RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

Avertissement

Cette présentation ne constitue pas une offre de vente de valeurs mobilières aux Etats-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 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 évènements 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 5 avril 2013, 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.com.

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 2012 retraités 4
- Comptes consolidés 2013 12
- Financement et trésorerie 50
- Stratégie et investissements 65
- EDF Energies Nouvelles 81
- France – Production 88
- Royaume-Uni – Nucléaire 99
- France – Domaine régulé 103
- France – Commerce 115
- France – CSPE 128
- Marchés 135

RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

Comptes consolidés 2012 retraités

Changement de méthode de comptabilisation et d'évaluation des avantages du personnel

IAS 19 révisée

- La norme IAS 19 révisée en juin 2011, dont l'application est obligatoire depuis le 1er janvier 2013, a introduit les modifications suivantes dans l'évaluation et la comptabilisation des provisions pour avantages du personnel du groupe EDF :
  - Comptabilisation immédiate du coût des services passés non acquis
  - Comptabilisation des frais de gestion administrative et financière des régimes d'avantages du personnel en coût des services rendus (charge de période) et reprise corrélative des provisions antérieurement constituées à ce titre
  - Comptabilisation en résultat financier d'une « charge d'intérêt nette » correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits sur les actifs de couverture qui sont désormais déterminés à partir du taux d'actualisation des engagements. L'écart entre le taux d'actualisation des engagements et le taux de rendement réel des actifs de couverture est comptabilisé directement en capitaux propres
- Pour mémoire, le Groupe a fait le choix en 2012 de renoncer à l'option dite du « corridor » au profit de la méthode dite « SoRIE » qui conduit à comptabiliser les pertes et gains actuariels directement en capitaux propres
- Conformément à IAS 8, ce changement de méthode est comptabilisé de façon rétrospective

Changement de présentation des activités DVAS(1) d'EDF Energies Nouvelles

- A compter de l'exercice 2013 et pour les périodes comparatives présentées, les cessions d'actifs de production réalisées par EDF Energies Nouvelles sont désormais enregistrées pour leur montant net (prix de cession diminué du coût de construction associé) au niveau des « Autres produits et charges opérationnels ». Ces opérations étaient auparavant présentées en « Chiffre d'affaires » (pour le produit de cession) et en « Autres consommations externes » (pour les coûts de construction)

- Ce changement de présentation est sans impact sur l'excédent brut d'exploitation et sur le résultat net du Groupe. Il permet d'avoir une présentation homogène dans le compte de résultat du Groupe des opérations de cession d'actifs (parcs en construction ou parcs en exploitation) d'EDF Energies Nouvelles

(1) Développement-vente d'actifs structurés

Compte de résultat 2012 retraité

En millions d'euros	2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	2012 retraité
Chiffre d'affaires	**72 729**	**-**	**(551)**	**72 178**
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	-	-	(37 098)
Autres consommations externes	(10 087)	-	369	(9 718)
Charges de personnel	(11 624)	(86)	-	(11 710)
Impôts et taxes	(3 287)	-	-	(3 287)
Autres produits et charges opérationnels	5 451	-	182	5 633
EBITDA	**16 084**	**(86)**	-	**15 998**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de Trading	(69)	-	-	(69)
Dotations aux amortissements	(6 849)	-	-	(6 849)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(164)	-	-	(164)
(Pertes de valeur) / reprises	(752)	-	-	(752)
Autres produits et charges d'exploitation	(5)	-	-	(5)
EBIT	**8 245**	**(86)**	-	**8 159**
Résultat financier	**(3 362)**	**28**	-	**(3 334)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**4 883**	**(58)**	-	**4 825**
Impôts sur les résultats	(1 586)	13	-	(1 573)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	260	1	-	261
Résultat net consolidé	**3 557**	**(44)**	-	**3 513**
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	241	(3)	-	238
Résultat net part du Groupe	**3 316**	**(41)**	-	**3 275**

Bilan au 31/12/2012 retraité - Actif

ACTIF *En millions d'euros*	**2012 publié**	**Impact IAS 19 révisée**	**DVAS EEN Autres activités**	**2012 retraité**
Goodwill	10 412	-	-	10 412
Autres actifs incorporels	7 625	-	-	7 625
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	47 222	-	-	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	7 182	-	-	7 182
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	67 838	-	-	67 838
Participations dans les entreprises associées	7 555	32	-	7 587
Actifs financiers non courants	30 471	-	-	30 471
Impôts différés actifs	3 487	(66)	-	3 421
Actif non courant	**181 792**	**(34)**	**-**	**181 758**
Stocks	14 213	-	-	14 213
Clients et comptes rattachés	22 497	-	-	22 497
Actifs financiers courants	16 433	-	-	16 433
Actifs d'impôts courants	582	-	-	582
Autres débiteurs	8 486	-	-	8 486
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 874	-	-	5 874
Actif courant	**68 085**	**-**	**-**	**68 085**
Actifs détenus en vue de leur vente	**241**	**-**	**-**	**241**
Total de l'actif	**250 118**	**(34)**	**-**	**250 084**

Bilan au 31/12/2012 retraité - Capitaux propres et passif

PASSIF *En millions d'euros*	**2012 publié**	**Impact IAS 19 révisée**	**DVAS EEN Autres activités**	**2012 retraité**
Capital	924	-	-	924
Réserves et résultats consolidés	24 934	399	-	25 333
Capitaux propres – Part du groupe	**25 858**	**399**	**-**	**26 257**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	-	-	4 854
Total des capitaux propres	**30 712**	**399**	**-**	**31 111**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	39 185	-	-	39 185
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 090	-	-	1 090
Provisions pour avantages du personnel	19 540	(421)	-	19 119
Autres provisions	1 873	-	-	1 873
Provisions non courantes	***61 688***	***(421)***	**-**	***61 267***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	42 551	-	-	42 551
Passifs financiers non courants	46 980	-	-	46 980
Autres créditeurs non courants	4 218	-	-	4 218
Impôts différés passifs	5 601	-	-	5 601
Passif non courant	**161 038**	**(421)**	**-**	**160 617**
Provisions courantes	3 894	(12)	-	3 882
Fournisseurs et comptes rattachés	14 643	-	-	14 643
Passifs financiers courants	17 521	-	-	17 521
Dettes d'impôts courants	1 224	-	-	1 224
Autres créditeurs courants	21 037	-	-	21 037
Passif courant	**58 319**	**(12)**	**-**	**58 307**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	**49**	**-**	**-**	**49**
Total des capitaux propres et du passif	**250 118**	**(34)**	**-**	**250 084**

Tableau des flux de trésorerie consolidés 2012 retraité

En millions d'euros	2012 publié	Impact IAS 19 révisée	DVAS EEN Autres activités	2012 retraité
Opérations d'exploitation :				
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**4 883**	**(58)**	-	**4 825**
Pertes de valeur (reprises)	752	-	-	752
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 197	58	-	9 255
Produits et charges financiers	944	-	-	944
Dividendes reçus des entreprises associées	201	-	-	201
Plus ou moins-values de cession	(443)	-	-	(443)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 390)	-	-	(2 390)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	***13 144***	**-**	**-**	***13 144***
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	-	-	(1 634)
Impôts sur le résultat payés	(1 586)	-	-	(1 586)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**9 924**	**-**	**-**	**9 924**
Opérations d'investissement :				
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(14 410)**	**-**	**-**	**(14 410)**
Opérations de financement :				
Flux de trésorerie avec les actionnaires	***(3 408)***	**-**	**-**	***(3 408)***
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	***8 065***	**-**	**-**	***8 065***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**4 657**	**-**	**-**	**4 657**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**171**	**-**	**-**	**171**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**5 743**	**-**	**-**	**5 743**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	171	-	-	171
Incidence des variations de change	(44)	-	-	(44)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	38	-	-	38
Incidence des reclassements	(34)	-	-	(34)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**5 874**	**-**	**-**	**5 874**

Evolution de l'endettement financier net 2012 retraité

En millions d'euros	**2012 publié**	**Impact IAS 19 révisée**	**DVAS EEN Autres activités**	**2012 retraité**
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	**16 084**	**(86)**	-	**15 998**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(715)	86	-	(629)
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	-	-	(1 634)
Impôts sur le résultat payés	(1 586)	-	-	(1 586)
Autres éléments	165	-	-	165
Cash Flow Opérationnel (FFO)	***12 314***	**-**	**-**	***12 314***
Variation du Besoin en Fonds de Roulement net	(2 390)	-	-	(2 390)
Investissements opérationnels (CAPEX Bruts) nets des cessions	(12 638)	-	-	(12 638)
Free Cash Flow	**(2 714)**	**-**	**-**	**(2 714)**
Dotation actifs dédiés France	(737)	-	-	(737)
Investissements financiers nets	(1 021)	-	-	(1 021)
Dividendes versés	(2 355)	-	-	(2 355)
Autres variations	365	-	-	365
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	**(6 462)**	**-**	**-**	**(6 462)**
Effets de la variation du périmètre	(1 870)	-	-	(1 870)
Effets de la variation de change	(137)	-	-	(137)
Autres variations non monétaires	179	-	-	179
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	**(8 290)**	**-**	**-**	**(8 290)**
Endettement financier net d'ouverture	**33 285**	**-**	**-**	**33 285**
Endettement financier net de clôture	**41 575**	**-**	**-**	**41 575**

RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

Comptes consolidés 2013

Normes IFRS 10 et 11 (1/2)

- Ces normes seront appliquées par le groupe EDF à compter du 1er janvier 2014
- Les principaux impacts attendus de ce nouveau dispositif normatif pour le groupe EDF sont les suivants :
  - la nouvelle définition du contrôle donnée par IFRS 10 ne modifierait pas de manière significative le périmètre de consolidation du Groupe
  - l'application d'IFRS 11 conduirait à considérer les partenariats du groupe EDF comme des coentreprises et à les consolider par mise en équivalence, à l'exception de quelques entités non significatives qui seraient considérées comme des opérations conjointes (consolidation de la quote-part d'actifs et de passifs)
- Sur la base des études réalisées à partir des données de l'exercice 2013, les impacts sur les principaux agrégats des comptes consolidés du Groupe concernent principalement Dalkia et certaines filiales d'EDF Energies Nouvelles
- Conformément à IAS 8, ce changement de méthode sera comptabilisé de façon rétrospective

2013 retraité des effets de l'application des normes IFRS 10 et 11 – Principaux agrégats (2/2)

En milliards d'euros	**2013 publié**	**2013 retraité**	Δ
EBITDA	16,8	16,1	(0,7)
Résultat net Part du Groupe	3,5	3,5	-
Résultat net courant	4,1	4,1	-
Endettement financier net (EFN)	35,5	33,4	(2,1)
EFN / EBITDA	2,1	2,1	-
Investissements opérationnels bruts	13,3	13,0	(0,3)

Chiffre d'affaires par segment

En millions d'euros	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre International	Autres activités
Chiffre d'affaires 2011	**65 307**	**37 171**	**8 568**	**6 552**	**7 501**	**5 515**
Change	674	-	626	(1)	15	34
Périmètre	2 983	-	-	2 841	48	94
Croissance organique	3 765	1 949	545	706	412	153
Chiffre d'affaires 2012 publié	**72 729**	**39 120**	**9 739**	**10 098**	**7 976**	**5 796**
Impact DVAS EDF Energies Nouvelles	(551)	-	-	-	-	(551)
Chiffre d'affaires 2012 retraité	**72 178**	**39 120**	**9 739**	**10 098**	**7 976**	**5 245**
Change	(591)	-	(437)	(1)	(111)	(42)
Périmètre	1 907	-	(21)	2 512	(36)	(548)
Croissance organique	2 100	1 090	501	266	12	231
Chiffre d'affaires 2013	**75 594**	**40 210**	**9 782**	**12 875**	**7 841**	**4 886**

Croissance du chiffre d'affaires du Groupe

En millions d'euros	**2012 retraité**	**2013**	**Δ%**	**Δ% org.**
France	39 120	40 210	2,8 %	2,8 %
Royaume-Uni	9 739	9 782	0,4 %	5,1 %
Italie	10 098	12 875	27,5 %	2,6 %
Autre International	7 976	7 841	-1,7 %	0,2 %
Autres activités	5 245	4 886	-6,8 %	4,4 %
Groupe	**72 178**	**75 594**	**4,7 %**	**2,9 %**

EBITDA par segment

En millions d'euros	TOTAL GROUPE	France	Royaume-Uni	Italie	Autre International	Autres activités
EBITDA 2011 retraité	**14 939**	**9 196**	**1 942**	**592**	**1 280**	**1 929**
Change	154	-	142	(1)	1	12
Périmètre	309	-	-	291	35	(17)
Croissance organique	682	734	(30)	137	(249)	90
EBITDA 2012 publié	**16 084**	**9 930**	**2 054**	**1 019**	**1 067**	**2 014**
Impact IAS 19 révisée	(86)	(77)	(7)	-	(1)	(1)
EBITDA 2012 retraité	**15 998**	**9 853**	**2 047**	**1 019**	**1 066**	**2 013**
Change	(134)	-	(92)	-	(29)	(13)
Périmètre	17	-	(4)	138	(13)	(104)
Croissance organique	884	925	41	(59)	104	(127)
EBITDA 2013	**16 765**	**10 778**	**1 992**	**1 098**	**1 128**	**1 769**

Croissance de l'EBITDA du Groupe

En millions d'euros	**2012 retraité**	**2013**	**Δ%**	**Δ% org.**
France	9 853	10 778	9,4 %	9,4 %
Royaume-Uni	2 047	1 992	-2,7 %	2,0 %
Italie	1 019	1 098	7,8 %	-5,8 %
Autre International	1 066	1 128	5,8 %	9,8 %
Autres activités	2 013	1 769	-12,1 %	-6,3 %
Groupe	**15 998**	**16 765**	**4,8 %**	**5,5 %**

