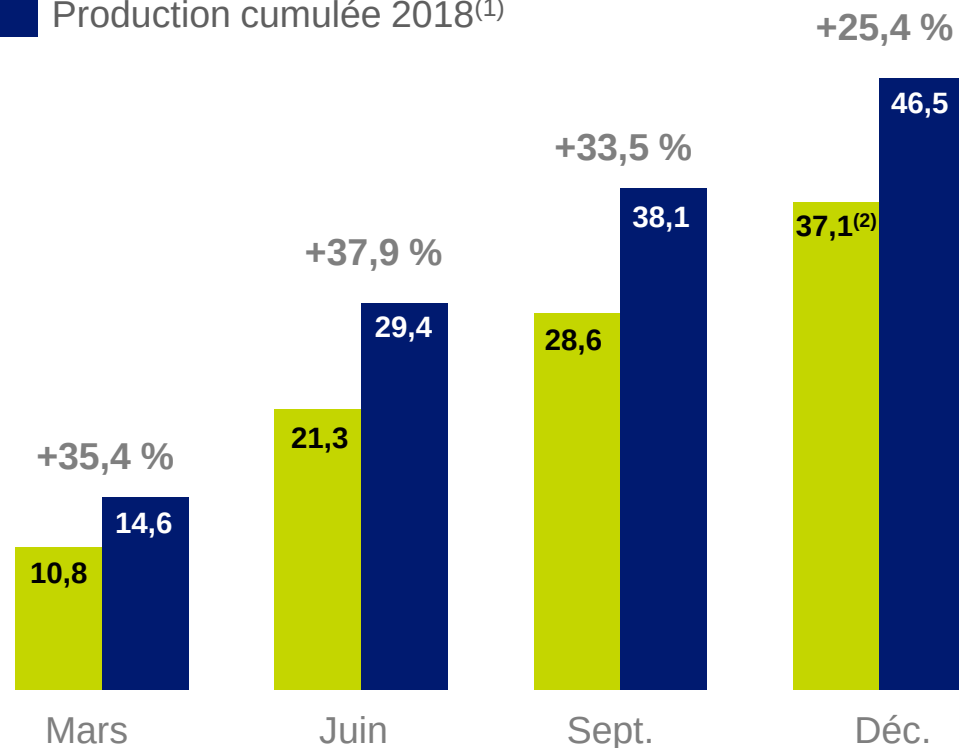
1989 : plus faible productible annuel de ces 30 dernières années
1994 : plus fort productible annuel de ces 30 dernières années

(1) Productible hydraulique : quantité d'énergie maximale que l'on peut produire à partir des apports hydrauliques (pluie, neige) d'une période donnée

PRODUCTION HYDRAULIQUE FRANCE

En TWh

■ Production cumulée 2017⁽¹⁾
■ Production cumulée 2018⁽¹⁾



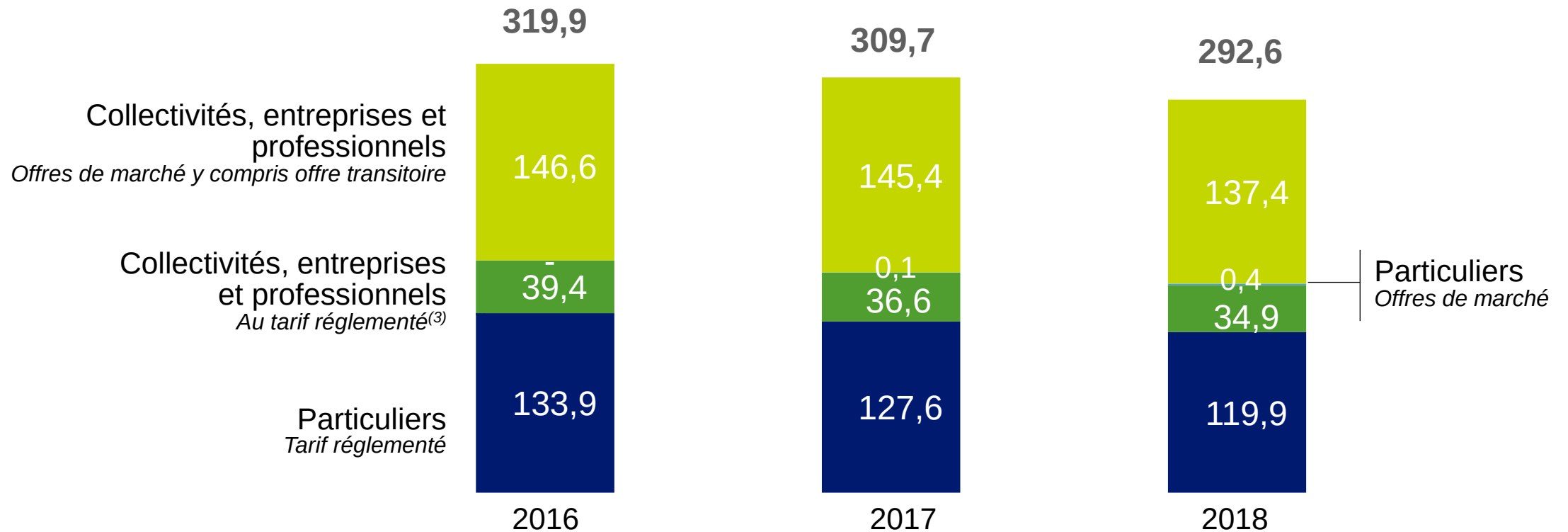
(1) Production hydraulique hors activités insulaires avant déduction du pompage

(2) Production après déduction du pompage : 30,0 TWh en 2017 et 39,2 TWh en 2018

FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

(en TWh)

Ventes aux clients finals ⁽¹⁾⁽²⁾



(1) Données arrondies au dixième

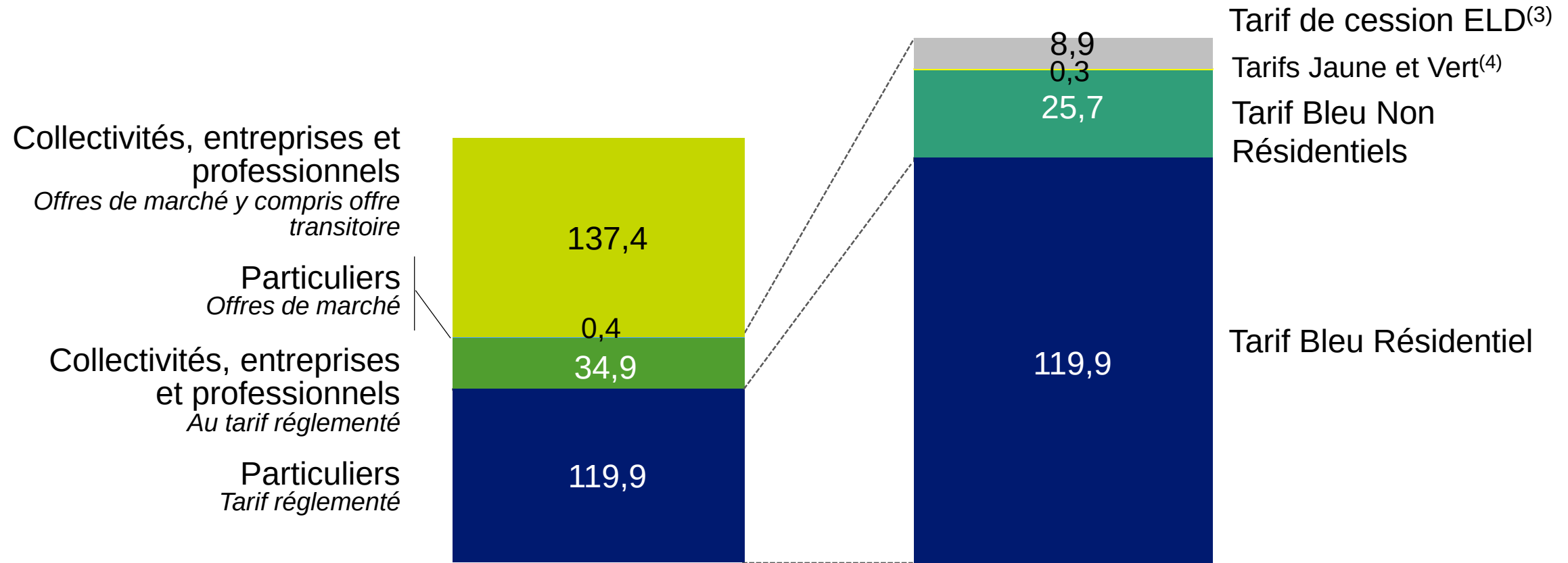
(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) Tarif bleu professionnel, ELD (Entreprises Locales et Distribution) au tarif de cession et tarif Jaune et Vert, inf. 36 kVA

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

(en TWh)

Ventes aux clients finals pour 2018 ⁽¹⁾⁽²⁾



(1) Données arrondies au dixième

(2) Y compris auto-consommations EDF

(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

(4) Dont tarif Jaune pour 0,1 TWh et tarif Vert pour 0,2 TWh - Tarifs inférieurs à 36 kVA

MARCHÉ DE CAPACITÉ EN FRANCE

Prix⁽¹⁾ des enchères de capacité

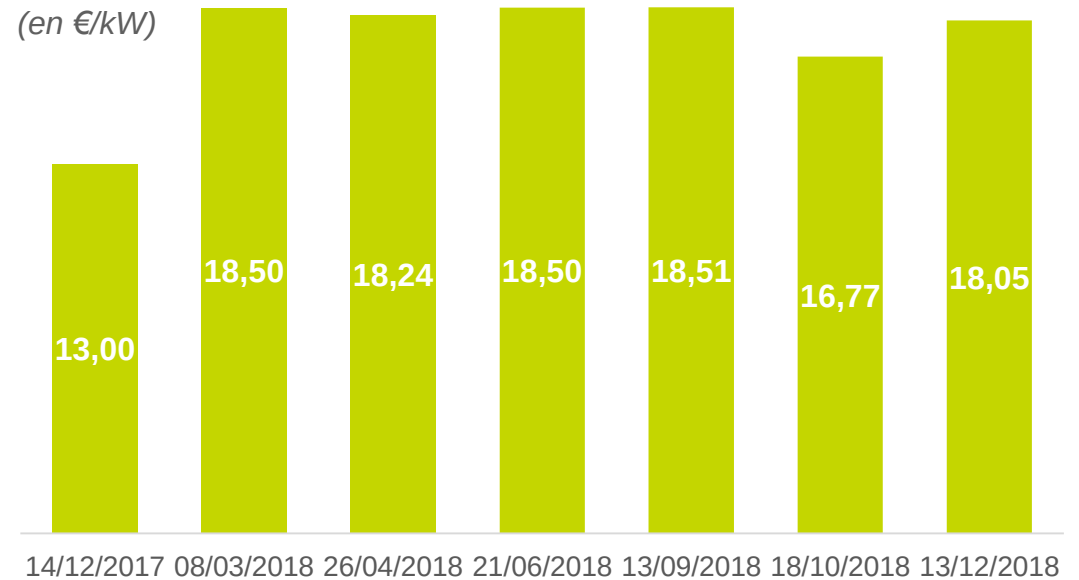
Pour livraison en 2018

(en €/kW)



Pour livraison en 2019

(en €/kW)



⇒ Volume de capacités EDF certifiées : 77 GW

⇒ Prix de référence marché : 9,34 €/kW

⇒ Volume de capacités EDF certifiées : 75 GW

⇒ Prix de référence marché : 17,37 €/kW

(1) Données arrondies au centième

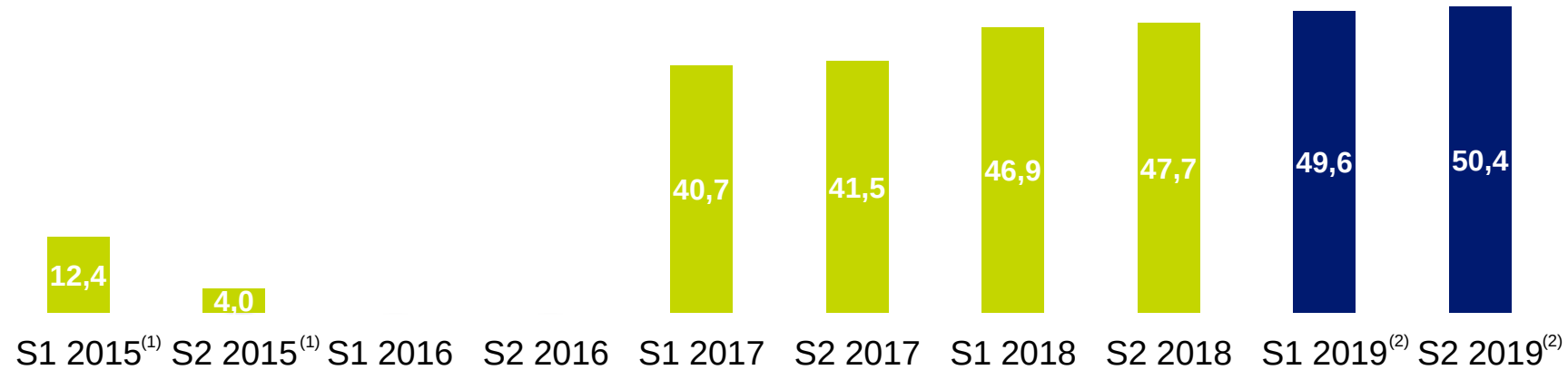
MARCHÉ DE CAPACITÉ : MODALITÉS D'IMPACT DE L'EBITDA (ANNÉE N)

Mode de valorisation des certificats	Timing d'impact sur l'EBITDA	Certificats concernés	Prix	Volumes concernés ⁽¹⁾
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 produit ARENH à 42€/MWh inclut la livraison des garanties de capacité associées	~115 MW par TWh d'ARENH
Ventes de certificats ⁽²⁾ 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)

(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.