Comptes de résultat simplifiés

En millions d'euros	**2012 retraité**	**2013**
Chiffre d'affaires	**72 178**	**75 594**
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	(39 683)
Autres consommations externes	(9 718)	(9 027)
Charges de personnel	(11 710)	(11 879)
Impôts et taxes	(3 287)	(3 533)
Autres produits et charges opérationnels	5 633	5 293
EBITDA	**15 998**	**16 765**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de Trading	(69)	14
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(7 013)	(7 744)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	(757)	(624)
EBIT (Résultat d'exploitation)	**8 159**	**8 411**
Résultat financier	(3 334)	(3 089)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**4 825**	**5 322**
Résultat net part du Groupe	**3 275**	**3 517**
Résultat net courant(1)	**4 175**	**4 117**

(1) Hors éléments non récurrents et IAS 39

Evolution du résultat net

En millions d'euros	**2012 retraité**	**2013**	**Δ%**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**4 825**	**5 322**	10,3 %
Impôts sur les résultats	(1 573)	(1 942)	23,5 %
Quote-part de résultat net des entreprises associées	261	375	43,7 %
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(238)	(238)	-
Résultat net part du Groupe	**3 275**	**3 517**	7,4 %
Neutralisation des éléments non récurrents	900	600	-33,3 %
Résultat net courant(1)	**4 175**	**4 117**	-1,4 %

(1) Hors éléments non récurrents & volatilité IAS 39

Evolution comparée France / International et Autres activités

En millions d'euros	France			International et Autres activités			TOTAL		
	2012 retraité	2013	Δ%	2012 retraité	2013	Δ%	2012 retraité	2013	Δ%
Chiffre d'affaires	39 120	40 210	2,8 %	33 058	35 384	7,0 %	72 178	75 594	4,7 %
EBITDA	9 853	10 778	9,4 %	6 145	5 987	-2,6 %	15 998	16 765	4,8 %
EBIT	5 489	6 229	13,5 %	2 670	2 182	-18,3 %	8 159	8 411	3,1 %

	Répartition des résultats 2013	
	France	International et Autres activités
Chiffre d'affaires	53 %	47 %
EBITDA	64 %	36 %
EBIT	74 %	26 %

Du chiffre d'affaires au résultat d'exploitation 2012 retraité par segment

En millions d'euros	**TOTAL GROUPE**	France	Royaume-Uni	Italie	Autre Internat.	Autres activités
Chiffre d'affaires	**72 178**	**39 120**	**9 739**	**10 098**	**7 976**	**5 245**
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	(16 360)	(5 330)	(8 628)	(5 575)	(1 205)
Autres consommations externes	(9 718)	(5 860)	(1 215)	(577)	(681)	(1 385)
Charges de personnel	(11 710)	(8 753)	(1 135)	(261)	(505)	(1 056)
Impôts et taxes	(3 287)	(2 955)	(99)	(15)	(94)	(124)
Autres produits et charges opérationnels	5 633	4 661	87	402	(55)	538
EBITDA	**15 998**	**9 853**	**2 047**	**1 019**	**1 066**	**2 013**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de Trading	(69)	(74)	50	(5)	(2)	(38)
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(7 013)	(4 358)	(888)	(644)	(590)	(533)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	(757)	68	(244)	(104)	(390)	(87)
EBIT (Résultat d'exploitation)	**8 159**	**5 489**	**965**	**266**	**84**	**1 355**

Du chiffre d'affaires au résultat d'exploitation 2013 par segment

En millions d'euros	**TOTAL GROUPE**	France	Royaume-Uni	Italie	Autre Internat.	Autres activités
Chiffre d'affaires	**75 594**	**40 210**	**9 782**	**12 875**	**7 841**	**4 886**
Achats de combustible et d'énergie	(39 683)	(16 639)	(5 426)	(11 031)	(5 568)	(1 019)
Autres consommations externes	(9 027)	(5 379)	(1 188)	(694)	(583)	(1 183)
Charges de personnel	(11 879)	(9 024)	(1 092)	(315)	(487)	(961)
Impôts et taxes	(3 533)	(3 134)	(109)	1	(151)	(140)
Autres produits et charges opérationnels	5 293	4 744	25	262	76	186
EBITDA	**16 765**	**10 778**	**1 992**	**1 098**	**1 128**	**1 769**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de Trading	14	(28)	(61)	(9)	25	87
Dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement	(7 744)	(4 922)	(903)	(740)	(593)	(586)
Pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation	(624)	401	(7)	(91)	(788)	(139)
EBIT (Résultat d'exploitation)	**8 411**	**6 229**	**1 021**	**258**	**(228)**	**1 131**

Evolutions organiques 2013

En millions d'euros	**TOTAL GROUPE**	France	Royaume-Uni	Italie	Autre Internat.	Autres activités
Chiffre d'affaires	**2 100**	**1 090**	**501**	**266**	**12**	**231**
En %	***2,9***	***2,8***	***5,1***	***2,6***	***0,2***	***4,4***
Achats de combustible et d'énergie	(855)	(279)	(334)	(203)	(72)	33
En %	*2,3*	*1,7*	*6,3*	*2,4*	*1,3*	*-2,7*
Autres consommations externes	530	481	(44)	(1)	86	8
En %	*-5,5*	*-8,2*	*3,6*	*0,2*	*-12,6*	*-0,6*
Charges de personnel	(302)	(271)	(8)	(10)	8	(21)
En %	*2,6*	*3,1*	*0,7*	*3,8*	*-1,6*	*2,0*
Impôts et taxes	(257)	(179)	(14)	19	(61)	(22)
En %	*7,8*	*6,1*	*14,1*	*na*	*64,9*	*17,7*
Autres produits et charges opérationnels	(332)	83	(60)	(130)	131	(356)
En %	*-5,9*	*1,8*	*-69,0*	*-32,3*	*na*	*-66,2*
EBITDA	**884**	**925**	**41**	**(59)**	**104**	**(127)**
En %	***5,5***	***9,4***	***2,0***	***-5,8***	***9,8***	***-6,3***

na : non applicable

Evolution par zone de la volatilité IAS 39(1)

En millions d'euros	**2012**	**2013**	Δ
France	(74)	(28)	46
Royaume-Uni	50	(61)	(111)
Italie	(5)	(9)	(4)
Autre International	(2)	25	27
Autres activités	(38)	87	125
Groupe	**(69)**	**14**	**83**

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

Analyse de l'évolution du résultat financier

En millions d'euros	**2012**	**2013**
Coût de l'endettement financier brut	(2 443)	(2 403)
Dont charges d'intérêts sur opérations de financement	*(2 538)*	*(2 406)*
Dont résultat net de change sur endettement et autres	*95*	*3*
Charges d'actualisation	(3 261)	(2 982)
Autres produits et charges financiers	2 370	2 296
Résultat financier	**(3 334)**	**(3 089)**

Des charges d'intérêt sur opérations de financement aux frais financiers nets décaissés

En millions d'euros	**2012**	**2013**
Charges d'intérêt sur opérations de financement	**(2 538)**	**(2 406)**
Intérêts courus non échus	274	40
Dividendes reçus	137	73
Autres produits & charges financiers	493	494
Frais financiers nets décaissés	**(1 634)**	**(1 799)**

Quote-part de résultat net des entreprises associées

En millions d'euros	**2012 retraité**	**2013**	Δ
RTE	408	494	86
NTPC (Laos)	27	32	5
ALPIQ	(201)	(214)	(13)
Dalkia Holding	(1)	22	23
Shandong Zhonghua Power	13	24	11
Autres	15	17	2
TOTAL	**261**	**375**	**114**

Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

En millions d'euros	**2012 retraité**	**2013**	Δ
EDF Energy	180	220	40
EDF Luminus	22	(23)	(45)
Dalkia International	21	13	(8)
Entités polonaises	14	3	(11)
Electricité de Strasbourg	7	8	1
Meco	7	7	-
EDF Energies Nouvelles	2	(3)	(5)
Autres	(15)	13	28
TOTAL	**238**	**238**	**-**

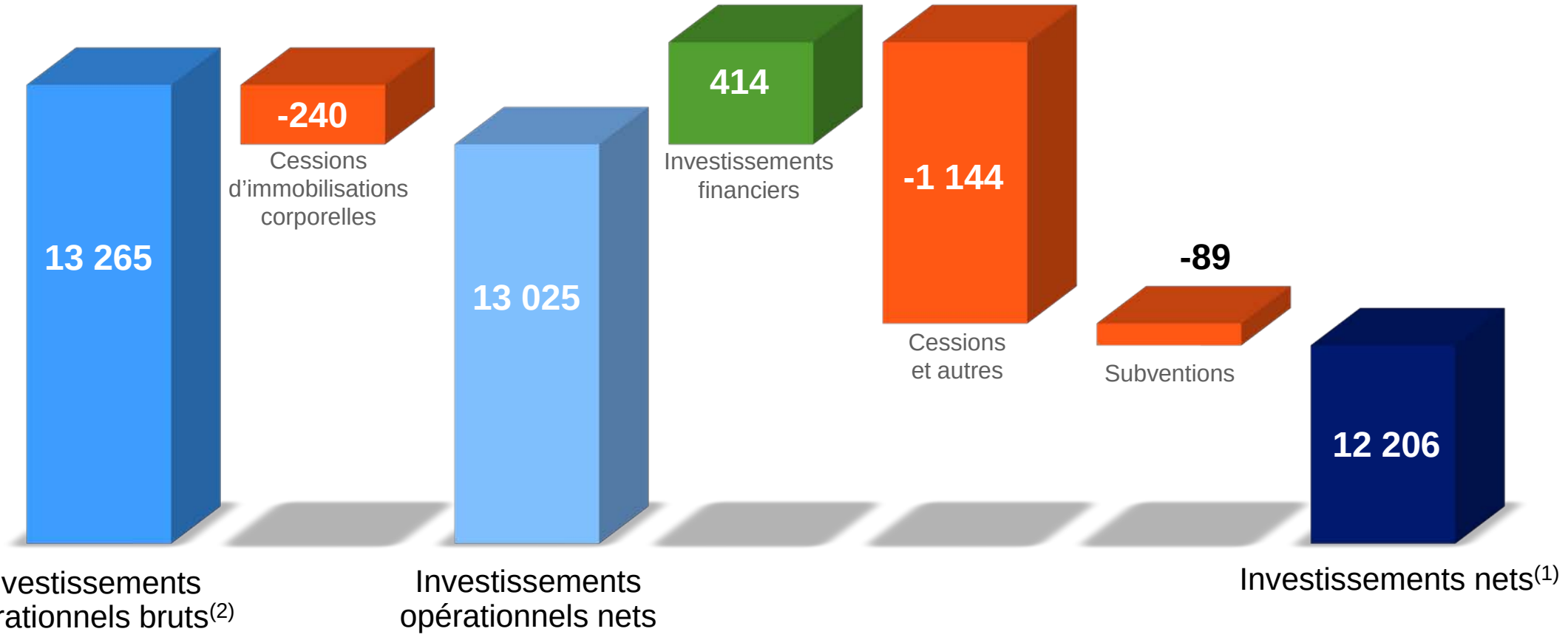
Evolution de l'endettement financier net

En millions d'euros	2012	2013
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	**15 998**	**16 765**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(629)	(263)
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	(1 799)
Impôts sur le résultat payés	(1 586)	(1 979)
Autres éléments	165	249
Cash Flow Opérationnel (FFO)	**12 314**	**12 973**
Variation du Besoin en Fonds de Roulement net	(2 390)	(1 783)
Investissements opérationnels (CAPEX bruts) nets des cessions(1)	(12 638)	(13 087)
Free Cash Flow	**(2 714)**	**(1 897)**
Actifs dédiés France	(737)	(20)
Autres investissements financiers nets	(1 021)	2 969
Dividendes versés en numéraire	(2 355)	(2 565)
Emprunts perpétuels (hybrides)	-	6 125
Autres variations	365	431
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net hors effet de périmètre et de change	**(6 462)**	**5 043**
Effets de la variation du périmètre	(1 870)	595
Effets de la variation de change	(137)	406
Autres variations non monétaires	179	69
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	**(8 290)**	**6 113**
Endettement financier net ouverture	**33 285**	**41 575**
Endettement financier net clôture	**41 575**	**35 462**

(1) Investissements nets incluant Linky

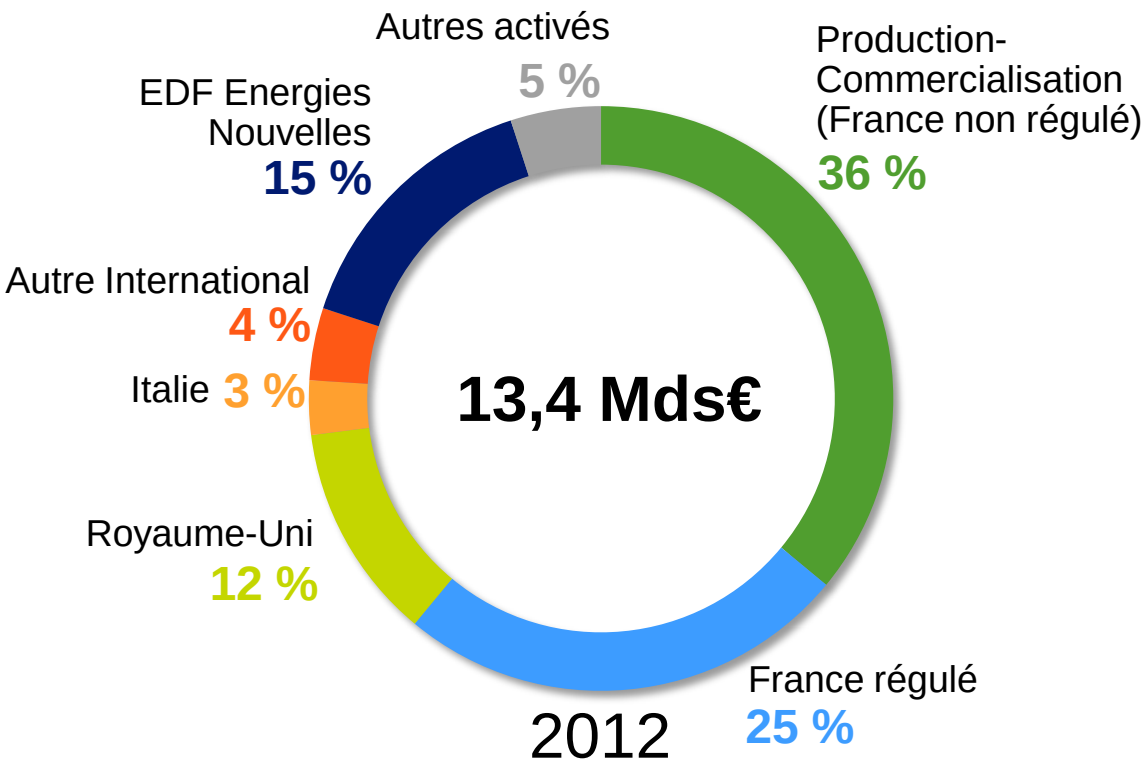
Investissements nets 2013(1)