(2) Volumes de vente nets d'achats.

ARENH : VOLUMES CÉDÉS AUX FOURNISSEURS ALTERNATIFS



- ⇒ Volume maximum de livraison aux fournisseurs concurrents d'EDF : 100 TWh
- ⇒ Volumes cédés en 2018 : 94,6 TWh
- ⇒ Au guichet de novembre 2018, la demande d'ARENH des fournisseurs alternatifs pour 2019 s'est élevée à 132,93 TWh. Le volume est donc écrêté à hauteur du plafond légal de 100 TWh.
- ⇒ Volumes cédés pour l'année 2019 :
 - 49,6 TWh pour le 1^{er} semestre
 - 50,4 TWh pour le 2^{ème} semestre

Nota: pour 2019, le volume cédé au titre de la couverture des pertes réseau est de 20.4 TWh

Source : CRE

(1) Les volumes ARENH devant être livrés ont évolué au cours du 1^{er} semestre 2015 en raison de la résiliation de l'accord-cadre de 4 fournisseurs

(2) 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...)

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE (1/3)

Historique de l'évolution du Tarif Bleu

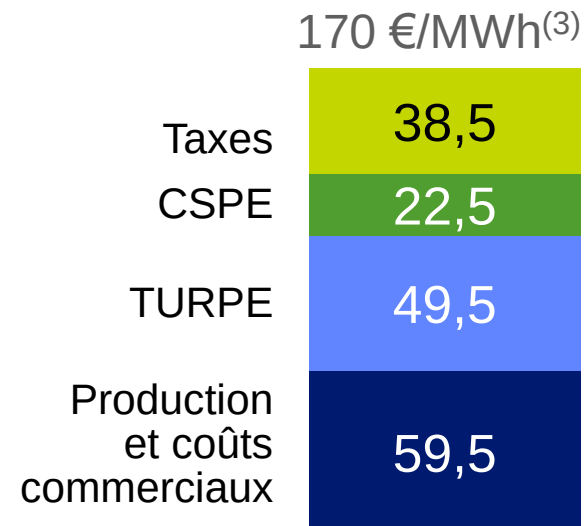
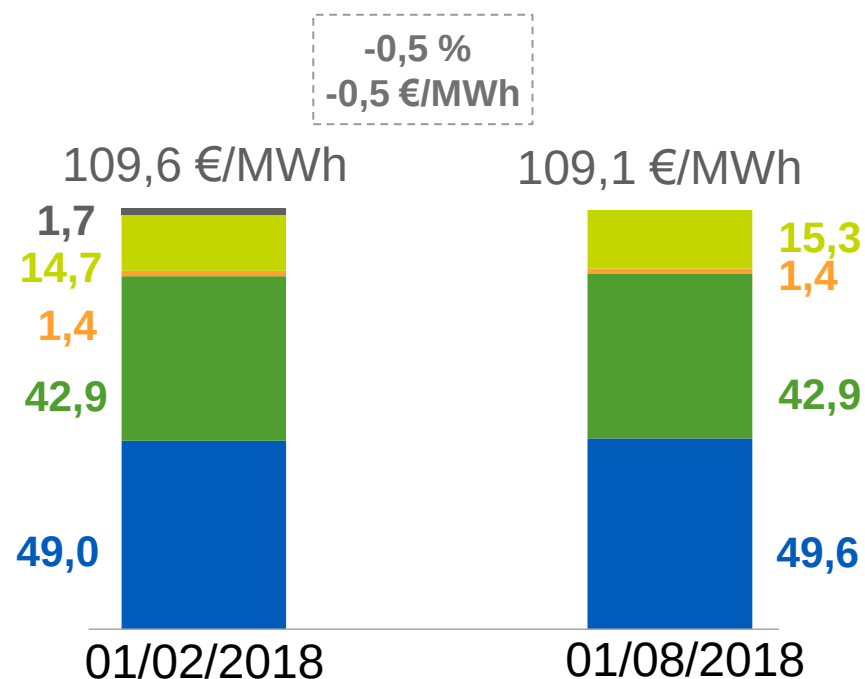
Date	Évolution Tarif Bleu Résidentiel (HT)	Évolution Tarif Bleu Non Résidentiel (HT)
01/08/2016	-0,5 %	-1,5 %
01/08/2017	+1,7 %	+1,7 %
01/02/2018	+0,7 %	+1,6 %
01/08/2018	-0,5 %	+1,1 %
2019 ⁽¹⁾	+7,7 %	+7,7 %

(1) Proposition de la CRE dans sa délibération du 07 février 2019. Date de mise en œuvre par le gouvernement inconnue.

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : ÉVOLUTION EN 2018 (2/3)

Tarif Bleu résidentiel⁽¹⁾

Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)



■ TURPE ■ Énergie + frais ■ Capacité ■ Coûts commerciaux⁽²⁾ et marge ■ Rattrapage

(1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 12 juillet 2018

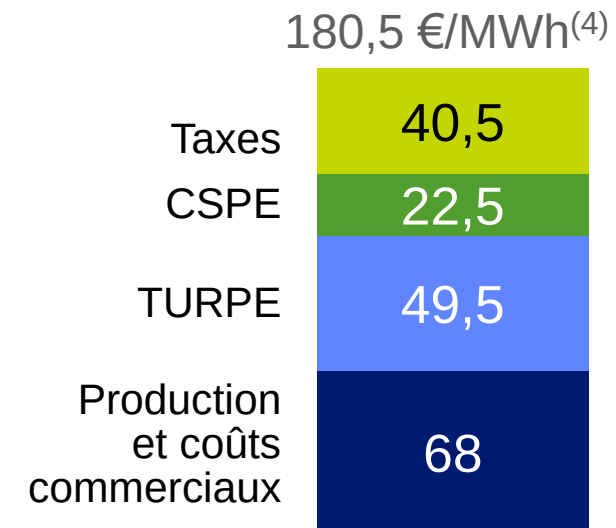
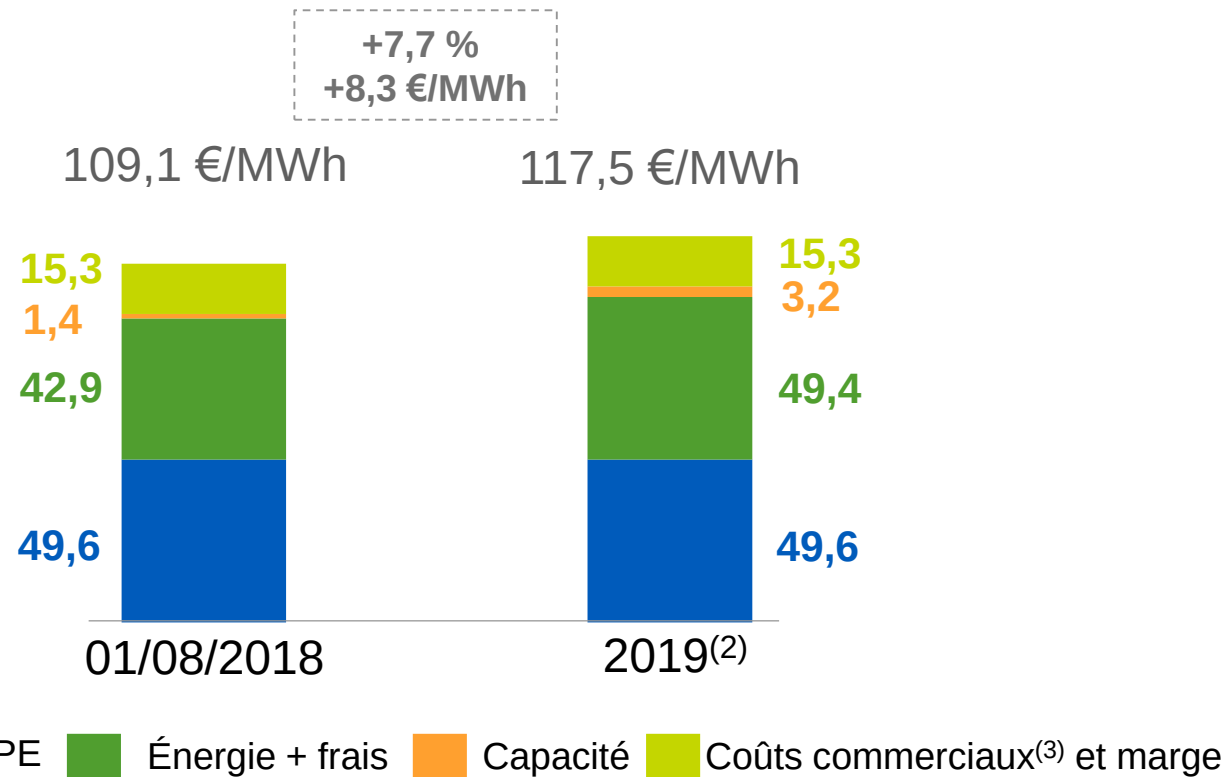
(2) Y compris le coût des obligations CEE

(3) Chiffres arrondis au demi point

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE : PROPOSITION CRE 2019 (3/3)

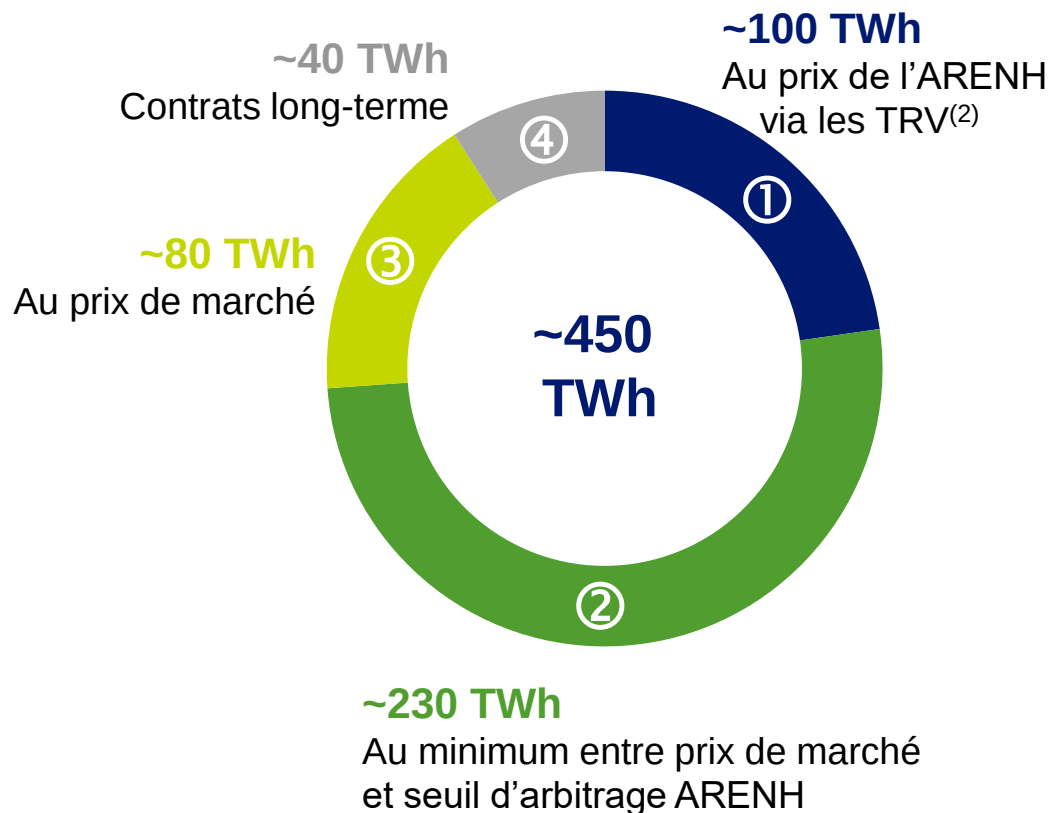
Tarif Bleu résidentiel HT⁽¹⁾

Composition de la facture moyenne TTC (client Bleu résidentiel)



- (1) Source : Données issues de la délibération de la CRE du 07 février 2019
 (2) La date de mise en œuvre par le gouvernement n'est pas encore connue
 (3) Y compris le coût des obligations CEE
 (4) Chiffres arrondis au demi point

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



(1) Ventes hors volumes sous obligations d'achat et volumes sous contrats d'approvisionnement long-terme. Répartition notionnelle basée sur la situation 2018, notamment en termes de parts de marché aval d'EDF, et niveau de souscription ARENH des fournisseurs alternatifs inférieur ou égal au plafond de 100 TWh

(2) Tarifs réglementés de vente

- ① Volumes vendus au prix de l'ARENH selon la formule d'empilement des coûts dans les tarifs réglementés de vente (essentiellement tarifs bleu résidentiels et non résidentiels)
- ② Volumes vendus au prix de marché si ce prix est inférieur au seuil d'arbitrage ARENH (prix ARENH – prix de la capacité) et à prix ARENH dans le cas contraire⁽³⁾, qui comprennent :
 - Les volumes pouvant être souscrits à l'ARENH par les fournisseurs alternatifs et les gestionnaires de réseaux pour leurs achats de pertes (jusqu'à 125 TWh)
 - Une partie des volumes⁽⁴⁾ vendus aux clients finals d'EDF en offre de marché
- ③ Volumes vendus au prix de marché quel que soit ce prix, qui comprennent :
 - Une partie des volumes vendus aux clients finals d'EDF : complément d'approvisionnement marché dans les TRV, complément des volumes⁽⁴⁾ vendus aux clients en offres de marché
 - Les volumes vendus sur les marchés de gros
- ④ Contrats à prix négociés ne suivant pas une logique d'indexation au prix de marché

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

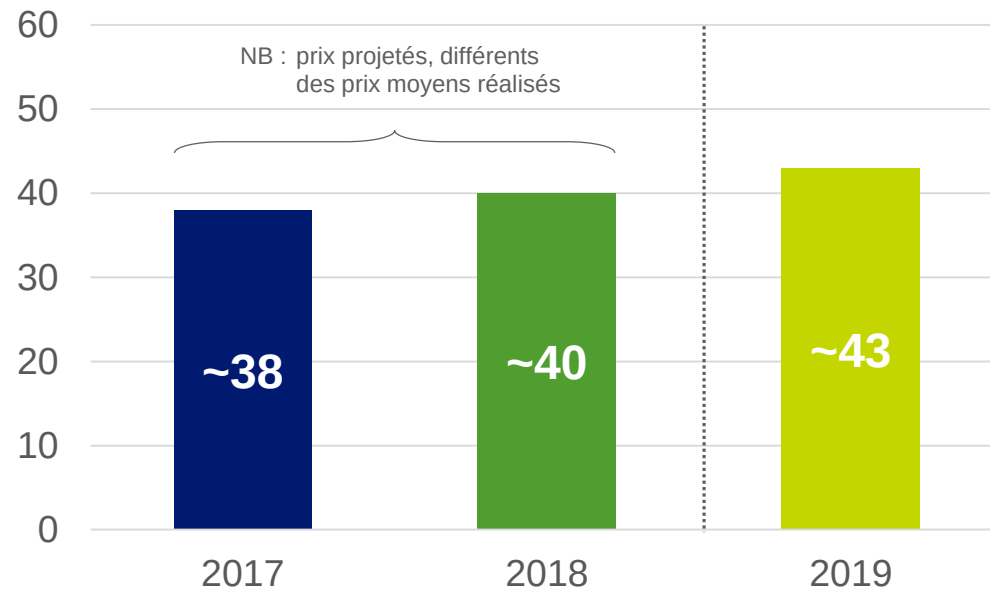
(4) Liés à la réplique de la structure de coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs : parts des volumes correspondant aux « droits ARENH » et à l'approvisionnement du complément sur le marché

PRIX MOYEN CAPTURÉ ESTIMÉ DANS LES COUVERTURES À TERME

Prix⁽¹⁾ moyen capturé

France – Activités de Production et Commercialisation

En €/MWh



Sur un **volume notionnel** de production à coût fixe de **~435 TWh⁽²⁾**

- ≡ Prix moyen capturé par les couvertures réalisées sur des contrats à terme avant le début de l'année de livraison⁽³⁾
- ≡ Estimation basée sur :
 - Une prévision de répartition des volumes par type de vente (cf. page 104)
 - Une demande 'formée' (*baseload* vs *peakload*, saisonnalité)
- ≡ Ce prix moyen ne tient pas compte des achats et des ventes sur les marchés de gros pouvant intervenir au cours de l'année de livraison en fonction des aléas de production ou de consommation.
Il ne s'agit ainsi pas du prix moyen de vente réalisé.

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

(2) Uniquement à partir des moyens nucléaires et hydrauliques, sur la base d'une hydraulité normale

(3) Sur la base du principe de fermeture graduelle des positions nettes avant l'année de livraison sur l'horizon de liquidité des contrats calendaires à terme (typiquement 2 ans pour le marché de gros électricité France). Surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme. Sujet aux incertitudes sur l'exposition nette d'EDF du fait de l'optionnalité du mécanisme ARENH (dont le coût est matérialisé dans les couvertures de marché)

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

- ≡ 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'Energie entré en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, et intégrant les spécificités suivantes :
 - La budgétisation par l'État des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) qui restent calculées par la CRE et sont réparties dans deux comptes : le Compte d'Affectation Spéciale « Transition Energétique », et le compte « Service Public de l'Energie » du Budget Général. La loi de finances 2018 budgète ainsi 7184 M€ dans le Compte d'Affectation Spéciale (tous opérateurs confondus), alimenté principalement par la TICPE (taxe sur les carburants et diesels) et 3044 M€ (tous opérateurs confondus) dans le Budget Général.
 - La publication annuelle par la CRE d'une délibération : celle du 12 juillet 2018 est relative aux charges réalisées 2017, à la reprévision des charges 2018 et à la prévision initiale des charges 2019.
 - La reprise des éléments de la délibération CRE en loi de finances : en pratique, la loi de finances rectificative pour 2018 intègre par rapport à la loi de finances pour 2018 une diminution de 595 M€ des crédits du CAS pour prendre en compte la reprévision à la baisse des charges pour 2018 à hauteur de 400 M€, ainsi que l'écart constaté entre la reprévision 2017 et le réalisé 2017 pour 195 M€.
- ≡ L'Etat compense depuis le 1^{er} janvier 2017 les coûts de gestion des contrats d'obligation d'achat, conformément au principe de compensation intégrale des charges supportées par les opérateurs (45 M€/an).
- ≡ Remboursement 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 Energétique ».

CSPE (2/4) : CHARGES POUR EDF

- ⇒ 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'Etat

En millions d'euros	2016		2017		2018	
Obligations d'achat ⁽¹⁾	4 472	69 %	4 681	71 %	4 856	74 %
Autres ⁽²⁾	2 038	31 %	1 866	29 %	1 698	26 %
Total CSPE EDF	6 510	100 %	6 547	100 %	6 554	100 %

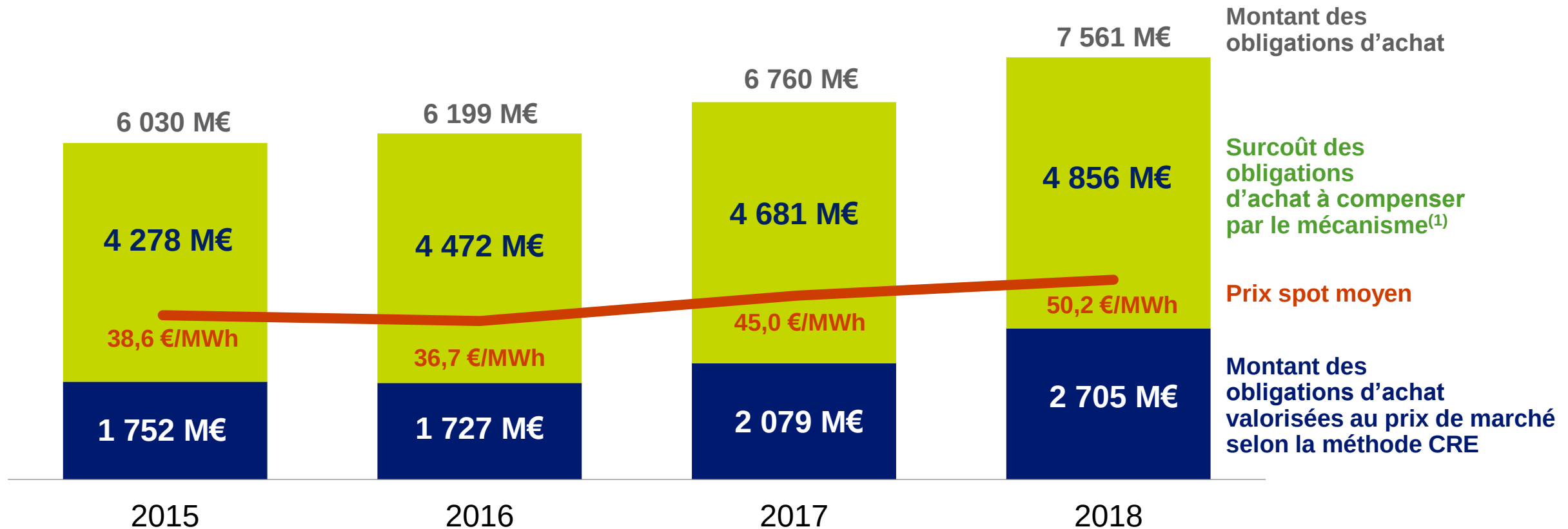
- ⇒ Stabilité des charges de service public en 2018 principalement due à deux effets antagonistes. D'une part une hausse des coûts d'obligations d'achat liés au développement du parc de production renouvelable en France, et à une forte production éolienne; d'autre part, une baisse des charges associées aux dispositifs sociaux en lien avec la mise en place au 1er janvier 2018 du dispositif « chèque énergie » dont les charges sont directement supportées par l'Etat.

Les charges associées aux ZNI augmentent de manière modérée (+57 M€). Les charges de service public dans les ZNI⁽³⁾ varient avec les achats d'énergie et de combustibles, le coût de remplacement des anciennes centrales de production d'électricité et les volumes d'obligations d'achat.

- (1) Les obligations d'achats comprennent l'électricité produite en métropole à partir de : hydraulique inférieure à 12 MW, biomasse, éolien, photovoltaïque, cogénération, valorisation des déchets ménagers et énergies de récupération à l'exception des ZNI⁽³⁾
- (2) Les surcoûts de production et les obligations d'achat dans les ZNI⁽³⁾, le Fonds de Solidarité Logement ainsi que certaines prestations de services à destination des clients précaires
- (3) ZNI : zones non interconnectées, qui recouvrent des départements et territoires d'outre-mer ainsi que la Corse et certaines îles bretonnes.

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

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



(1) Périmètre EDF SA hors SEI

CSPE (4/4) : CALENDRIER GLOBAL⁽¹⁾ DE REMBOURSEMENT

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'Etat 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 ⁽¹⁾	Paiement des intérêts futurs associés au déficit précité par le BG (part globale)	Paiement des intérêts futurs associés par le Budget général ⁽¹⁾
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 ⁽²⁾	29,9 ⁽³⁾
Total	-	5 779,8	4 305,1	389,1	312,6

L'échéancier reste inchangé: la seule évolution depuis 2017 est le fait qu'EDF ne reçoit plus que 73,6% des versements de l'Etat, 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, 2017 et 2018 de la créance financière a été effectué par l'Etat conformément à l'échéancier. A fin décembre 2018, l'Etat a versé à EDF 1 217 M€ en provenance du Compte d'Affectation Spéciale dont 1 194 M€ prévus au titre du principal de la créance financière pour 2018, et 23 M€ versés le 2 janvier 2018, à rattacher à l'échéancier de 2017. Par ailleurs, l'Etat a versé à EDF 64 M€ en provenance du Budget Général au titre des intérêts 2018 de la créance financière. A fin 2018, l'Etat doit encore 2060 M€ à EDF dont 2014 M€ au titre du principal et 46 M€ au titre des intérêts courus non échus.