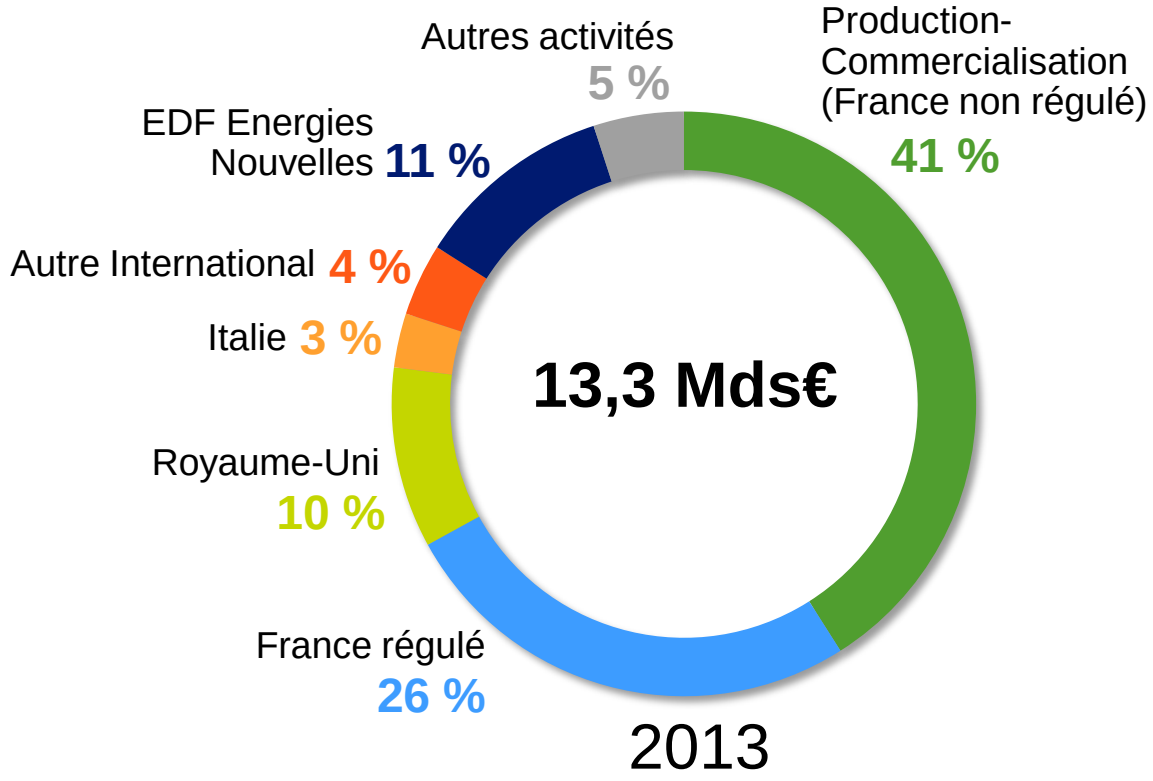
En millions d'euros



(1) Investissements nets hors Linky et hors opérations stratégiques
(2) Hors Linky

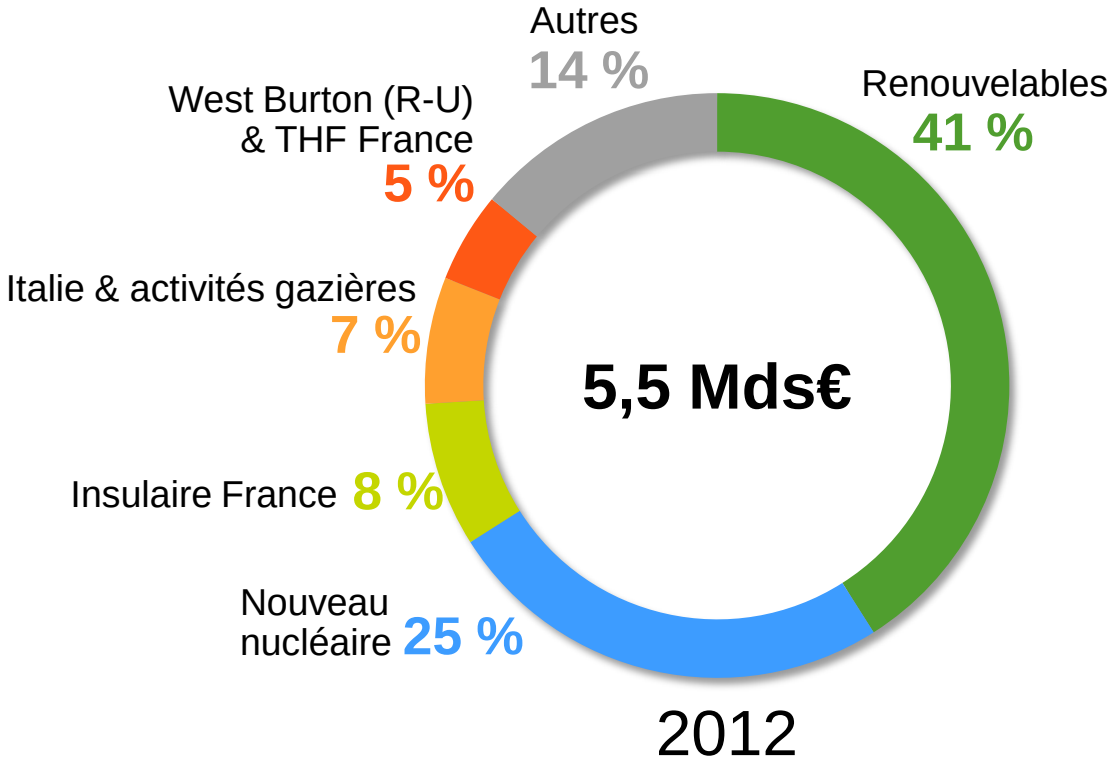
Investissements opérationnels bruts (CAPEX bruts)

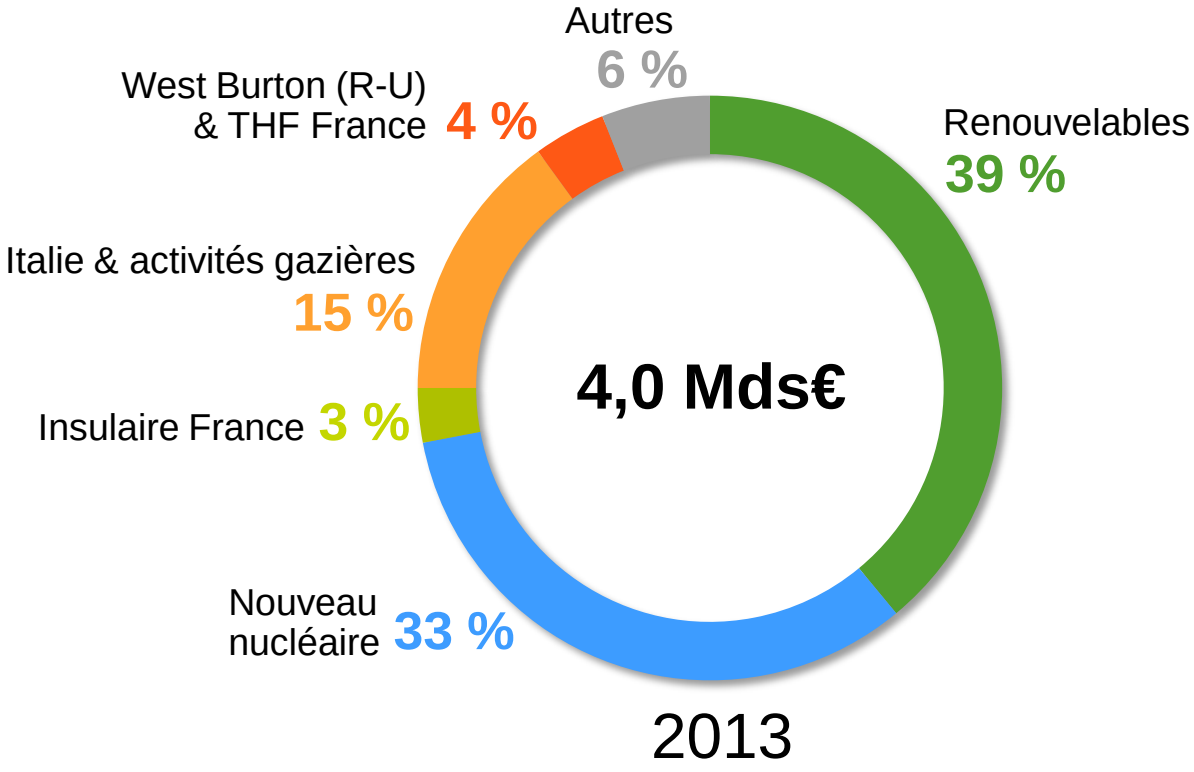




Des investissements opérationnels bruts stables

Investissements opérationnels bruts (CAPEX bruts) de développement

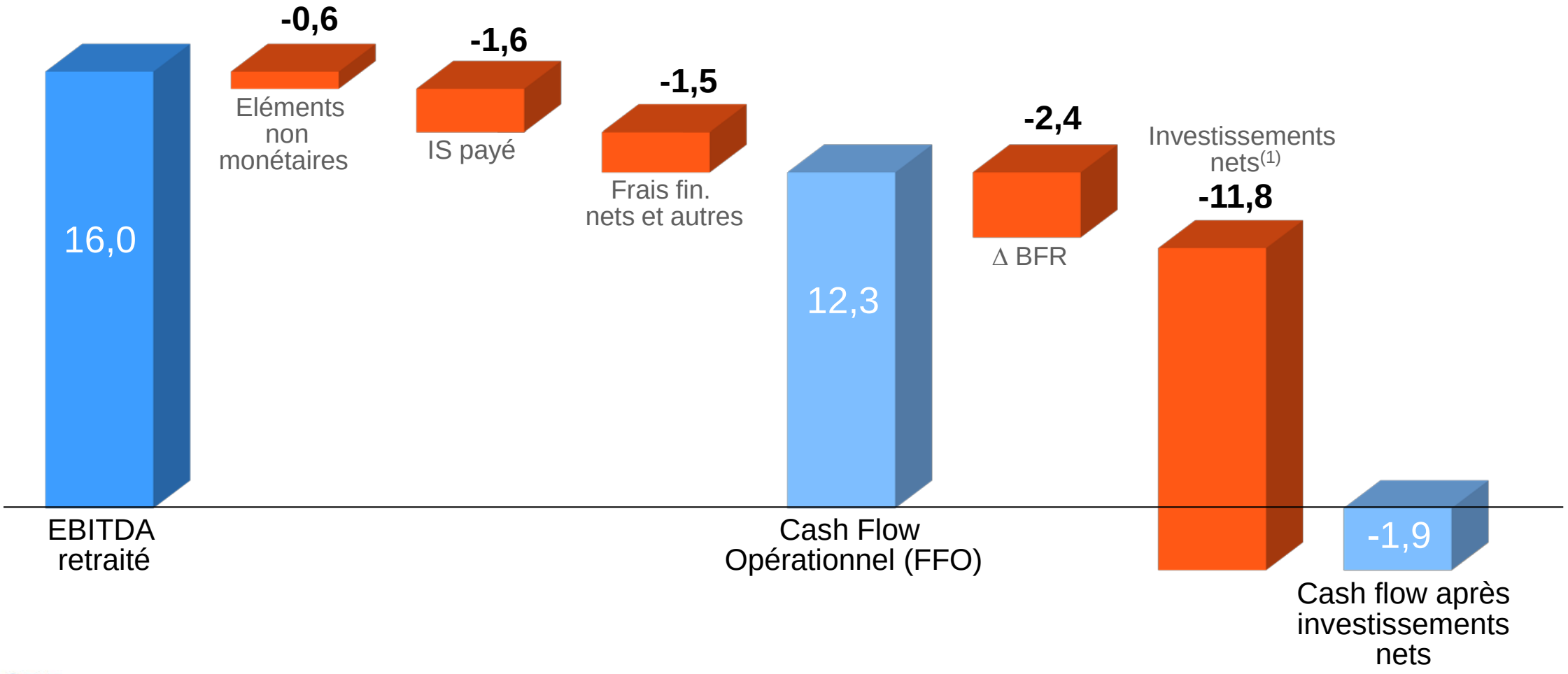




Un engagement fort de la part d'EDF
en faveur du développement des énergies renouvelables