(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⁽¹⁾ : CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2017	2018	Δ %
Chiffre d'affaires	14 023	14 203	+1,3 %
EBITDA	3 993	4 028	+0,9 %
Résultat net courant	791	852	+7,7 %
Investissements opérationnels bruts⁽²⁾	3 767	3 998	+6,1 %

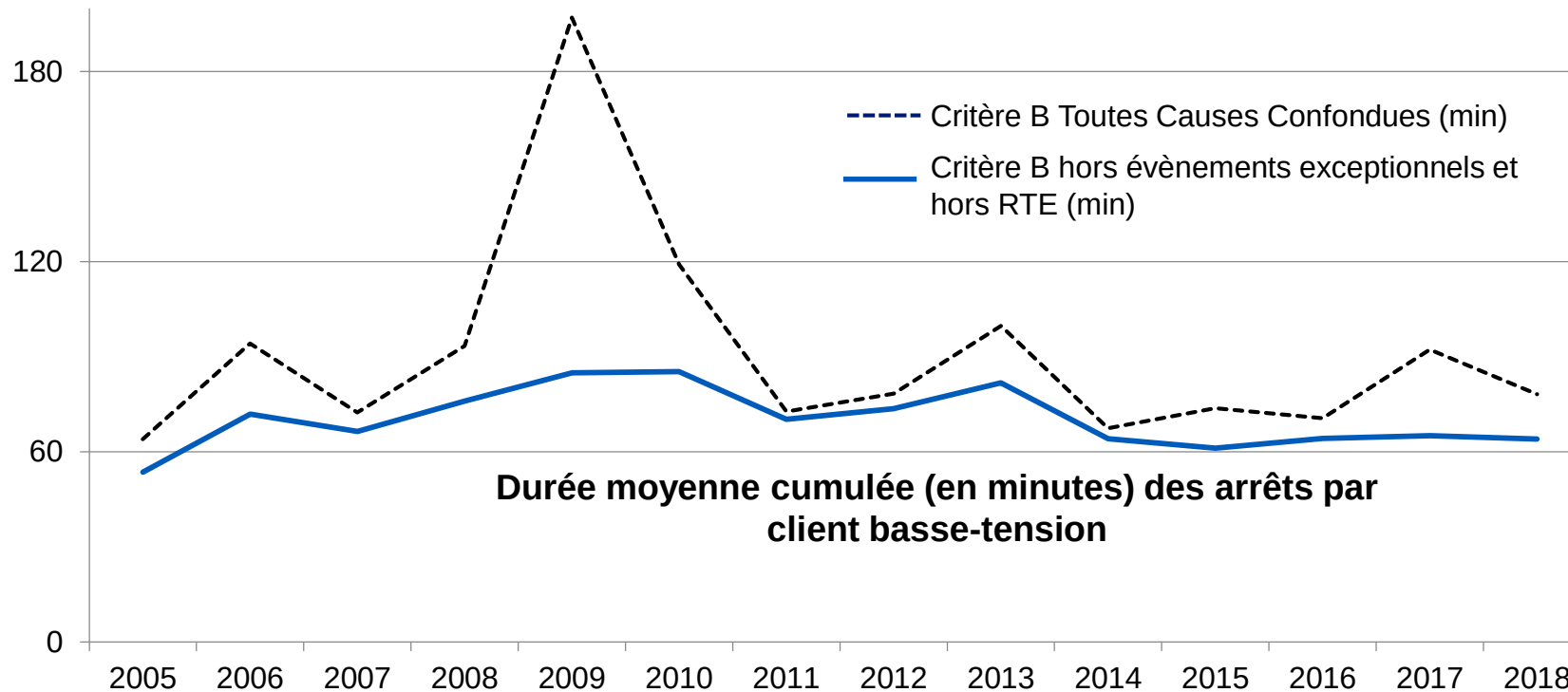
(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie ; données locales

(2) Y compris Linky

ENEDIS⁽¹⁾ : QUALITÉ DE LA FOURNITURE EN FRANCE

- ⇒ Critère B⁽²⁾ hors événements exceptionnels hors RTE : 64 minutes en 2018
- ⇒ Critère B⁽²⁾ toutes causes confondues : 81 minutes⁽³⁾ en 2018

En minutes cumulées



(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

(3) Quatre épisodes climatiques exceptionnels : la tempête Eléanor et la crue de la Seine en janvier, les orages du 4 juillet dans le Sud Ouest, et l'épisode de neige collante de la nuit du 29 au 30 octobre dans la vallée du Rhône et en Auvergne.

BASE D'ACTIFS RÉGULÉS EN FRANCE

	Base d'Actifs Régulés au 01/01/2019	Taux de rémunération nominal avant impôts	Évolution
Transport	VNC des immobilisations ⁽²⁾ = 14,3 Mds€	6,125 %	Indexation IPC + K⁽¹⁾ +6,76 % au 01/08/2017 +3,0 % au 01/08/2018
Distribution	VNC des immobilisations ⁽²⁾ = 51 Mds€ Capitaux propres régulés ⁽³⁾ = 7,6 Mds€ VNC Linky = 1,7 Md€	2,5 % ⁽⁴⁾ ----- 4,0 % ⁽⁴⁾ ----- 7,25 % +3 % / -2 % ⁽⁵⁾	Évolution tarifaire -0,21 % au 01/08/2018 ≈ +2,9 % au 01/08/2019 ⁽⁶⁾

- (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. En Turpe 3, seuls les amortissements industriels étaient tarifés. Depuis Turpe 4, la provision pour renouvellement et ainsi que l'ensemble des amortissements sont tarifés
- (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 le phase de déploiement
- (6) Revalorisation prévisionnelle fondée sur les éléments de la comptabilité et de la régulation incitative connus au 18/01/2018

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



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

- Augmentation des capitaux propres régulés d'Enedis⁽³⁾ en application de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018 pour un montant de l'ordre de 1,6 Mds€ (soit une augmentation du revenu autorisé de 64 M€ pour l'année 2018, dégressif pour les années suivantes). 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€₂₀₁₈** 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
- Évolution au 1^{er} août 2018 de -0,21 % en moyenne, dont notamment +1 % au titre de la prise en compte de l'inflation et -1,27 % au titre de l'apurement du solde du CRCP

(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

- ⇒ Réponse aux exigences de la Directive européenne sur l'efficacité énergétique
- ⇒ Article 30 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte : une nouvelle obligation CEE au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en complément de l'obligation des CEE classiques à compter de 2016

Objectifs renforcés, nouvelles ambitions

- ⇒ L'obligation nationale pour la 4^{ème} période 2018-2020 est fixée à 1 600 TWhc par décret du 2 mai 2017
 - Doublement ambitieux par rapport à la 3^{ème} période 2015-2017 (700 TWhc CEE classiques, 150 TWhc CEE précarité)
 - Dont 400 TWhc au bénéfice des clients en situation de précarité énergétique et 1 200 TWhc d'obligation CEE classiques

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
- ⇒ Promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès de leurs clients
 - Ménages, collectivités territoriales, bailleurs sociaux ou professionnels/entreprises

Dispositif

- ⇒ EDF est le premier obligé et intervient dans plusieurs domaines
 - Incitation financière pour la réalisation d'opération d'efficacité énergétique dans tous les secteurs : bâtiment résidentiel tertiaire, industrie, agriculture, transport...
 - Financement de programmes nationaux (par exemple : 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)

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) 2018 – 2023 : ÉTAT D'AVANCEMENT DU PROCESSUS

- Publication de la Stratégie Nationale Bas Carbone en décembre 2018 : la neutralité carbone est définie comme objectif à long terme ; l'électricité représente 50 % de la consommation finale en 2050.
- Publication du projet PPE le 25/01/2019 qui s'inscrit de façon cohérente dans la SNBC en affirmant la priorité de l'enjeu climatique (objectif de réduction de 30 % des émissions de GES vs 2016), la réduction des énergies fossiles, le maintien du socle nucléaire et le développement des renouvelables.
- Principaux points du projet PPE:

Nucléaire

- Fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035 pour atteindre une part de 50 % dans le mix électrique, dont 4 à 6 (dont Fessenheim) d'ici 2028, si certaines conditions sont remplies. Une version définitive de la PPE identifiera les sites pour fermer les 14 tranches d'ici 2035
- D'ici mi-2021 : le gouvernement conduira avec la filière un travail sur le nouveau nucléaire, et se prononcera ensuite sur l'opportunité de programmer de nouvelles centrales

Thermique

- Toutes les centrales fonctionnant exclusivement au charbon seront arrêtées fin 2022. Pas de nouvelle centrale thermique à flamme exclusivement fossile

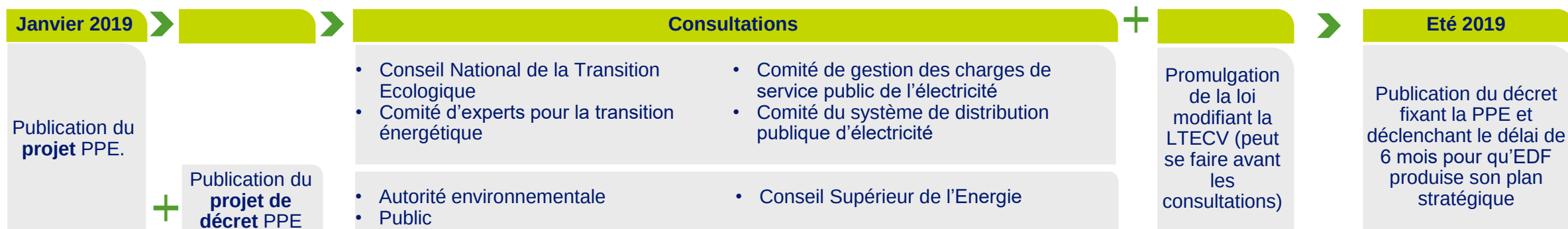
Renouvelable

- Production de biogaz injecté à hauteur de 14 à 22TWh en 2028 sous l'hypothèse d'une forte baisse des coûts (35 à 55 fois la production de 2017)
- Doublage de la capacité de production d'électricité renouvelable installée (74 GW en 2023, et 102 à 113 GW en 2028)
- Augmentation de 25 % en 2023 et entre 40 et 60 % en 2028 de la consommation de chaleur renouvelable de 2016 (155 TWh)

Baisse consommation énergie fossile

- Réduction de la consommation d'énergie finale : objectif de baisse de 7 % en 2023 et de 14% en 2028 par rapport à 2012
- Objectif de baisse de 20% de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2030 et de 35 % en 2028 (comparé à 2012)
- 2023 : Objectif de 2,5M de logements rénovés, remplacement de 10 000 chauffages charbon par des moyens de production de chaleur renouvelable, 9,5M de logements chauffés au bois, 3,4M d'équivalents logements raccordés à un réseau de chaleur
- 1,2 millions de voitures particulières électriques en circulation (électriques et hybrides rechargeables) et plus de 100 000 points de recharge publics d'ici 2023