Cash Flow 2012 retraité

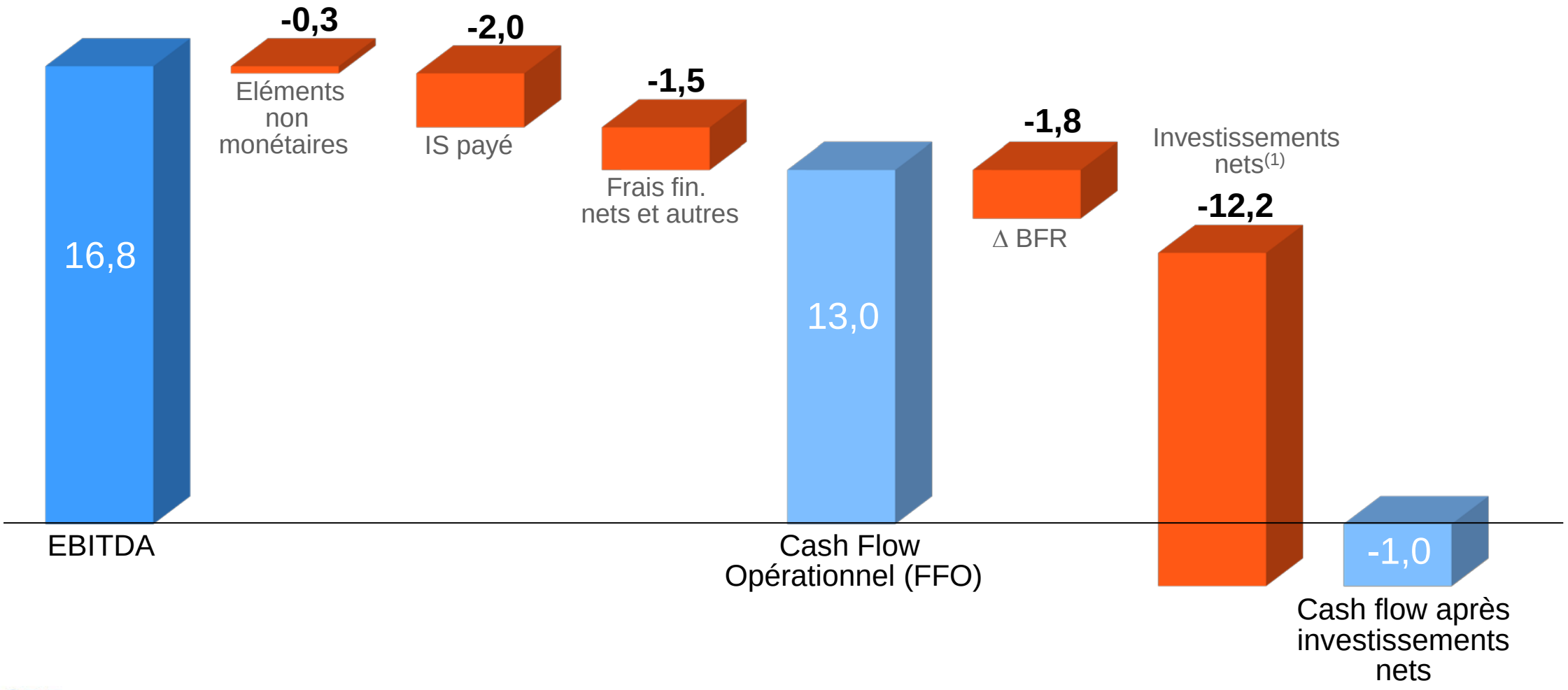
En milliards d'euros



(1) Investissements nets hors Linky et hors opérations stratégiques

Cash Flow 2013

En milliards d'euros



(1) Investissements nets hors Linky et hors opérations stratégiques

Bilans simplifiés du groupe EDF

En millions d'euros	31/12/2012 retraité	31/12/2013
Actif immobilisé	**140 279**	**142 509**
Dont Goodwill	***10 412***	***9 206***
Stocks et Clients	**36 710**	**36 687**
Autres actifs	**55 294**	**54 974**
Trésorerie et équivalents et autres actifs liquides (1)	**17 560**	**19 350**
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie et actifs liquides)	**241**	**3 281**
Total Actif	**250 084**	**256 801**

	31/12/2012 retraité	31/12/2013
Capitaux propres part du groupe	**26 257**	**34 207**
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**4 854**	**4 663**
Passifs spécifiques des concessions	**42 551**	**43 454**
Provisions	**65 149**	**67 323**
Passifs financiers(2)	**59 135**	**54 812**
Autres passifs	**52 089**	**51 376**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors passifs financiers)	**49**	**966**
Total Passif	**250 084**	**256 801**

(1) Y compris dans les actifs détenus en vue de la vente ainsi que les prêts RTE et aux sociétés en contrôle conjoint
(2) Y compris les dérivés de couverture et dettes financières des actifs détenus en vue de la vente

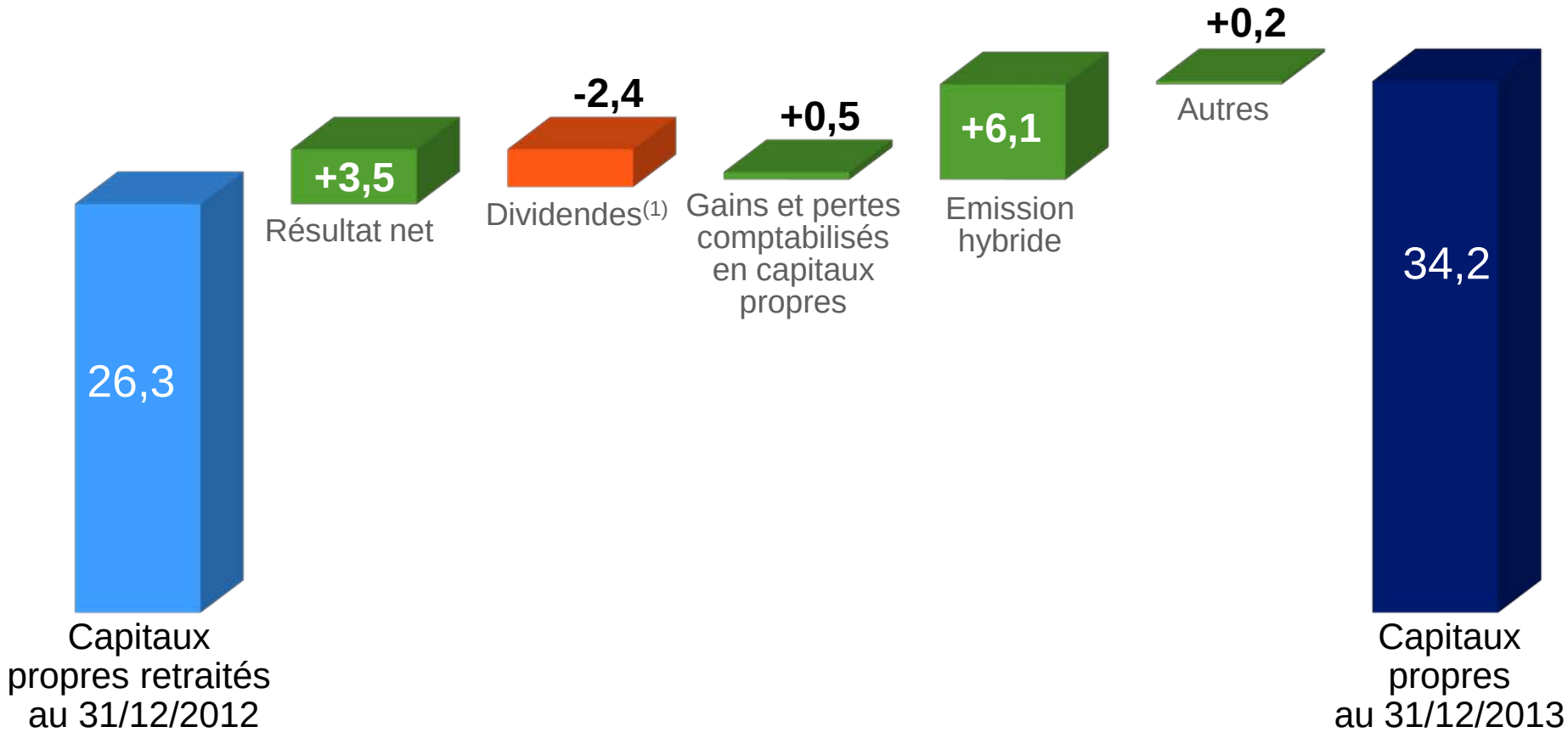
Goodwill

En millions d'euros	**31/12/2012 retraité**	**31/12/2013**	**Variation**
EDF Energy	8 339	8 140	(199)
Dalkia International(1)	800	-	(800)
EDF Luminus	383	281	(102)
Electricité de Strasbourg	223	223	-
EDF Energies nouvelles	195	189	(6)
ESTAG	112	112	-
EDF Trading	112	112	-
CHAM (ex-Fahrenheit)	45	51	6
FIGLEC	40	24	(16)
Autres	163	74	(89)
TOTAL	**10 412**	**9 206**	**(1 206)**

(1) Reclassé en « Actifs destinés à la vente » en application d'IFRS 5 en 2013

Variations des Capitaux Propres Part du Groupe au 31 décembre 2013

En milliards d'euros



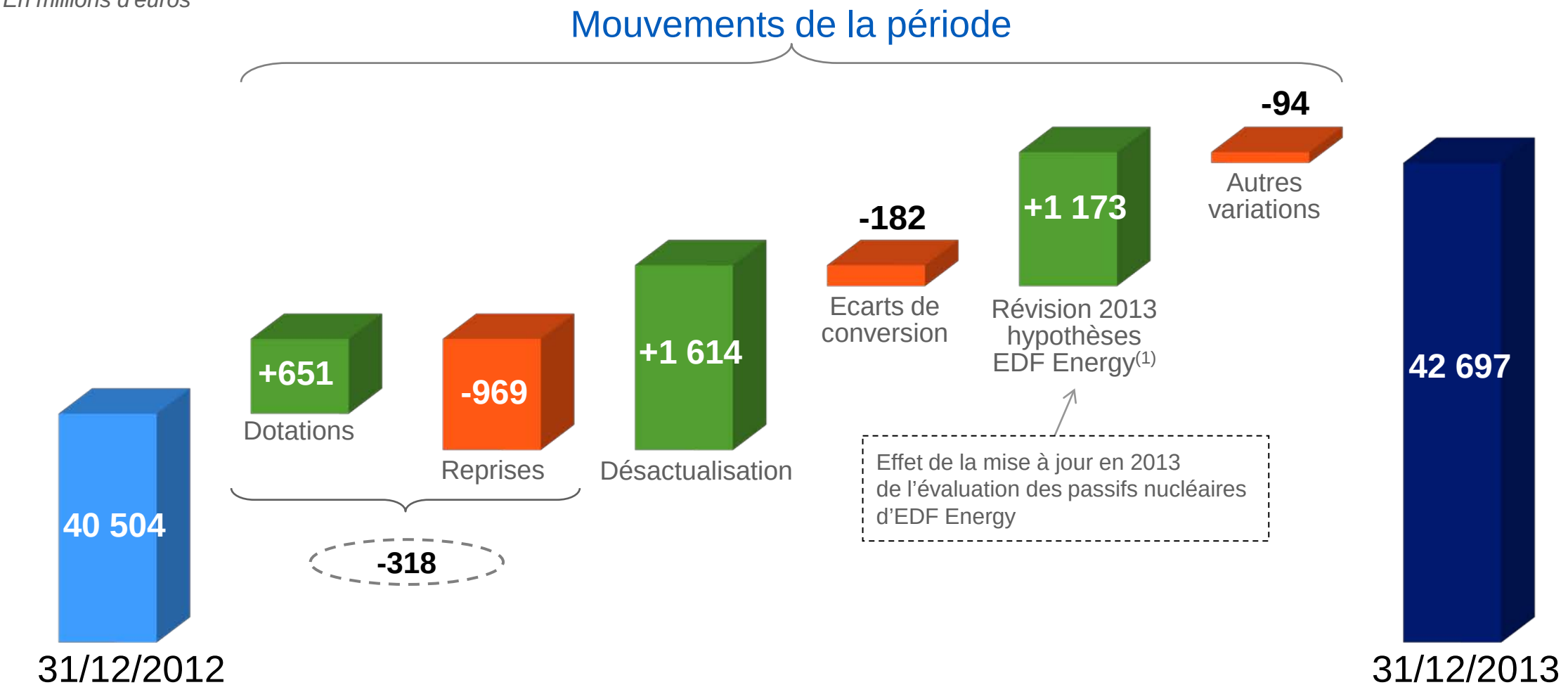
(1) Y compris rémunération de l'émission hybride

Provisions

	31 décembre 2012 retraité			31 décembre 2013		
En millions d'euros	Courant	Non Courant	**Total**	Courant	Non Courant	**Total**
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 094	18 431	**19 525**	1 447	19 100	**20 547**
Provisions pour déconstruction nucléaire et derniers cœurs	225	20 754	**20 979**	265	21 885	**22 150**
Provisions pour avantages du personnel	900	19 119	**20 019**	950	18 542	**19 492**
Autres provisions	1 663	2 963	**4 626**	2 186	2 948	**5 134**
Total des provisions	**3 882**	**61 267**	**65 149**	**4 848**	**62 475**	**67 323**

Provisions nucléaires du Groupe : 42,7 Mds€

En millions d'euros



(1) Sans impact sur le compte de résultat – Les passifs nucléaires concernés étant compensés par une créance sur le NLF *(Nuclear Liabilities Fund)*

Provisions nucléaires EDF : 32,7 Mds€

En millions d'euros	31/12/2012	Dotations nettes	Désactua-lisation	Autres Variations	31/12/2013
Provisions pour aval du cycle nucléaire					
Total	**16 611**	**(128)**	**792**	**46**	**17 321**
Provisions pour gestion du combustible usé	9 498	(220)	454	47	9 779
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	92	338	(1)	7 542
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs					
Total	**14 771**	**(171)**	**710**	**27**	**15 337**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 578	(171)	604	13	13 024
Provisions pour derniers cœurs	2 193	-	106	14	2 313
TOTAL NUCLÉAIRE	**31 382**	**(299)**	**1 502**	**73**	**32 658**

Taux d'actualisation des provisions nucléaires en France

- Taux d'actualisation utilisé au 31 décembre 2013 : 4,8 %, identique à celui au 31 décembre 2012
  - Le taux d'actualisation reste identique à celui utilisé au 31 décembre 2012 compte tenu des discussions toujours en cours entre les exploitants nucléaires et l'administration française concernant une révision du dispositif défini par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires
  - Le taux défini par le plafond règlementaire s'établit à 4,58 % au 31 décembre 2013
- Le taux d'inflation et la méthode de calcul pour l'évaluation des provisions sont identiques à ceux utilisés au 31 décembre 2012

Estimation de l'impact sur les provisions nucléaires EDF d'une variation du taux d'actualisation

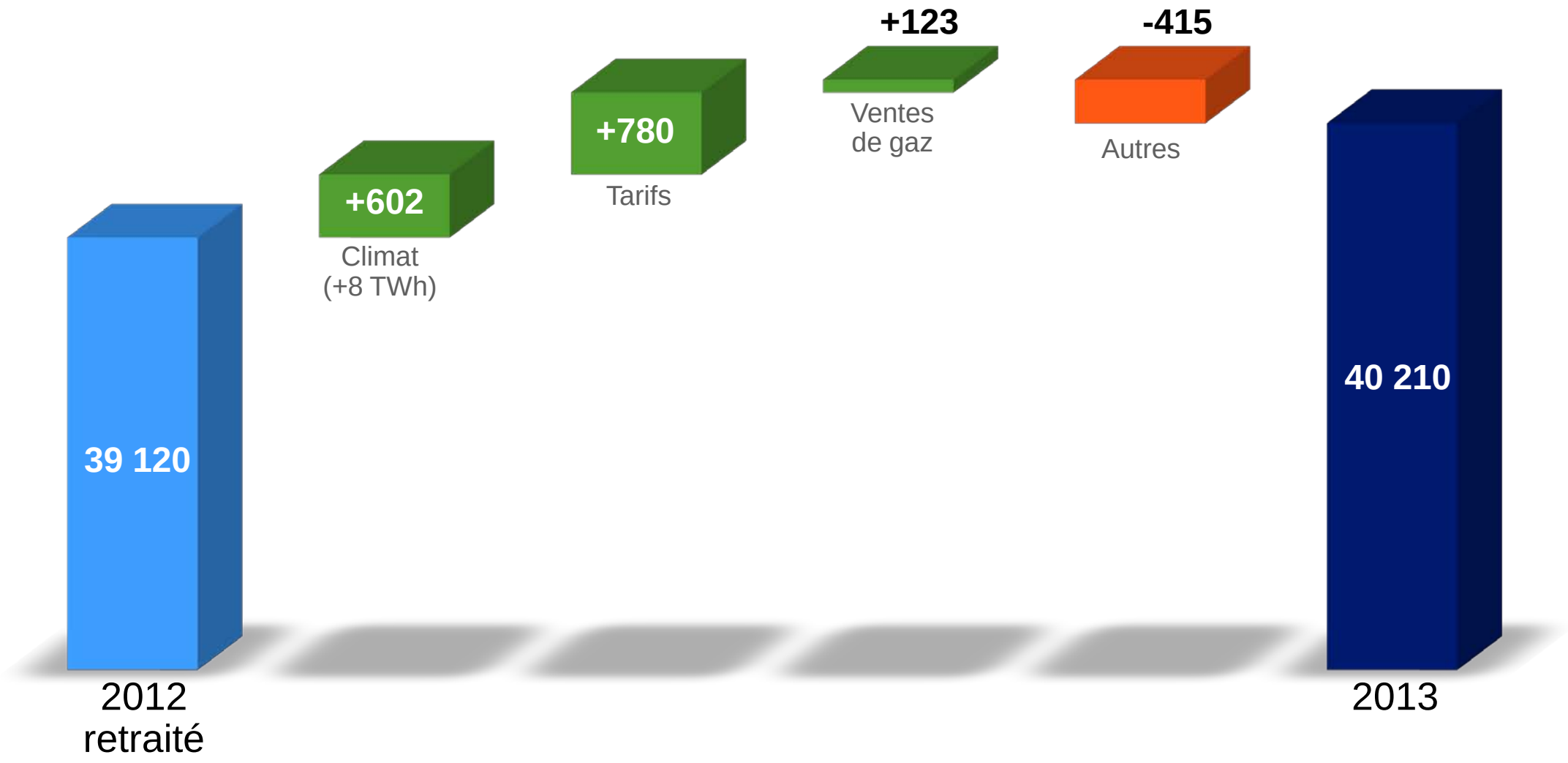
		Sensibilité au taux d'actualisation			
	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)		+0,20 %	-0,20 %	+0,20 %	-0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
gestion du combustible usé	9 779	(167)	177	139	(147)
gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	(374)	417	320	(359)
Déconstruction et derniers cœurs :					
déconstruction des centrales nucléaires	13 024	(456)	476	45	(47)
derniers cœurs	2 313	(66)	69	-	-
Total	**32 658**	**(1 063)**	**1 139**	**504**	**(553)**

Evolution des Opex du Groupe

En millions d'euros	2012 retraité	2013	Δ org.	Δ% org.
France	(14 613)	(14 403)	210	-1,4 %(1)
Royaume-Uni	(2 350)	(2 280)	(52)	+2,2 %
Italie	(838)	(1 009)	(11)	+1,3 %
Autre International	(1 186)	(1 070)	94	-7,9 %
Autres activités	(2 441)	(2 144)	(13)	+0,5 %
Groupe EDF	**(21 428)**	**(20 906)**	**228**	**-1,1 %**
Groupe EDF hors Dalkia	**(20 130)**	**(19 992)**	**(225)(2)**	**+1,1 %(2)**

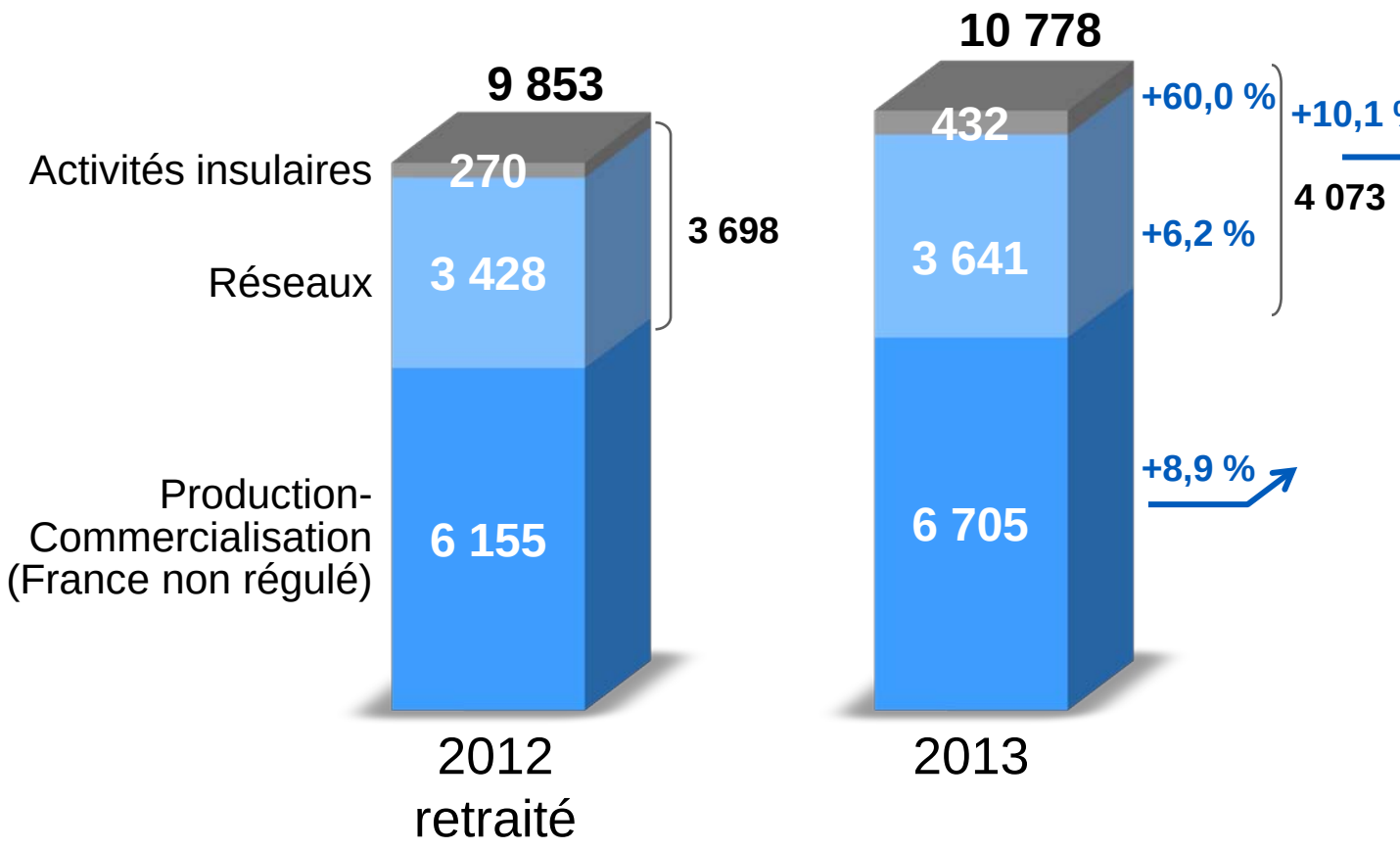
(1) Hors impact lié à l'évolution des schémas de gestion de la maintenance et des inspections périodiques, la hausse des OPEX France aurait été de 1,3 %
(2) Hors impact lié à l'évolution des schémas de gestion de la maintenance et des inspections périodiques et hors Dalkia

France : chiffre d'affaires en croissance de 2,8 %



France : EBITDA en croissance de 9,4 %

En millions d'euros



- Croissance des activités de Production-Commercialisation (France non régulé)
  - Conditions favorables d'exploitation :
    - Hausse de la production hydraulique
    - Effet climat positif au 1er semestre, caractérisé par un froid régulier et sans tension sur les prix
  - Hausse tarifaire (part énergie)
  - Stabilité de la production nucléaire associée à un positionnement des arrêts moins favorable
- Croissance des activités régulées
  - Effet favorable d'un climat plus froid
  - Effet prix favorable notamment sur les achats de pertes
- Croissance des activités insulaires
  - Mise en service de nouveaux ouvrages de production

Leviers d'économies identifiés

Synergies Transformation Groupe (STG)

- Poursuite de la démarche d'Excellence Opérationnelle
  - Simplification des processus
  - Augmentation de l'efficience
- Performance achats
  - Renforcement de l'anticipation et de la définition des besoins des métiers
  - Globalisation au niveau Groupe
  - Elargissement des panels fournisseurs
- Mise en œuvre de synergies
  - Organisation des métiers au niveau Groupe

STG/ SPARK

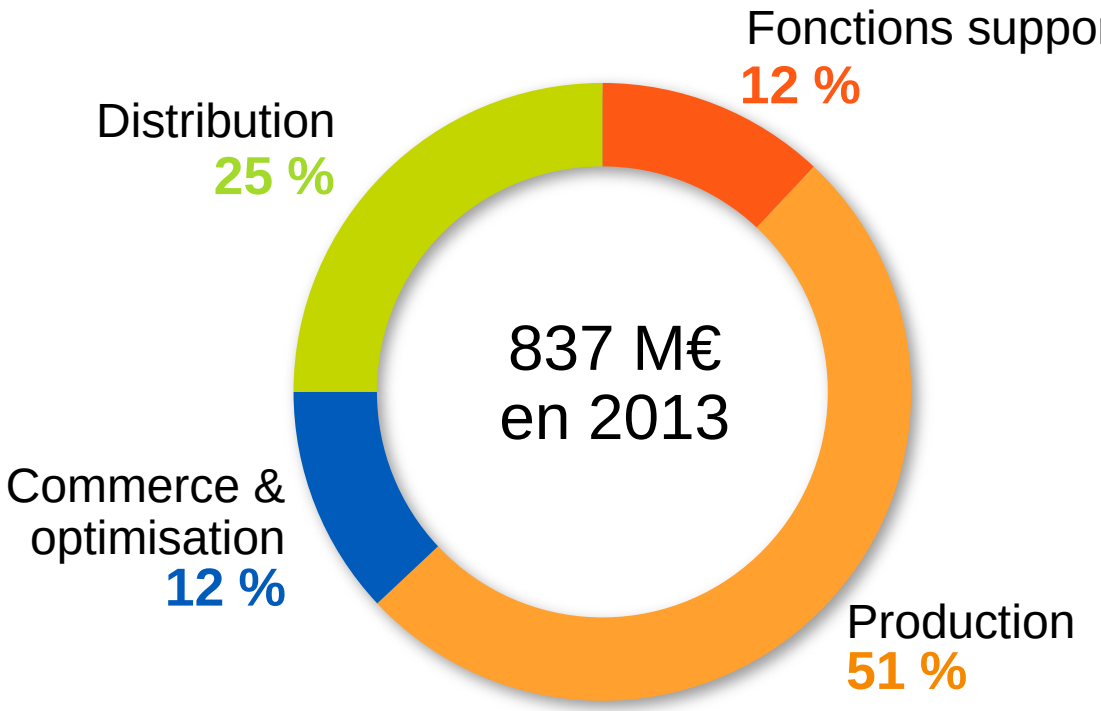
- Négociation et gestion des contrats
  - Standardisation des spécifications techniques et des prescriptions
  - Augmentation du nombre de contrats comportant des clauses de productivité
  - Pilotage serré au niveau Groupe des fournisseurs stratégiques
  - Opportunité de faire jouer les levées d'options