Prochaines étapes – Calendrier Indicatif





RÉSULTATS ANNUELS 2018

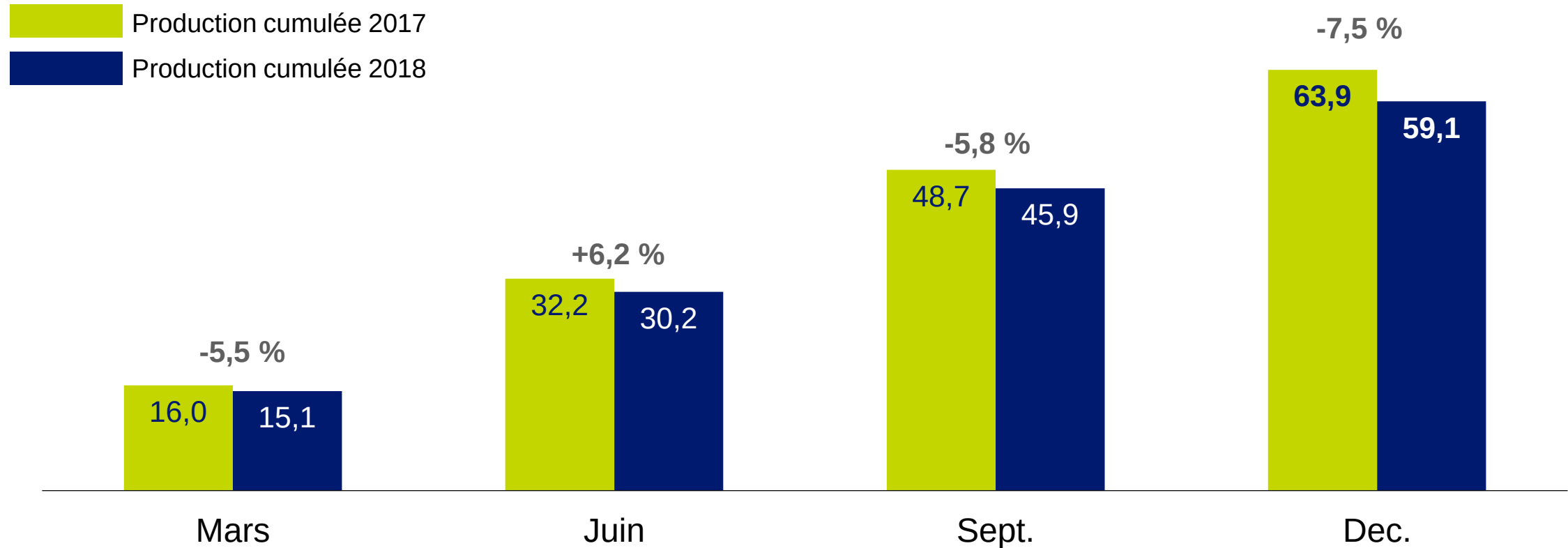
Annexes

International et Autres métiers



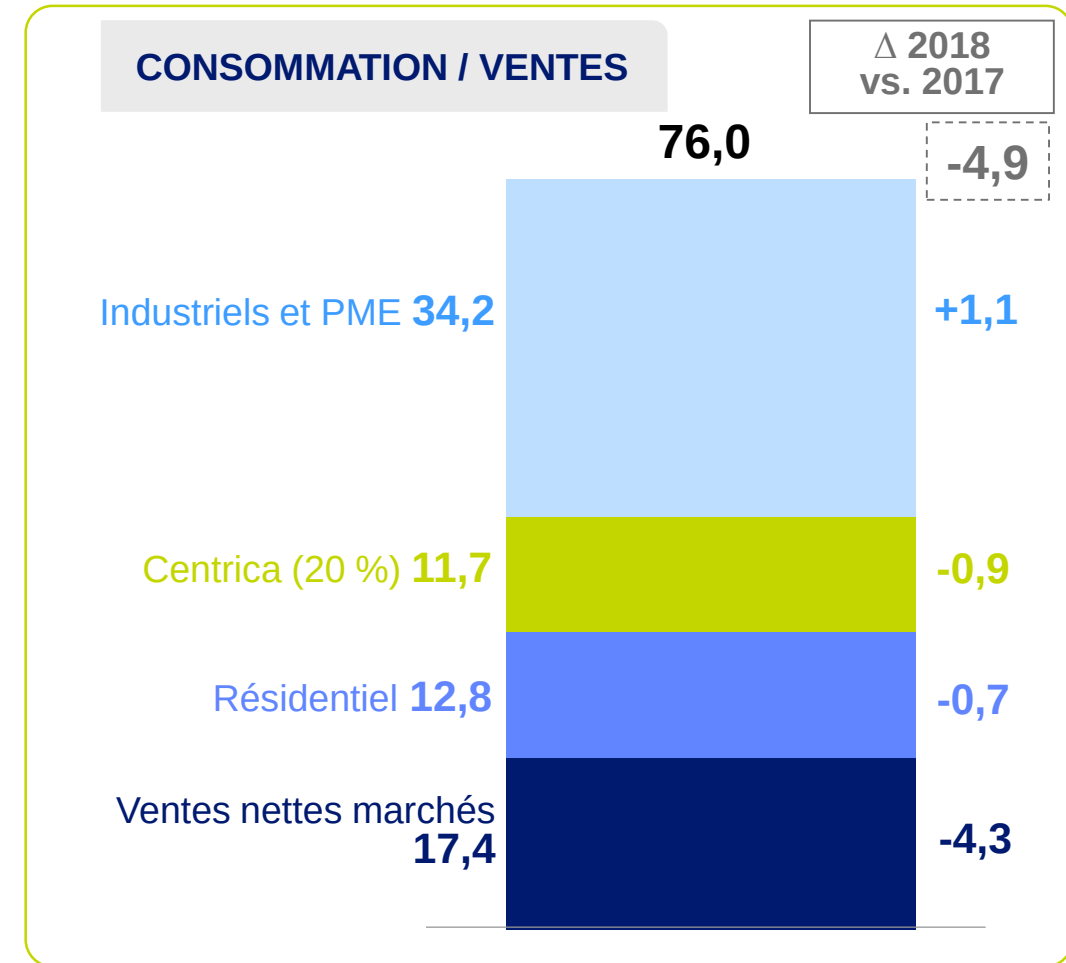
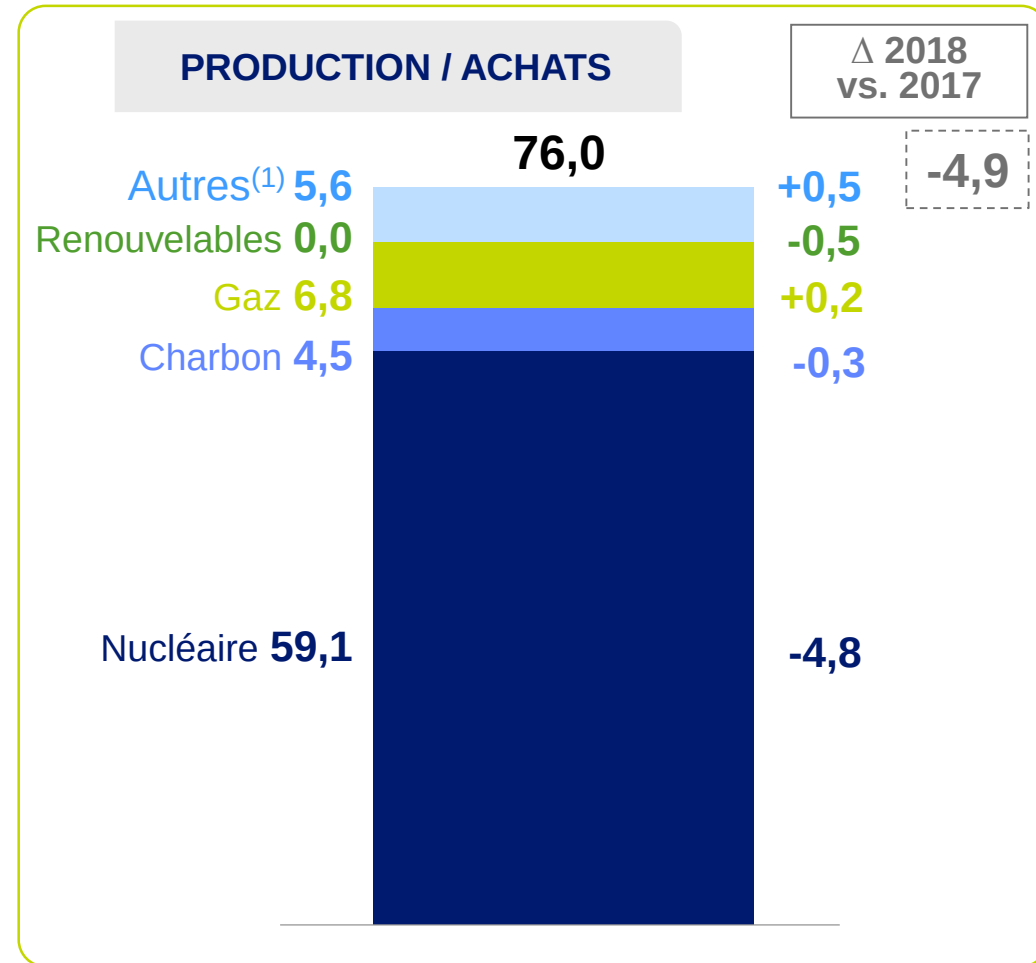
ROYAUME-UNI : PRODUCTION NUCLÉAIRE TRIMESTRIELLE

En TWh



ROYAUME-UNI : BILAN ÉLECTRIQUE

En TWh



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

RÉSULTATS DES ENCHÈRES DE CAPACITÉS POUR EDF ENERGY⁽¹⁾

Resultats des enchères de cette année ainsi que des années précédentes :

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
2017 T-1 (2017/2018)	6,95 (pas d'indexation)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	L'ensemble des 8 unités (3,5 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	NA	2 unités (9,6 MW)
2014 T-4 (2018/2019)	19,4 (prix de 2012/2013)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	7 des 8 unités ⁽⁴⁾ (3,1 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (37 MW)	NA	NA
2018 T-1 (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 T-4 (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 T-4 (2020/2021)	22,5 (prix de 2015/2016)	L'ensemble des 16 unités (7,9 GW)	3 des 8 unités (1,3 GW)	L'ensemble des 3 unités (1,2 GW)	L'ensemble des 2 unités (38 MW)	1 unité ⁽⁷⁾ (47 MW)	NA
2018 T-4 (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)

(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.

(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'un 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

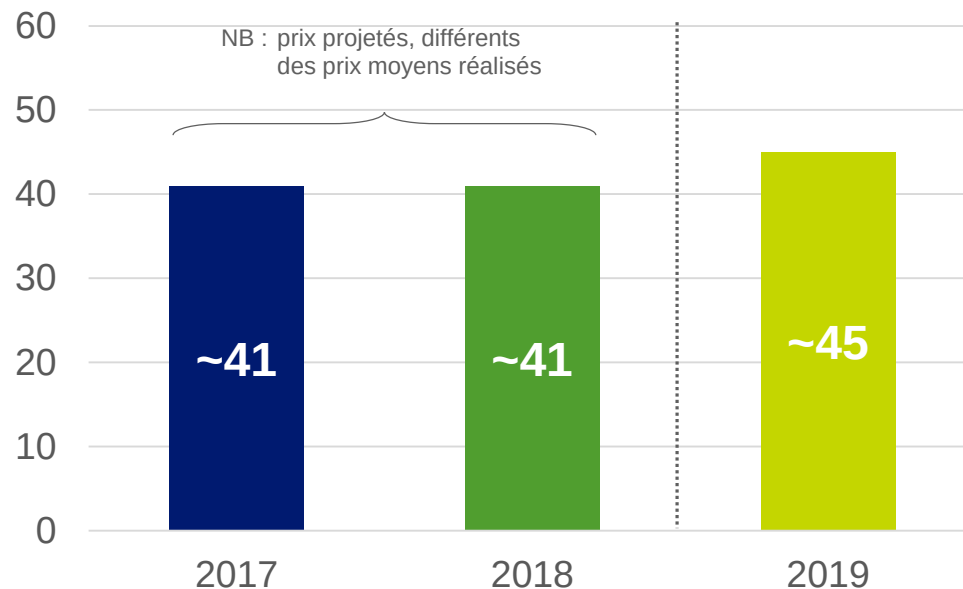
NA : Non applicable

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

PRIX MOYEN CAPTURÉ ESTIMÉ DANS LES COUVERTURES À TERME

Prix⁽¹⁾ moyen capturé Royaume-Uni

En £/MWh



Sur un **volume notionnel** de production nucléaire de **~60 TWh**

- ⇒ Prix moyen capturé à travers les couvertures réalisées en lien avec les prix de marchés de gros avant le début de l'année de livraison⁽²⁾
- ⇒ Estimation basée sur :
 - Des volumes notionnels de production
 - Les prix des contrats saisonniers
- ⇒ Ce prix moyen ne tient pas compte des achats et des ventes sur les marchés de gros pouvant intervenir au cours de l'année de livraison en fonction des aléas de production.
Il ne s'agit ainsi pas du prix moyen de vente réalisé.