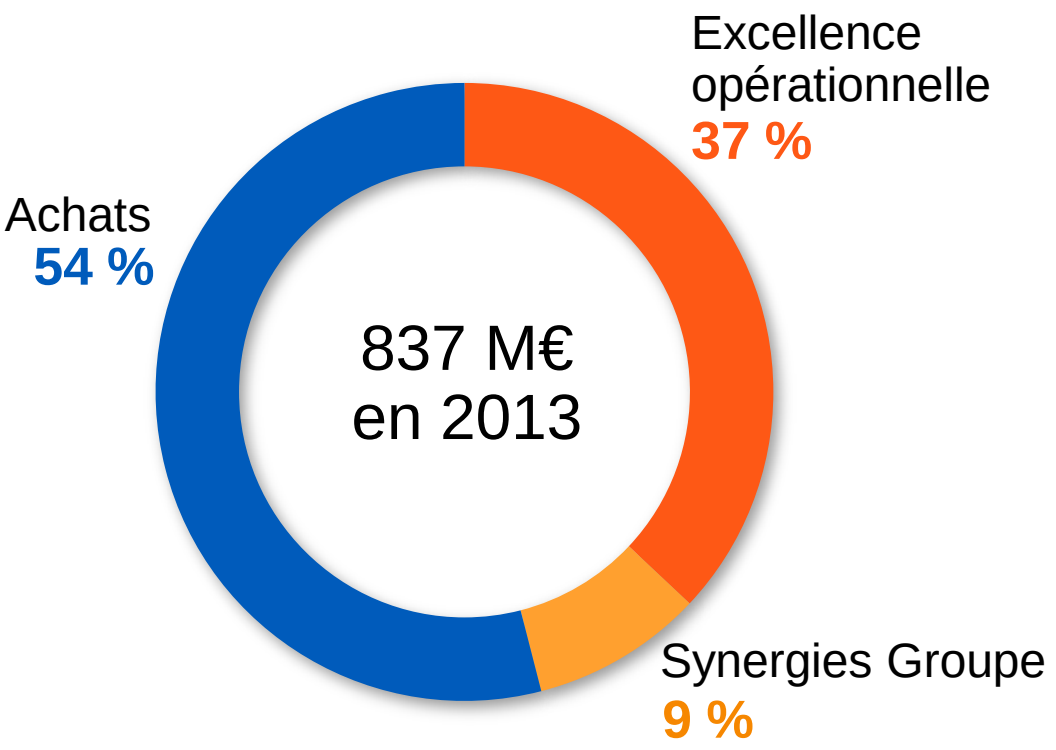
SPARK

- Baisse significative des prix
  - Forte mobilisation sur la négociation des prix
  - Développement des analyses de la valeur
  - Limitation des gré-à-gré sollicités par les entités « métiers »
- Rationalisation des structures et des organisations
- Priorisation des investissements
- Réduction ciblée sur les frais généraux (consultants, intérim et déplacements)

Une ambition commune : renforcer l'efficacité opérationnelle du Groupe

Programme STG





Gain annuel 2013 de 837 M€ dont 579 M€ sur l'EBITDA

Variations de juste valeur British Energy

- Les variations de juste valeur liées à l'acquisition de British Energy correspondent principalement aux éléments suivants :
  - Mise en juste valeur du contrat d'approvisionnement du combustible et consommation des stocks de combustible nucléaire en juste valeur
  - Mise à la valeur de marché des contrats d'achat/vente à terme d'énergie
- Les variations de juste valeur sur l'EBITDA sont les suivantes :

En millions d'euros	2011	2012	2013
Impact sur l'EBITDA des ajustements de JV	122	(35)	(77)

RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

Financement et trésorerie

Endettement financier net

En milliards d'euros	31/12/2011	31/12/2012 publié(1)	31/12/2013
Endettement financier net	**33,3**	**39,2**	**35,5**
Ratio EFN / EBITDA	**2,2x**	**2,4x**	**2,1x**
Dette			
▪ Dette obligataire	**37,5**	**43,9**	**40,9**
▪ Maturité moyenne de la dette brute (années)	**9,2**	**8,5**	**8,9**
▪ Coupon moyen	**4,3 %**	**3,7 %**	**3,8 %**
Liquidité			
▪ Liquidité brute	**24,9**	**27,2**	**28,4**
▪ Liquidité nette	**17,1**	**13,8**	**17,3**

(1) Pro forma après affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 et retrait de 2,4 Mds€ d'actifs permettant 100% de couverture des passifs nucléaires d'EDF éligibles aux actifs dédiés

Calcul de l'endettement financier net

En millions d'euros	31/12/2011	31/12/2012(3)	31/12/2013
Emprunts et dettes financières	50 034	59 932	53 313
Dérivés de couverture de dettes	(834)	(797)	176
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 743)	(5 874)	(5 459)
Actifs financiers disponibles à la vente (actifs liquides)	(9 024)	(10 289)	(12 548)
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint(1)(2)	(1 400)	(1 397)	(1 005)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	252	-	985
Effet de l'affectation de la créance de CSPE	-	(2 400)	-
Endettement financier net	33 285	39 175	35 462

(1) Prêt aux sociétés en contrôle conjoint inclus à partir du 31/12/2012 uniquement

(2) Dont prêt RTE de 1 174 M€ au 31/12/2012 et 670 M€ au 31/12/2013

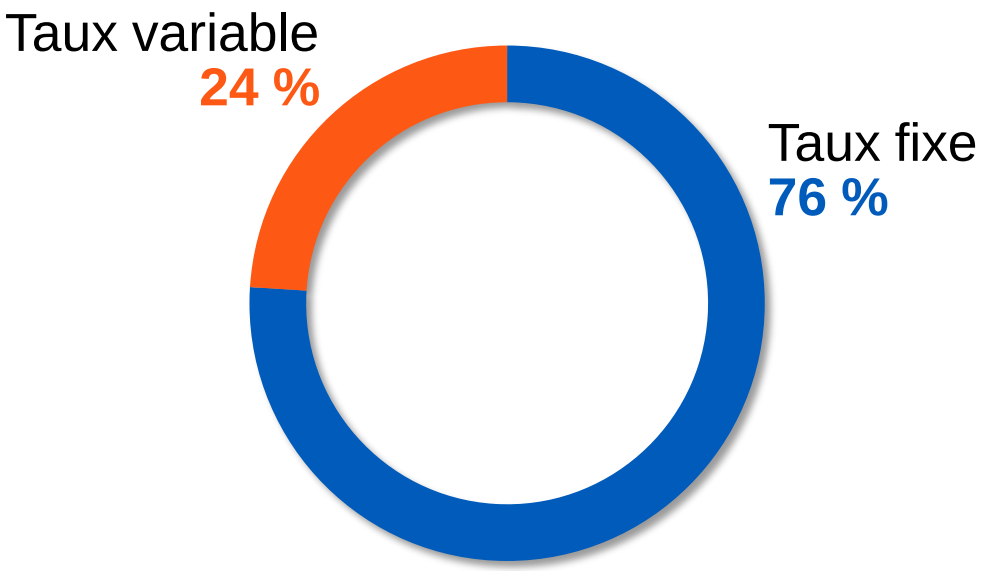
(3) Pro forma après affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 et retrait de 2,4 Mds€ d'actifs permettant 100 % de couverture des passifs nucléaires d'EDF

Echéancier du prêt synthétique accordé à RTE

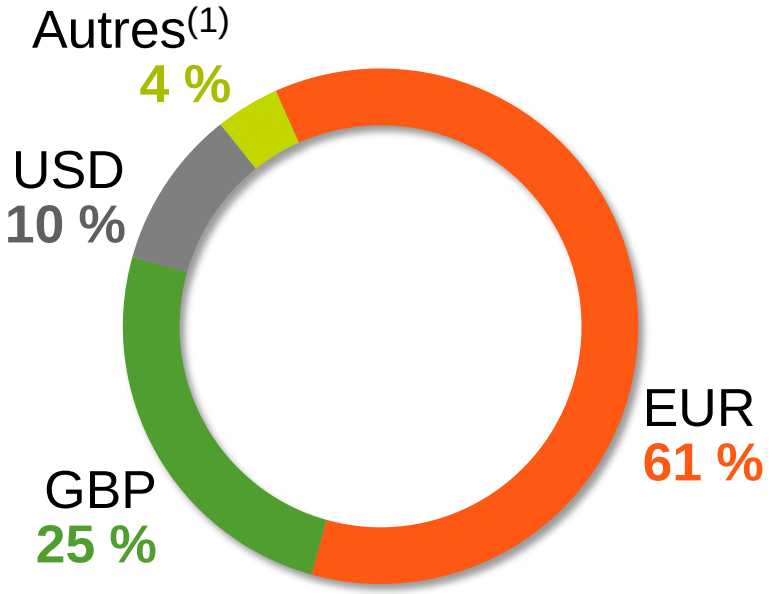
En millions d'euros	**Taux**	**31/12/2013**
Prêt à échéance 2016	**5,50 %**	**663**
Intérêts courus		**7**
TOTAL prêt synthétique accordé par EDF à RTE		**670**

Dette brute après swaps au 31 décembre 2013

Ventilation par type de taux



Ventilation par devise



Coupon moyen : 3,8 %
Maturité moyenne après émissions de janvier 2014 : 12,2 années

(1) Principalement HUF, CHF, PLN, BRL, CAD et JPY

Données financières

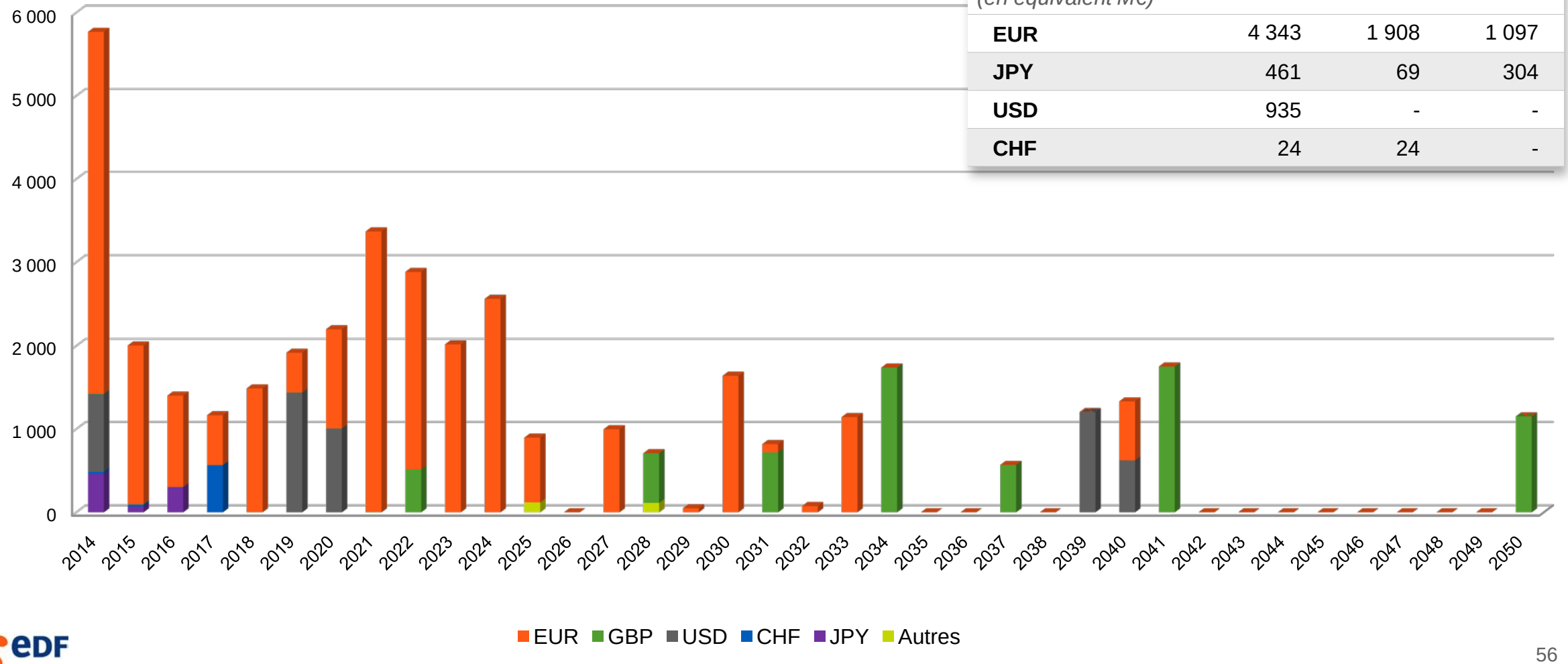
En millions d'euros	**2011 retraité(1)**	**2012 retraité(1)**	**2013**
EBITDA	14 939	15 998	16 765
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	(1 634)	(1 799)
Cash flow opérationnel (= FFO)	10 281	12 314	12 973
Endettement financier net	33 285	39 175(2)	35 462
Capitaux propres y compris intérêts minoritaires	32 672	31 111	38 870

(1) Données publiées en 2011 et 2012 retraitées des changements de méthodes comptables intervenus respectivement en 2012 et 2013
(2) Pro forma après affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013 et retrait de 2,4 Mds€ d'actifs permettant 100 % de couverture des passifs nucléaires d'EDF éligibles aux actifs dédiés

Tombées de dettes obligataires dans le Groupe par devise

En millions d'euros, avant swaps

Dont (en équivalent M€)	**2014**	**2015**	**2016**
EUR	4 343	1 908	1 097
JPY	461	69	304
USD	935	-	-
CHF	24	24	-

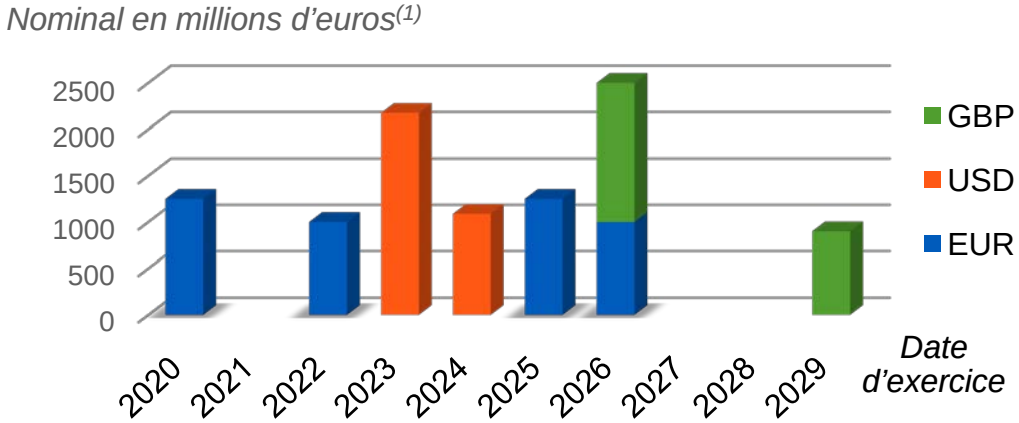


Des outils de financement adaptés au profil des investissements d'EDF

Emissions hybrides : outil ALM performant

- Adéquation avec les besoins en capitaux de projets de croissance non encore contributifs à l'EBITDA
- 10,2 Mds€(1) levés au total en janvier 2013 et janvier 2014