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

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

EDISON : BILANS ÉLECTRIQUE ET GAZIER

En TWh

Δ 2018
vs. 2017Δ 2018
vs. 2017

PRODUCTION / ACHATS

+1,2

VENTES

+1,2

29,4

Achats de
gros et autres
10,6

+2,1

Hydraulique et
renouvelables
4,0

+0,8

Thermique
14,8

-1,7

Marchés
de gros
et autres
10,7

+1,9

IPEX 5

-3,5

Clients
finals
13,7

+2,8

Electricité⁽¹⁾En Mds de m³Δ 2018
vs. 2017Δ 2018
vs. 2017

PRODUCTION / ACHATS

-0,6

VENTES

-0,6

20,7

Approvisionnement
domestique 5,8

=

Marchés de
gros et
autres 6,9

-0,2

Importations
LT & stocks
14,5

-0,5

Production
domestique
0,4

-0,1

Clients
résidentiels
et industriels
7,3

+0,4

Thermo-
électrique 6,5

-0,8

Gaz

(1) A l'exclusion des volumes de trading



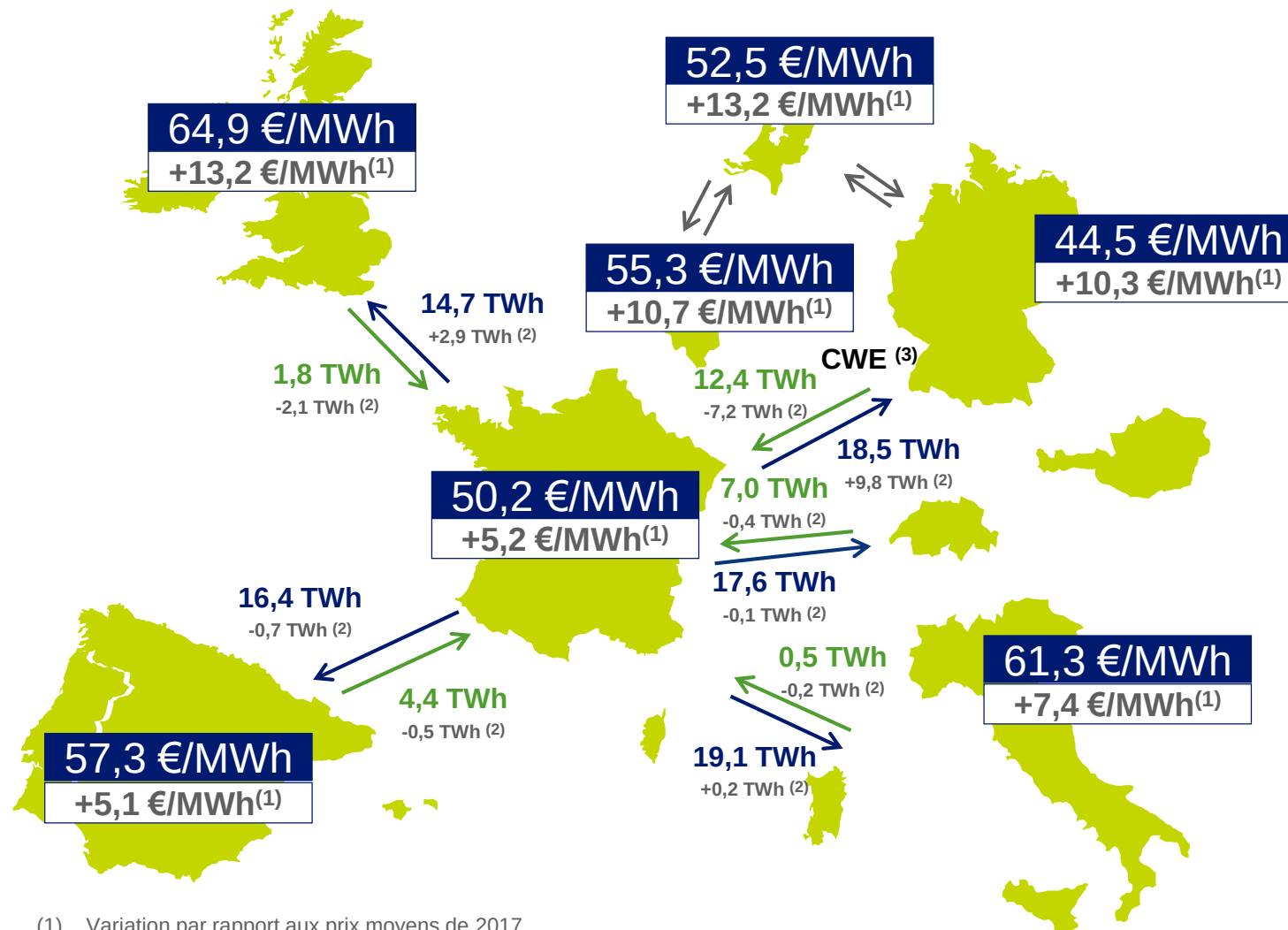
RÉSULTATS ANNUELS 2018

Annexes

Marchés



MOYENNE DES PRIX DE MARCHÉ SPOT EN 2018



(1) Variation par rapport aux prix moyens de 2017

(2) Echanges commerciaux (Source : ENTSO-E Transparency Website) et variation par rapport à l'année 2017

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

Malgré un hiver plus clément, les prix spot en 2018 sont en hausse partout en Europe par rapport à 2017 en raison :

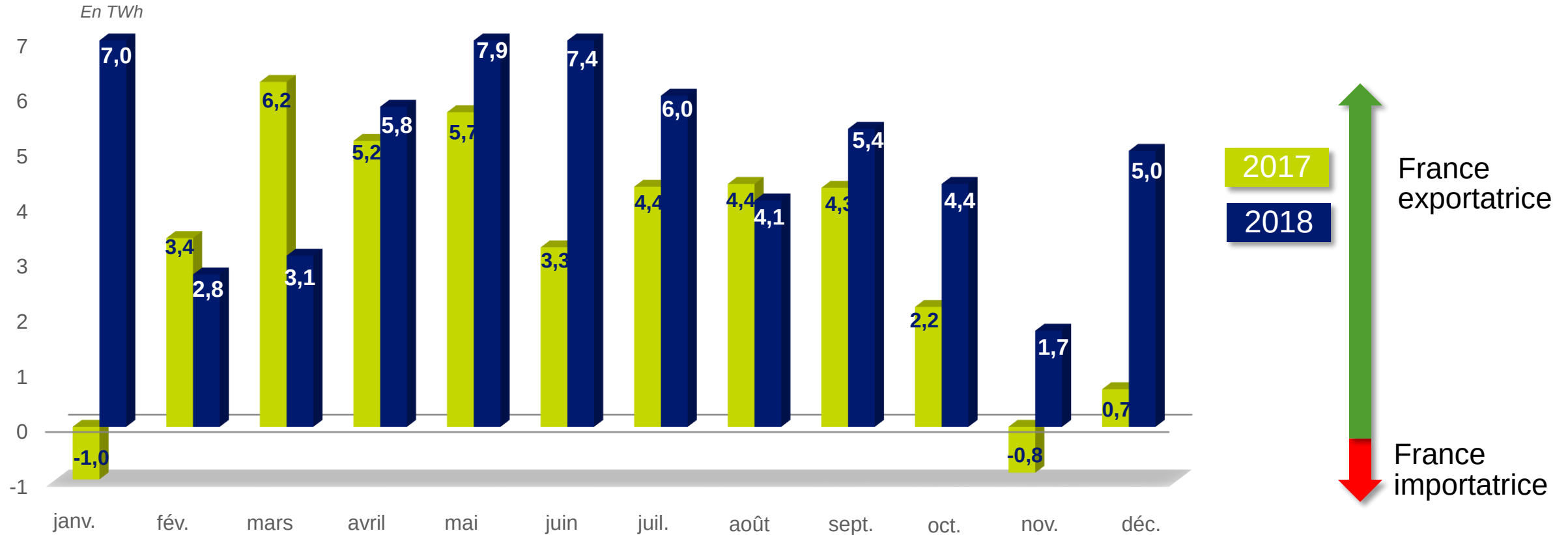
- De la hausse des prix des commodities entre mars et octobre 2018 principalement
- D'un été particulièrement peu venteux en Allemagne

Un couplage des marchés qui reste limité par les capacités disponibles aux frontières

Prix moyens observés sur les bourses de l'électricité durant l'année 2018 :

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

SOLDE DES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS D'ÉLECTRICITÉ



Le solde exportateur de la France s'est établi à 60,2 TWh en 2018 (+22,3 TWh vs. 2017). Les exportations ont en effet augmenté (+12,2 TWh vs. 2017) alors que les importations ont diminué (-10,1 TWh vs. 2017). La France a été exportatrice nette sur toutes ses frontières en 2018 : 18,5 TWh vers l'Italie, 13,0 TWh vers le Royaume-Uni, 12,0 TWh vers l'Espagne, 10,6 TWh vers la Suisse et 6,1 TWh vers la zone CWE⁽¹⁾

Source : RTE, données du mois de décembre 2018 estimées car non disponibles à ce jour

(1) Europe Continentale (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg et Pays-Bas)

ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES

En TWh⁽¹⁾

		2017					2018				
		T1	T2	T3	T4	Total	T1	T2	T3	T4	Total
CWE ⁽²⁾	exportations	1,6	3,6	3,0	0,5	8,6	2,6	7,7	5,3	3,0	18,5
	importations	4,7	2,6	3,9	8,4	19,6	6,3	1,5	1,7	2,9	12,4
	solde	-3,1	1,0	-1,0	-7,9	-11,0	-3,7	6,1	3,6	0,0	6,1
Royaume-Uni	exportations	2,1	3,9	3,8	1,9	11,7	3,8	3,7	3,8	3,5	14,7
	importations	0,8	0,5	0,6	1,9	3,8	0,2	0,3	0,5	0,8	1,8
	solde	1,3	3,4	3,2	0,0	7,9	3,59	3,39	3,31	2,68	13,0
Espagne	exportations	3,7	5,1	4,9	3,2	17,0	4,0	4,9	4,7	2,9	16,4
	importations	2,0	0,4	0,2	1,8	4,3	1,6	0,4	0,6	1,9	4,4
	solde	1,8	4,8	4,7	1,4	12,6	2,4	4,5	4,1	1,0	12,0
Italie	exportations	4,9	4,5	4,8	4,6	18,8	5,8	4,8	4,3	4,2	19,1
	importations	0,3	0,1	-	0,2	0,6	0,1	0,0	0,1	0,3	0,5
	solde	4,6	4,4	4,8	4,4	18,2	5,7	4,8	4,2	3,9	18,5
Suisse	exportations	5,7	2,8	3,6	5,3	17,3	6,3	4,2	2,3	4,8	17,6
	importations	1,4	2,2	2,3	1,0	6,9	1,4	2,1	2,1	1,3	7,0
	solde	4,2	0,6	1,3	4,3	10,4	4,9	2,0	0,2	3,4	10,6
TOTAL	exportations	18,0	19,8	20,1	15,5	73,5	22,5	25,2	20,4	18,3	86,3
	importations	9,3	5,7	7,0	13,2	35,3	9,6	4,4	4,9	7,2	26,1
	Solde	8,7	14,1	13,1	2,3	38,2	12,9	20,8	15,5	11,1	60,2

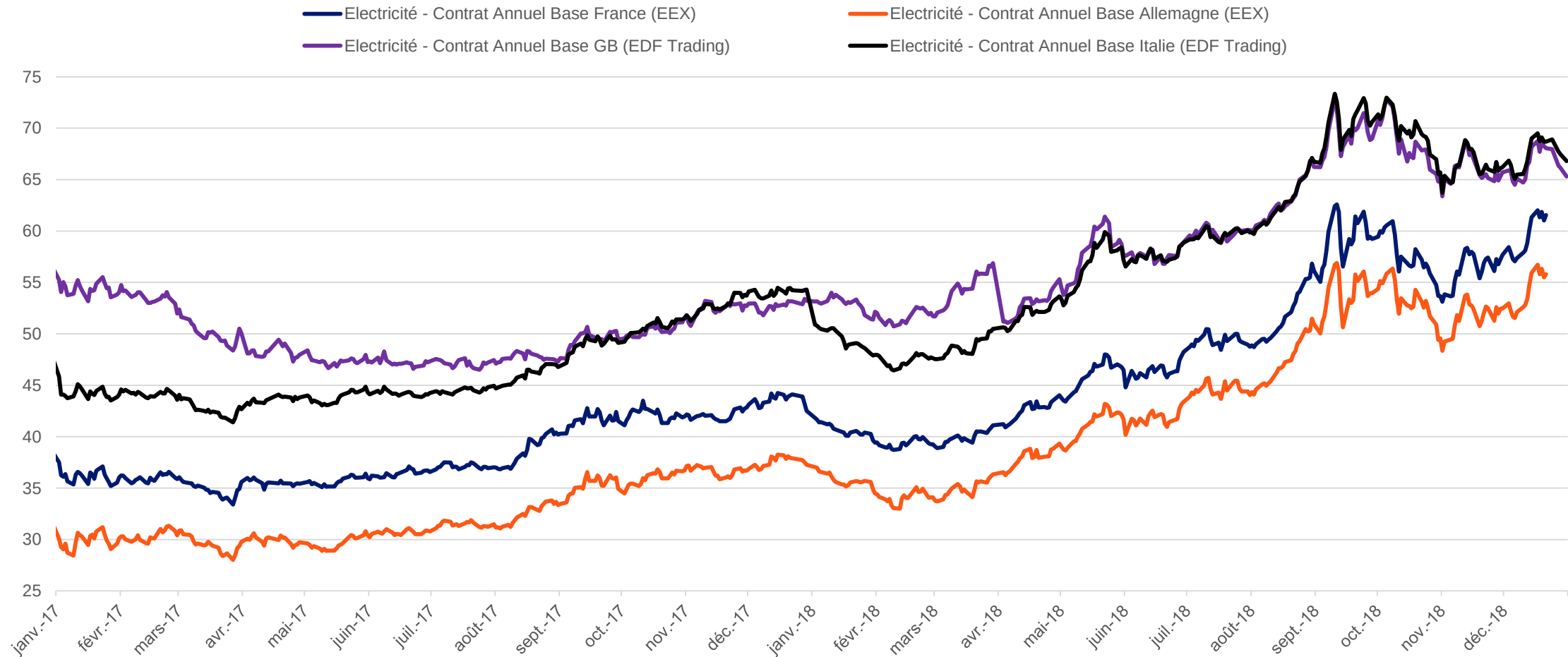
Source : RTE

(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

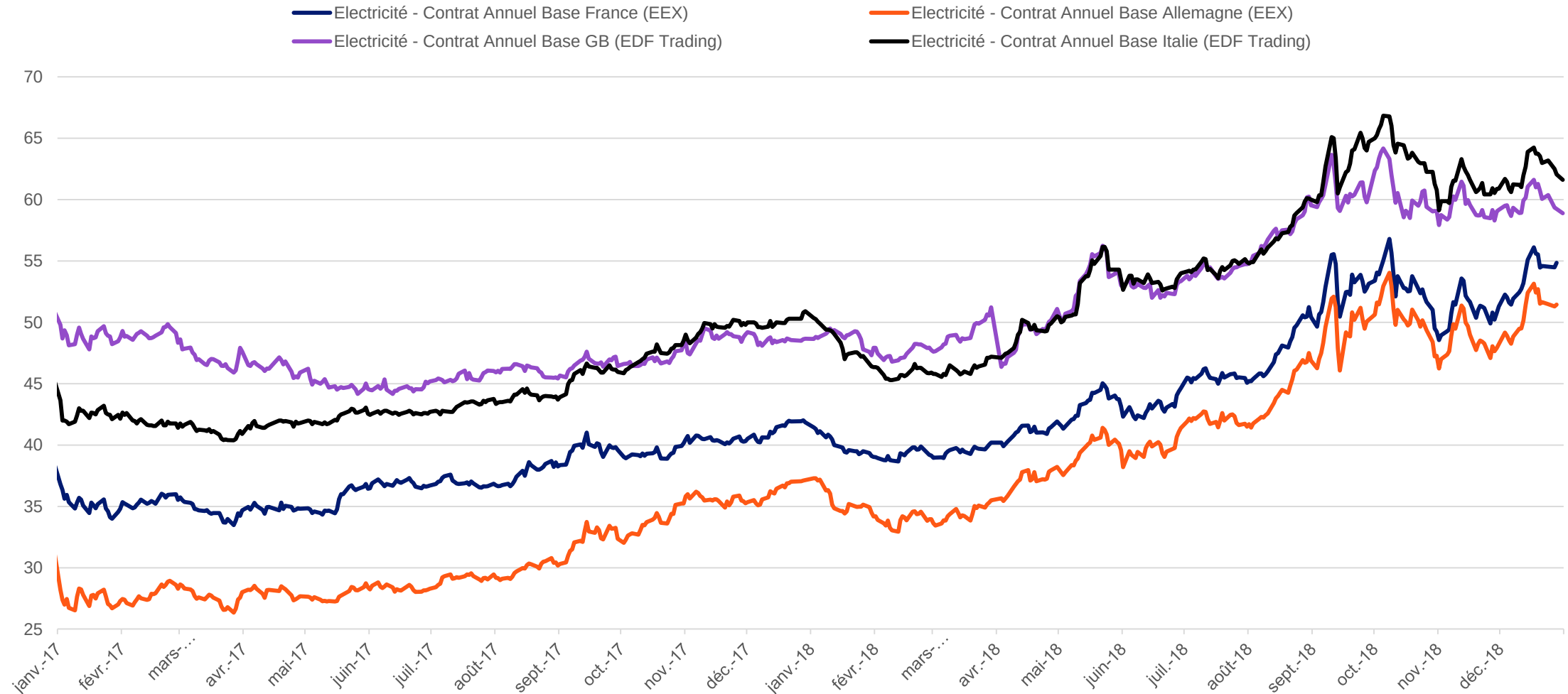
PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+1) DU 01/01/17 AU 31/12/2018

En €/MWh



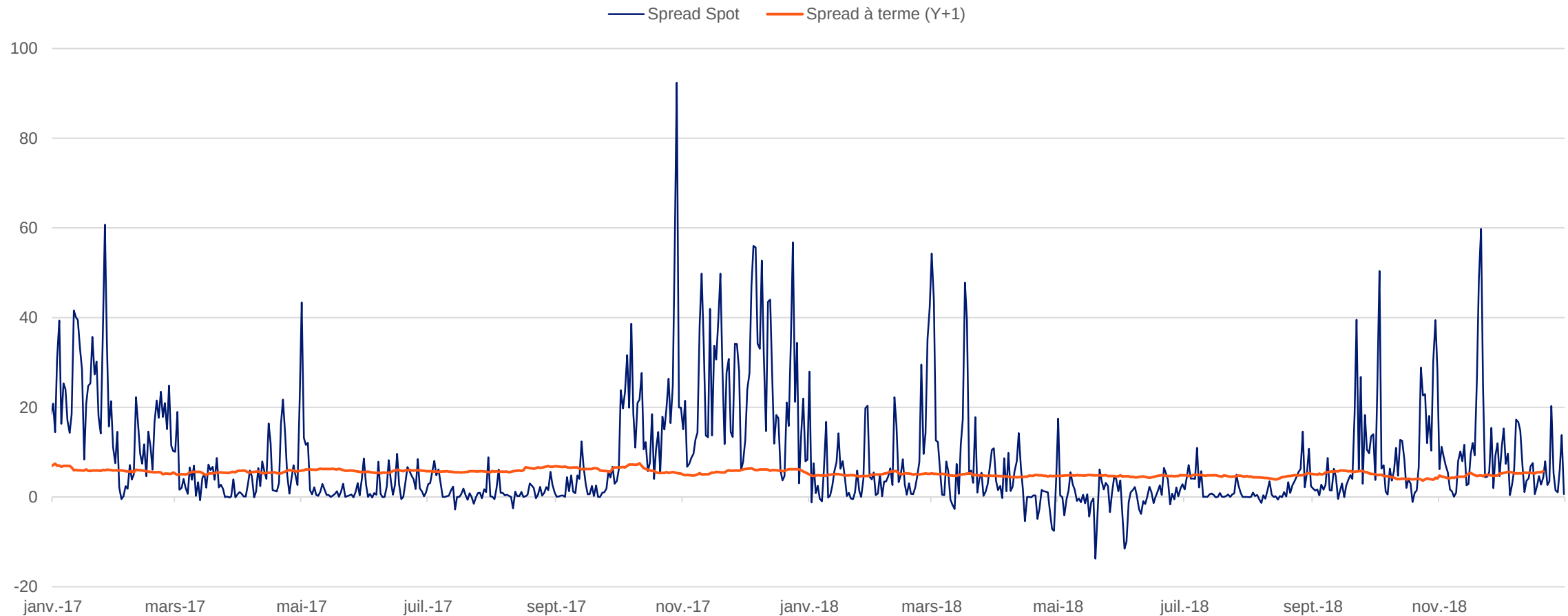
PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ FRANCE, R-U, ITALIE ET ALLEMAGNE (N+2) DU 01/01/17 AU 31/12/2018

En €/MWh



SPREAD FRANCE / ALLEMAGNE SPOT BASE DU 01/01/17 AU 31/12/2018

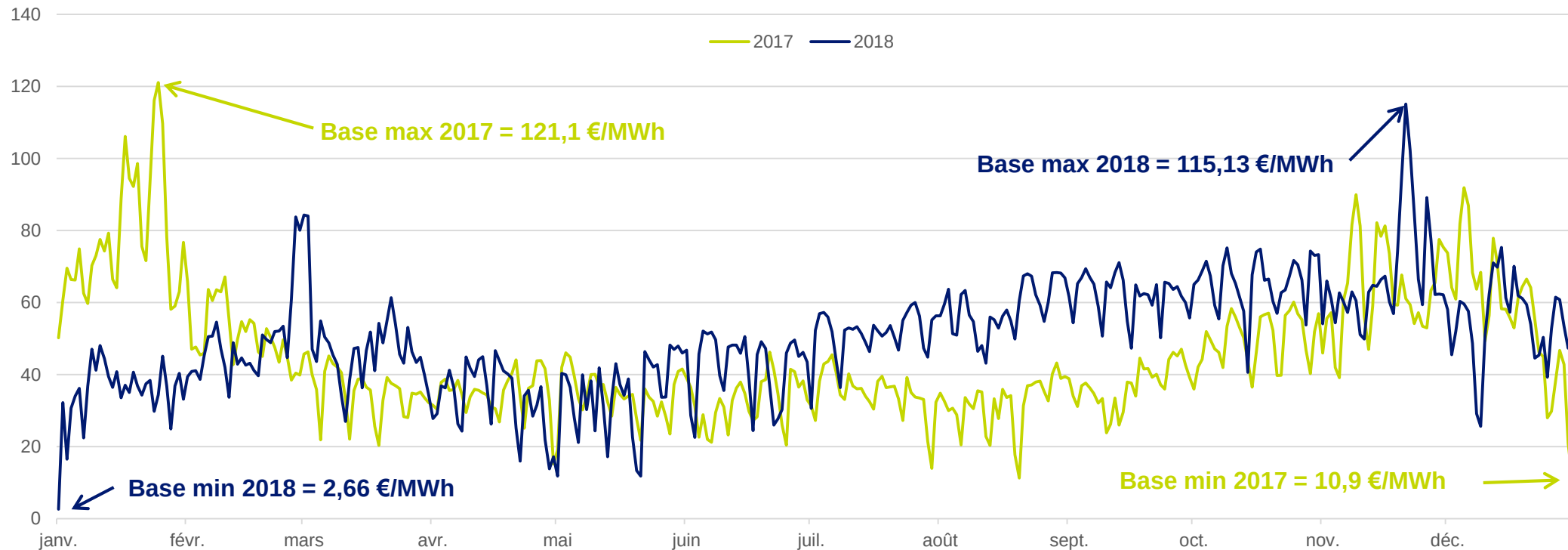
Spread journalier en €/MWh sur 5 jours glissant



Remarque : sur la période observée, le spread France/Allemagne sur le prix spot a atteint un minimum le 19 Mai 2018 à -13,73 €/MWh, et un maximum le 29 octobre 2017 à 92,37 €/MWh

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

Moyenne journalière en €/MWh

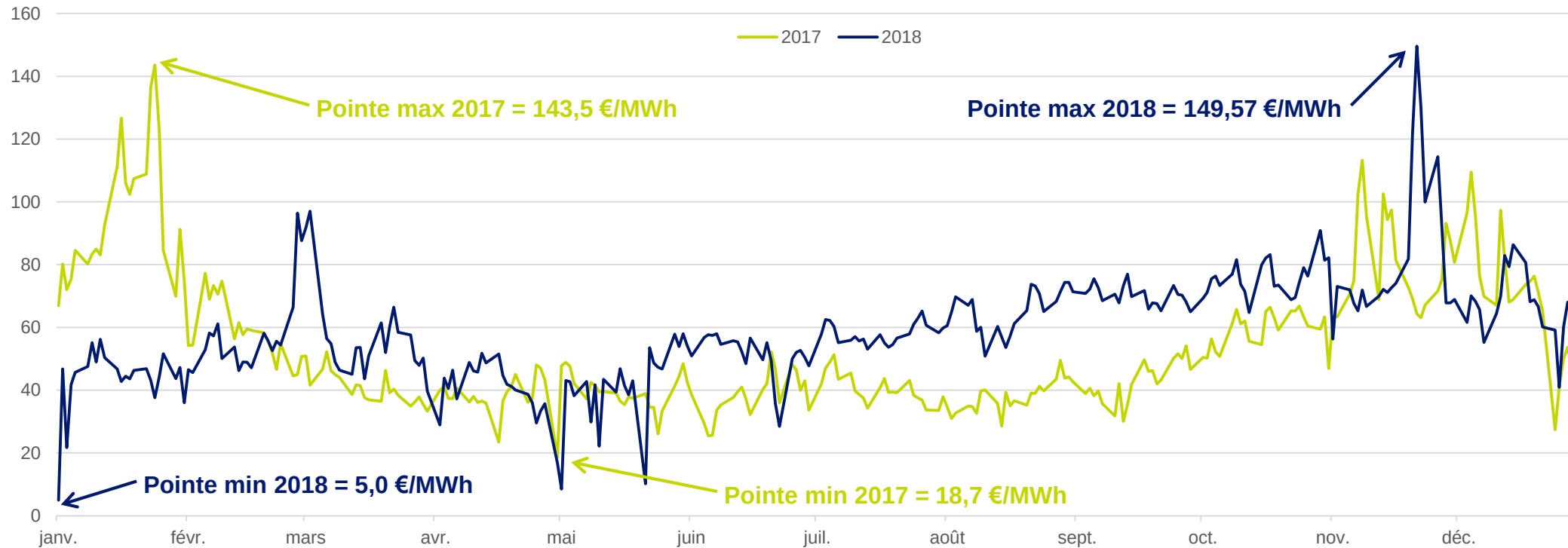


En 2018, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 50,2 €/MWh en base, en hausse de +5,2 €/MWh par rapport à l'année précédente. Après une forte baisse des prix en janvier (-43 €/MWh vs. Janvier 2017) suite à des températures bien plus clémentes en 2018, les prix du reste de l'année sont globalement en hausse (+10 €/MWh en moyenne) en raison de la forte hausse des prix des commodités entre mars et octobre, d'un été chaud et peu venteux et d'une vague de froid tardive fin février 2018.