Développement d'une courbe d'émissions hybrides



Green Bond : innovation et diversification

- Emission en novembre 2013 d'un premier *Green Bond* pour financer des projets renouvelables d'EDF EN
- Une émission de référence pour le marché naissant des *Green Bond*
- Mise en avant de la stratégie renouvelable d'EDF

Diversification de la base d'investisseurs

(1) Valorisés aux cours du 31/12/2013
(2) Environnementaux, Sociaux et Gouvernance

EDF *Green Bond* : un instrument innovant au service de l'engagement d'EDF dans le renouvelable

Une obligation standard

- Obligation senior non garantie, émise dans le cadre du programme EMTN
- Taille : 1,4 Md€ – Coupon annuel : 2,25 %
- Maturité : 7,5 ans (avril 2021)

Des engagements particuliers sur l'utilisation des fonds (*"Use of Proceeds"*)

- Fonds alloués exclusivement à des projets d'énergie renouvelable développés par EDF EN, en ligne avec des critères environnementaux et sociaux validés par Vigeo
- Gestion et suivi des fonds spécifiques dans le portefeuille d'actifs de trésorerie d'EDF jusqu'à l'allocation à des projets éligibles
- Transparence : publication annuelle des projets sélectionnés avec une attestation externe publique de Deloitte sur le respect par EDF de ses engagements

192 millions d'euros alloués à fin 2013

- 3 projets éoliens terrestres en France, au Canada et aux Etats-Unis
- 1 projet biométhane aux Etats-Unis
- Publication dans le Document de Référence 2013 de la liste des projets sélectionnés

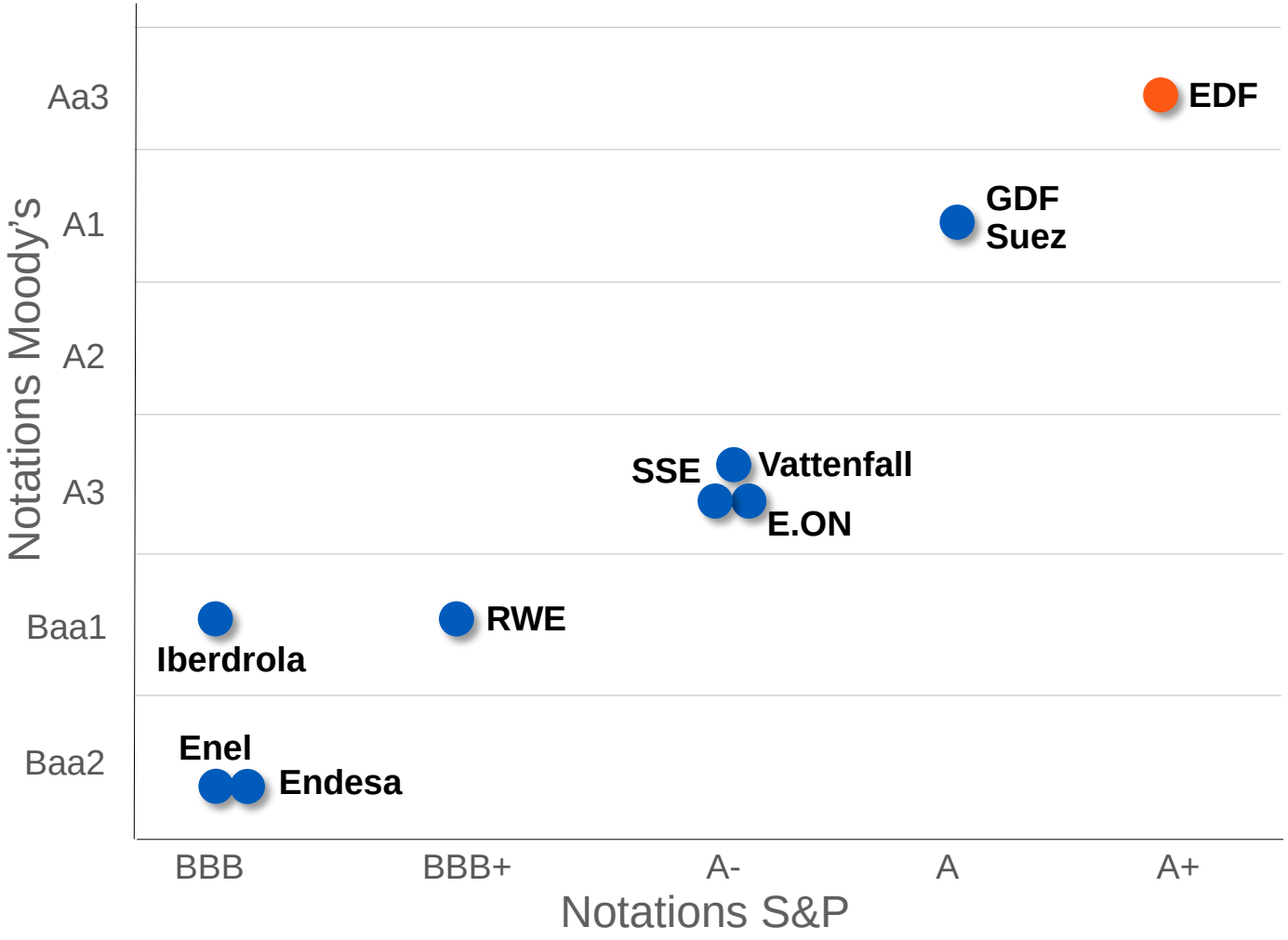
Lac Alfred – Programme éolien québécois d'1 GW (Canada)

Principaux emprunts obligataires à fin 2013 (EDF)

Date d'émission(1)	Échéance	Nominal à l'émission *(en millions de devises)*	Devise	Taux
01/2009	01/2014	1 250	USD	5,50 %
07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,50 %
01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,10 %
10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,40 %
01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,30 %
11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,60 %
11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,60 %
07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
02/2003	02/2033	850	EUR	5,60 %
06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,10 %
01/2009	01/2039	1 750	USD	7,00 %
11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,10 %

(1) Date de réception des fonds

Notations comparées



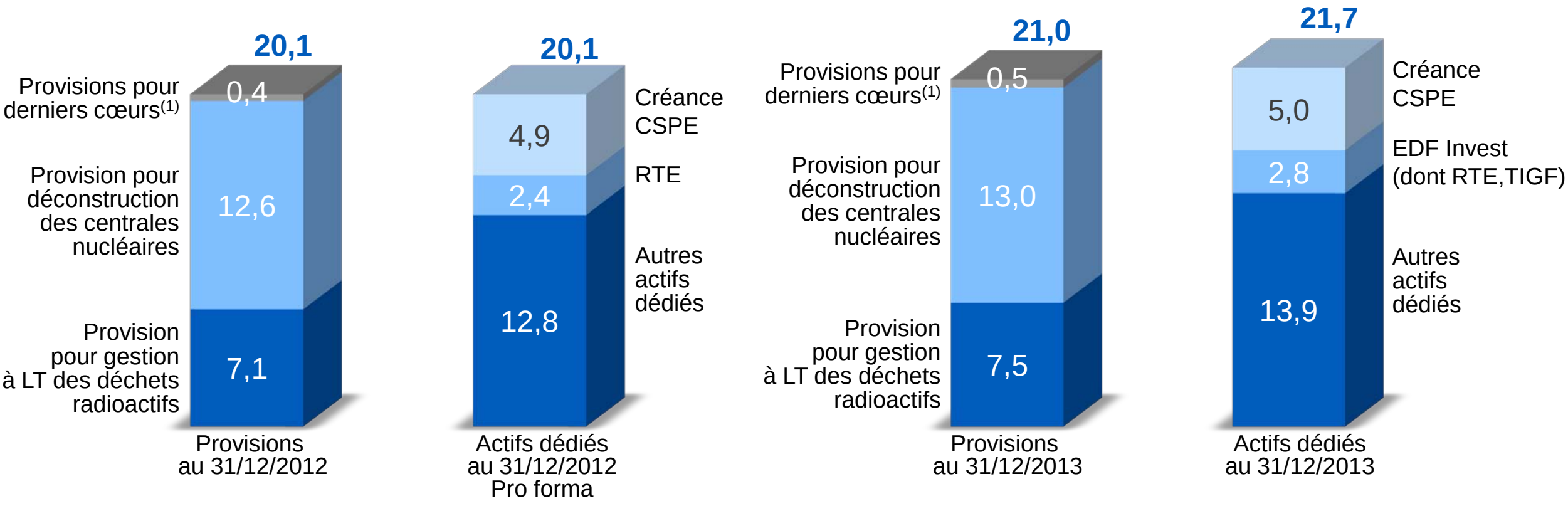
	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
EDF	A+ stable	Aa3 négatif	A+ négatif
GDF Suez	A négatif	A1 négatif	na
E.ON	A- stable	A3 négatif	A- stable
Enel	BBB stable	Baa2 négatif	BBB+ négatif
Iberdrola	BBB stable	Baa1 négatif	BBB+ négatif
SSE	A- négatif	A3 stable	A- stable
RWE	BBB+ stable	Baa1 stable	BBB+ stable
Endesa	BBB stable	Baa2 négatif	BBB+ négatif
Vattenfall	A- stable	A3 stable	A- négatif

	Notation S&P	Notation Moody's	Notation Fitch
EDF court terme	A-1	P-1	F1

Sources : agences de notation et Bloomberg, le 31 janvier 2014
na : non applicable

Actifs dédiés

En milliards d'euros



Suite à l'affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013, le taux de couverture des passifs nucléaires éligibles aux actifs dédiés d'EDF atteignait 100 % à fin 2012 pro forma, et s'établit à 103 % à fin 2013

(1) Part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs

Poursuite de la diversification des actifs dédiés

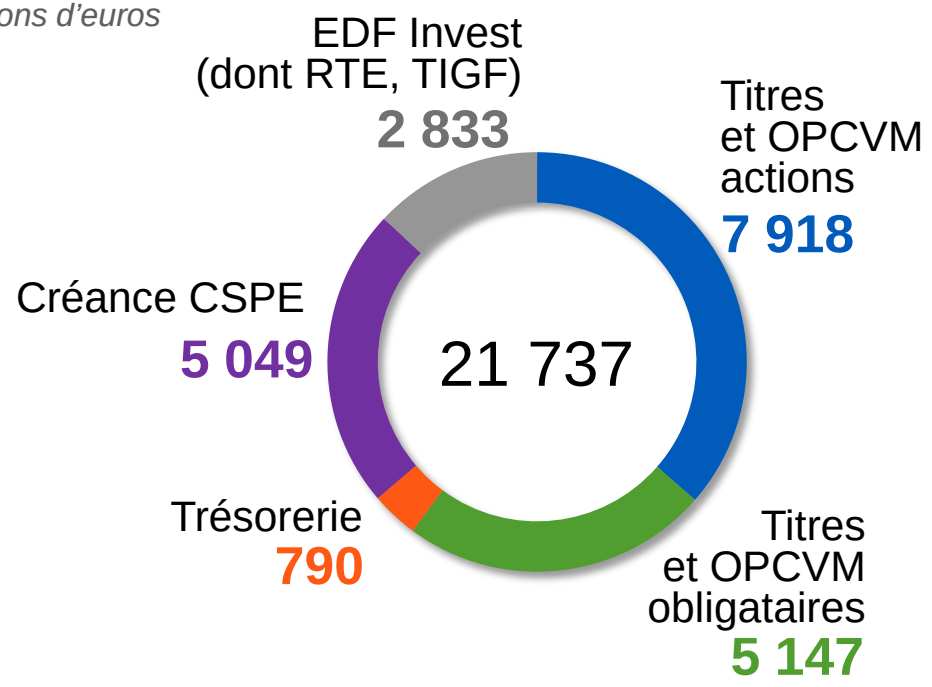
- Affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés
  - L'État a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF aux actifs dédiés
  - Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME)
- Création d'EDF Invest
  - Afin de poursuivre la diversification depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé pour 2013 une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés
  - Cette nouvelle allocation se traduit par la création d'EDF Invest, dont l'objectif est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés

Performance 2013 des actifs dédiés d'EDF

- Sécurisation du financement des charges de démantèlement des centrales nucléaires et de stockage et gestion à long terme des déchets radioactifs
- Date de couverture complète des engagements fixée par la loi à juin 2016
- Excellente performance annuelle dans la lignée de 2012
  - les marchés actions ont connu de belles progressions, mais les marchés obligataires sont rendus difficiles par la hausse des taux
  - maintien d'un portefeuille obligataire de sensibilité réduite, qui se repositionne progressivement sur l'Italie et l'Espagne dans le contexte de sortie de récession en Zone Euro
- Les titres RTE affichent une performance solide (+11,1 %)
- La créance CSPE est rémunérée à 1,72 % / an, avec un échéancier de remboursement sur 5 ans

Composition du portefeuille au 31/12/2013

En millions d'euros



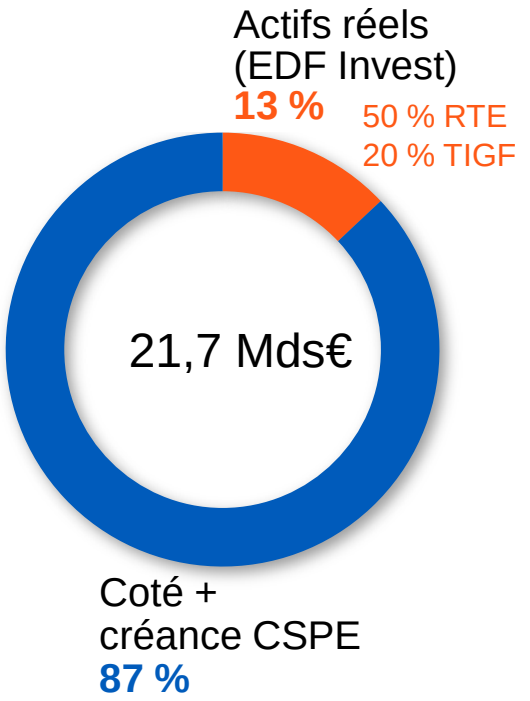
Performance(1) 2013 : +9,4 %

(1) Performance annuelle avant impôts. La performance du portefeuille financier (actions et obligations) est de +11,6 %, à comparer à un benchmark de +10,9 %