Source : EPEX

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

Moyenne journalière en €/MWh



En 2018, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 59,1 €/MWh en pointe, en hausse de 5,4 €/MWh par rapport à l'année précédente

Source : EPEX

PRIX DU CHARBON (N+1) DU 01/01/2017 AU 31/12/2018

En \$/t



ICE Global markets in clear view

Le prix du charbon pour livraison en Europe en N+1 s'est établi en moyenne à 87,0 \$/t en 2018 (+18 % ou +13,3 \$/t vs. 2017)

Au T1, le prix du charbon a connu une baisse (-13 US\$/t) en raison de la baisse du prix du pétrole et d'une offre abondante en Asie (ex: en Indonésie, un changement réglementaire pousse les producteurs à se tourner vers l'export). Porté par une reprise du prix du pétrole et une hausse de la demande chinoise et indienne, le prix du charbon a augmenté de plus de 27 \$/t entre fin mars et début octobre. Après avoir approché la barre des 100 \$/t le 3 octobre, plus haut niveau depuis février 2013, les prix ont connu une forte baisse sur le T4 (-15 \$/t) suite à la baisse du prix du pétrole, à la limitation des importations chinoises et à des stocks importants dans les ports du Bénélux en raison du niveau bas du Rhin limitant l'acheminement vers les centrales allemandes

PRIX DU BRENT⁽¹⁾ DU 01/01/2017 AU 31/12/2018

En \$/bbl



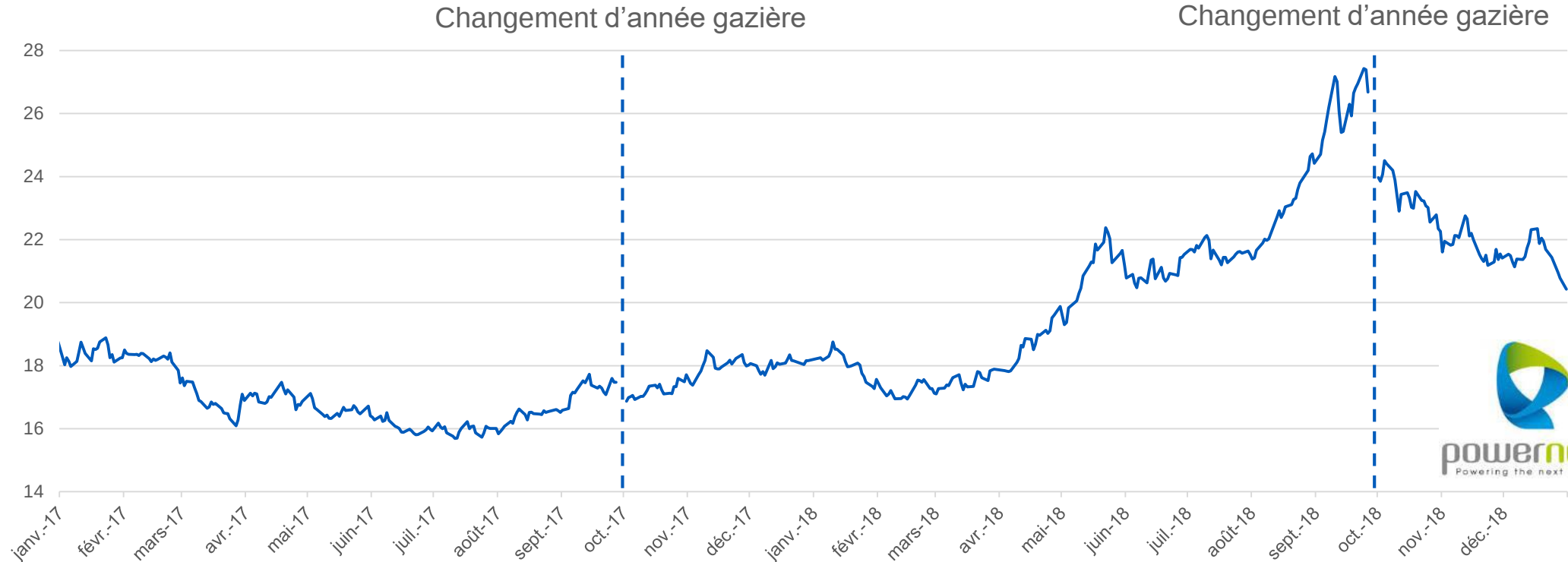
Le prix du pétrole s'est établi en moyenne à 71,7 \$/bbl en 2018 (+31 % ou +16,9 \$/bbl vs. 2017)

Après une baisse début février (-8 \$/bbl) due aux craintes d'un ralentissement de la demande mondiale à court terme, le prix du pétrole est reparti à la hausse entre mars et mai (+16 \$/bbl) suite au respect par les pays de l'OPEP de l'accord de limitation de la production et au retrait des USA de l'accord nucléaire iranien. Le prix a ensuite été globalement stable pendant l'été avant d'augmenter entre mi-août et début octobre (+15 \$/bbl) en raison des menaces américaines vis-à-vis des pays importateurs de brut iranien. Le T4 a été marqué par une chute des prix (-29 \$/bbl) tirée par des sanctions moins sévères que prévues envers l'Iran et des niveaux très élevés de production en Russie et aux Etats-Unis

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

PRIX DU GAZ⁽¹⁾ (N+1) DU 01/01/2017 AU 31/12/2018

En €/MWh



Le prix du contrat annuel gazier pour livraison en N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 20,9 €/MWh en 2018 (+22 % ou +3,7 €/MWh vs. 2017). Après être resté stable sur le T1, le prix du gaz a connu une forte hausse entre mars et septembre (+9 €/MWh) suite à la reprise des cours du pétrole et à des tensions sur le niveau de stockage court-terme répercutées sur le long-terme. Il a dépassé 27,4 €/MWh le 24/09, plus haut niveau depuis près de 5 ans. En lien avec la chute du prix du pétrole, le prix du gaz a baissé au T4 (-7 €/MWh) en raison d'un très bon approvisionnement en GNL en Europe ainsi que d'un niveau de stockage confortable à l'approche de l'hiver. En France, l'année 2018 a été marquée par la fusion des zones PEG Nord et TRS le 1er novembre pour former une zone de marché unique nommée PEG.

(1) Prix du gaz France PEG Nord, puis PEG à partir du 01/11/2018

PRIX DU CO₂ (N+1) DU 01/01/2017 AU 31/12/2018

En €/t

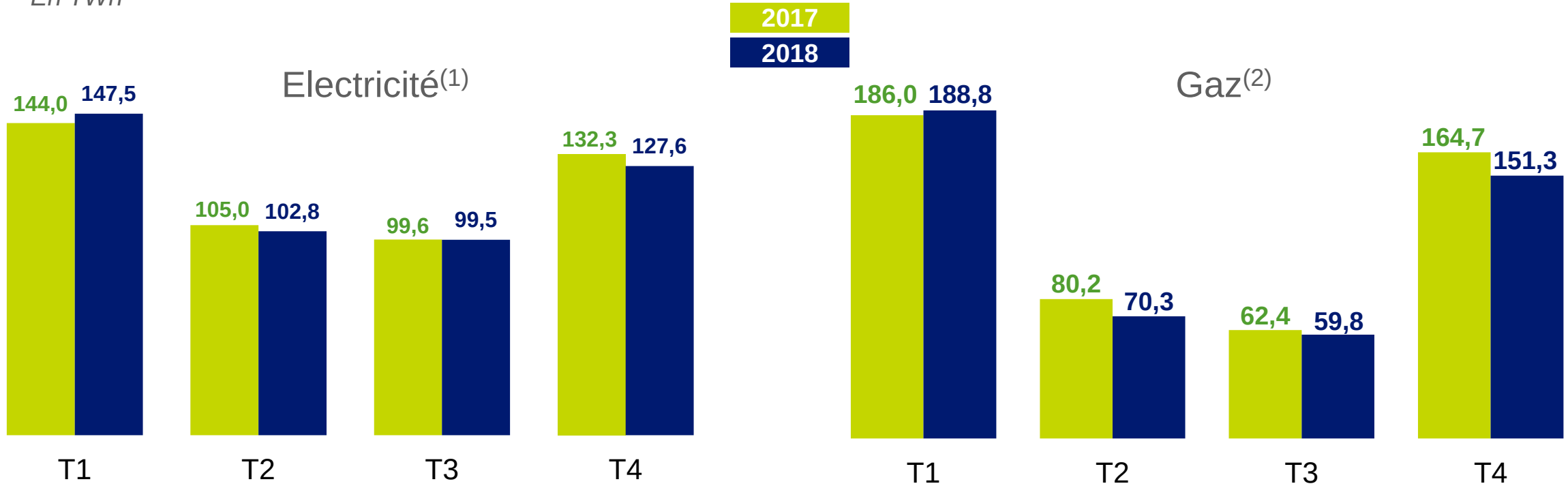


Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 16,2 €/t en 2018 (+175 % ou +10,3 €/t vs. 2017).

Le prix du CO₂ a augmenté entre janvier et septembre en raison de l'accord sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030, hausse intensifiée par le retour d'acteurs spéculatifs sur le marché. De plus en plus volatil, notamment à cause de l'avancée chahutée des négociations sur le Brexit, le prix a atteint 25,6 €/t le 10/09, plus haut niveau depuis 10 ans, avant de chuter de plus de 6 €/MWh dans les jours suivants. En fin d'année, les échanges en quotas de CO₂ ont été dominés par l'activité de couverture de nombreux acteurs très souvent détenteurs d'options d'achat expirant mi-décembre à un prix d'exercice d'environ 20 €/MWh avant de connaître une hausse de 5 €/t en raison d'une activité particulièrement importante après l'expiration de ces options.

FRANCE : CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ET GAZ

En TWh



En 2018 la consommation d'électricité France s'est élevée à 477,4 TWh, en baisse de 0,9 % comparé à 2017. Pour cause, 2018 a été plus chaude que 2017, avec en moyenne annuelle 13,4°C contre 12,8°C

En 2018 la consommation de gaz naturel en France s'est élevée à 470 TWh, en baisse de 4,7% comparé à 2017. 2018 se caractérise par une baisse globale de la consommation due à une moindre sollicitation des centrales à gaz pour la production d'électricité sur toute l'année (-11 TWh) et à une diminution de la demande pour le chauffage

(1) Source 2017 : SPCE RTE (Statistiques Production Consommation Echanges) : chiffres définitifs

Source 2018 : aperçu RTE de novembre 2018 (chiffres provisoires) - décembre 2018 : ETR + consommation Corse

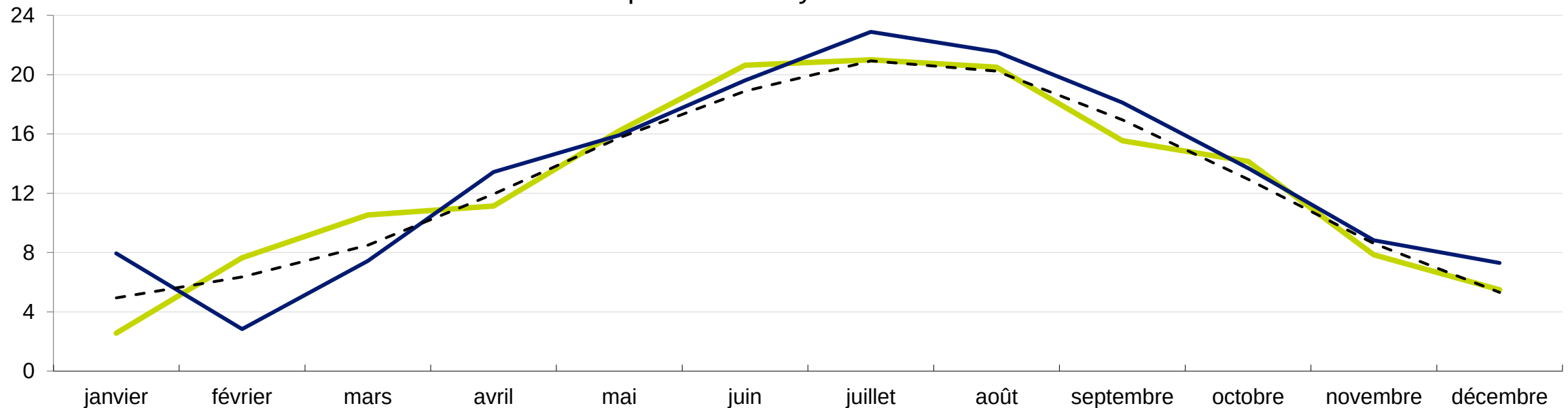
(2) Source : base Pégase, Direction générale de l'énergie et de matières premières (DGEMP), Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer.

Octobre, novembre, décembre 2018 : publications GRT gaz et TIGF

TEMPÉRATURES MENSUELLES MOYENNES⁽¹⁾ EN FRANCE

En °C

— Températures moyennes réalisées 2017
— Températures moyennes réalisées 2018
- - - Températures moyennes normales



L'année 2018 s'est terminée avec une moyenne de 0,7°C au dessus de la normale (32 villes). Seuls les mois de février et mars ont été inférieurs à la normale.

Le mois de janvier a été particulièrement doux (3°C au dessus de la normale), ainsi que juillet et décembre (2°C au dessus des normales).

Il s'agit d'un record de douceur depuis 1900 pour cette année 2018 (source Météo France) avec une moyenne annuelle de 13,4°C. On observe également 9 mois consécutifs au dessus des normales (avril à décembre), ce qui n'était jamais arrivé depuis le début des mesures.

Source : Météo France

(1) Données basées sur un panier de 32 villes



RÉSULTATS ANNUELS 2018

Annexes