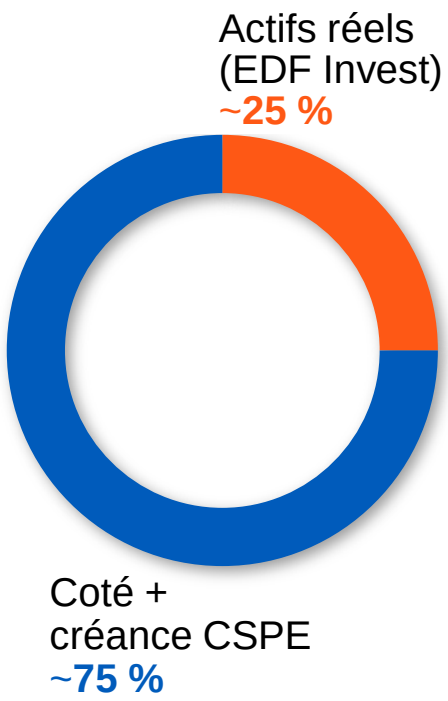
EDF Invest : 5 Mds€ pour la gestion des actifs dédiés non cotés d'EDF

- Créé en juillet 2013, EDF Invest assure la gestion des investissements non cotés au sein des actifs dédiés, qui devraient représenter à terme ~ 5 Mds€
- 3 classes d'actifs ciblées :
  - les infrastructures à titre principal
  - l'immobilier
  - le *private equity*
- TIGF : 1er investissement dans les infrastructures aux côtés des 50 % dans RTE
- Equipe dédiée et gouvernance adaptée, en ligne avec les meilleures pratiques de marché

Au 31 décembre 2013



Cible à terme



EDF Invest gérera à terme un portefeuille d'environ 5 Mds€

RÉSULTATS ANNUELS 2013

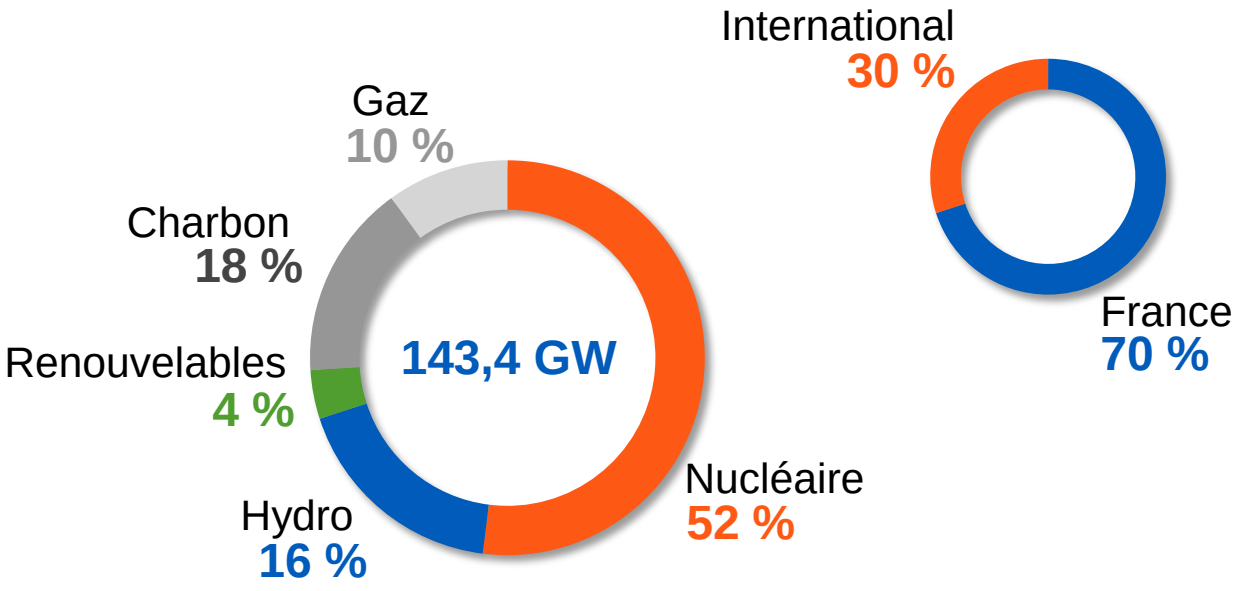
Annexes

Stratégie et investissements

EDF en 2020 : un producteur d'électricité à 75 % non émetteur de CO_2

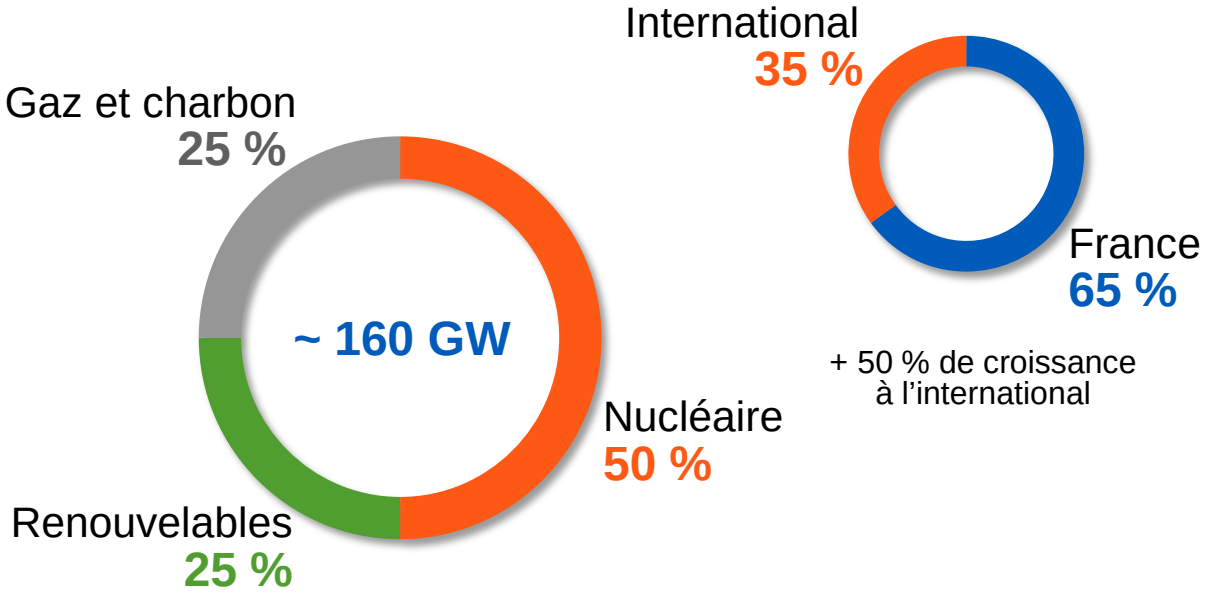
2013

Capacité installée (en GW) au 31/12/2013



2020

Projections à 2020 de la capacité installée (en GW)



Mix énergétique d'EDF
Par type de combustible et par zone géographique

Capacités installées du groupe EDF à fin 2013

En GW	Mix énergétique		Intérêts minoritaires	Mix énergétique		Participations dans les entreprises associées	Mix énergétique	
Capacité	**Brutes**						**Nettes**	
Nucléaire	77,5	*49 %*	2,5	75,0	*52 %*	0,2	74,8	*53 %*
Charbon-fioul	30,5	*19 %*	5,3	25,2	*18 %*	1,1	24,1	*17 %*
CCG	16,8	*11 %*	2,7	14,1	*10 %*	0,5	13,6	*10 %*
Hydro	25,9	*17 %*	2,8	23,1	*16 %*	1,1	22,0	*16 %*
Autres ENR	6,5	*4 %*	0,5	6,0	*4 %*	0,1	5,9	*4 %*
Total	**157,2**	*100 %*	13,8	**143,4**	*100 %*	3,0	**140,4**	*100 %*

Capacité totale des actifs dans lesquels le groupe EDF dispose d'intérêts

Capacité du groupe EDF, y compris participations dans les entreprises associées

Capacités nettes du groupe EDF

Electricité nette produite par le groupe EDF

En TWh	**2012**		**2013**	
Nucléaire	485,5	*76 %*	487,1	*74 %*
Charbon-fioul	56,9	*9 %*	59,6	*9 %*
CCG	41,6	*6 %*	37,8	*6 %*
Hydro	46,3	*7 %*	55,5	*9 %*
Autres ENR	12,4	*2 %*	13,9	*2 %*
Groupe	**642,6**	***100 %***	**653,9**	***100 %***

Emissions de CO_2 du groupe EDF

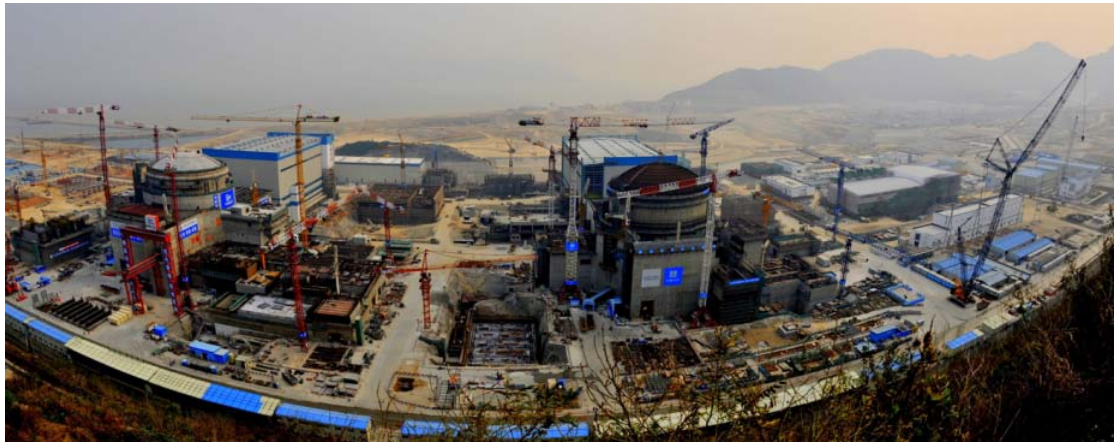
Emissions nettes par segment	En kt				En g/kWh	
	2012		2013		2012	2013
France	16 409	*21 %*	16 919	*21 %*	35,2	35,7
Royaume-Uni	20 909	*26 %*	22 156	*28 %*	250,6	254,9
Italie	10 227	*13 %*	8 345	*10 %*	329,3	321,7
Autre International	23 816	*30 %*	24 957	*31 %*	364,3	367,0
Autres activités	8 443	*10 %*	8 249	*10 %*	237,3	218,3
Groupe	**79 803**	***100 %***	**80 626**	***100 %***	**117,0**	**116,3**

Engagement d'industriel responsable : émissions de CO_2 du groupe EDF ≤ 150 g/KWh

Point d'avancement du projet EPR de Flamanville 3

- Objectif de production des premiers KWh en 2016
- Avancées majeures du chantier :
  - Pose du dôme du bâtiment réacteur le 16 juillet 2013
  - Finalisation des travaux de génie civil
  - Montages électriques et mécaniques du circuit secondaire
  - Mise en eau du chenal d'amenée de la station de pompage
  - Introduction de la cuve dans le bâtiment réacteur le 24 janvier 2014
- Etapes prévues en 2014 :
  - Montage du circuit primaire
  - Essais des différents systèmes de l'installation
  - Préparation des dossiers de mise en service pour instruction par l'ASN
- Coûts de construction ré-estimés en décembre 2012 à 8,5 milliards d'euros$_{2012}$

Chine TNPJVC



Taishan 1 & 2 (EDF 30 %)

- 2 EPR de 1 750 MW en construction
- Environ 15 000 intervenants
- Avancement du chantier au 31 décembre 2013 :
  - Unité 1 : poursuite des montages électromécaniques dans l'ensemble des bâtiments, premiers essais dans le bâtiment réacteur
  - Unité 2 : poursuite des travaux de génie civil dans tous les bâtiments et installation des premiers équipements électromécaniques
  - Bâtiments communs : fin des travaux dans la station de pompage
- Objectifs 2014 :
  - Unité 1 : revue de sûreté avec l'Autorité de sûreté nucléaire chinoise en vue de l'autorisation de mise en service ; premiers essais d'ensemble de l'installation
  - Unité 2 : poursuite des montages électromécaniques et premiers essais

Terminal méthanier de Dunkerque

- Avancée du chantier :
  - Levée des 3 dômes réalisée
  - 50 % du chantier réalisé
- Mise en service prévue fin 2015 prévoyant :
  - une jetée pour accueillir jusqu'à 120 méthaniers par an
  - un système de déchargement du gaz naturel liquéfié (GNL)
  - trois cuves de stockage de GNL d'une capacité de 190 000 m^3 chacune
  - un raccordement vers les marchés français et belge
- Réalisation des travaux par trois maîtres d'ouvrage :
  - Port Maritime de Dunkerque : dragage de la darse, création d'une plate-forme pour la construction des installations terrestres et réalisation des ouvrages de protection maritimes (95 % avancement)
  - EDF, via Dunkerque LNG (65 % EDF, 25 % Fluxys, 10 % Total) : infrastructures de déchargement, de stockage et de regazéification du GNL (total : 1 Md€$_{2010}$)
  - GRTgaz et Fluxys Belgium : raccordement à deux réseaux de transport gazier européens
- Capacité de 13 Gm^3/an (20 % des capacités d'importation en France)

Cigéo, le projet de centre de stockage profond réversible de déchets radioactifs français

- La loi du 28 juin 2006 sur la gestion durable des matières et déchets radioactifs retient le principe d'un stockage réversible en couche géologique profonde pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ultimes (HA/MA-VL).
  L'ANDRA est en charge de la conception, de la construction et de l'exploitation du futur centre de stockage

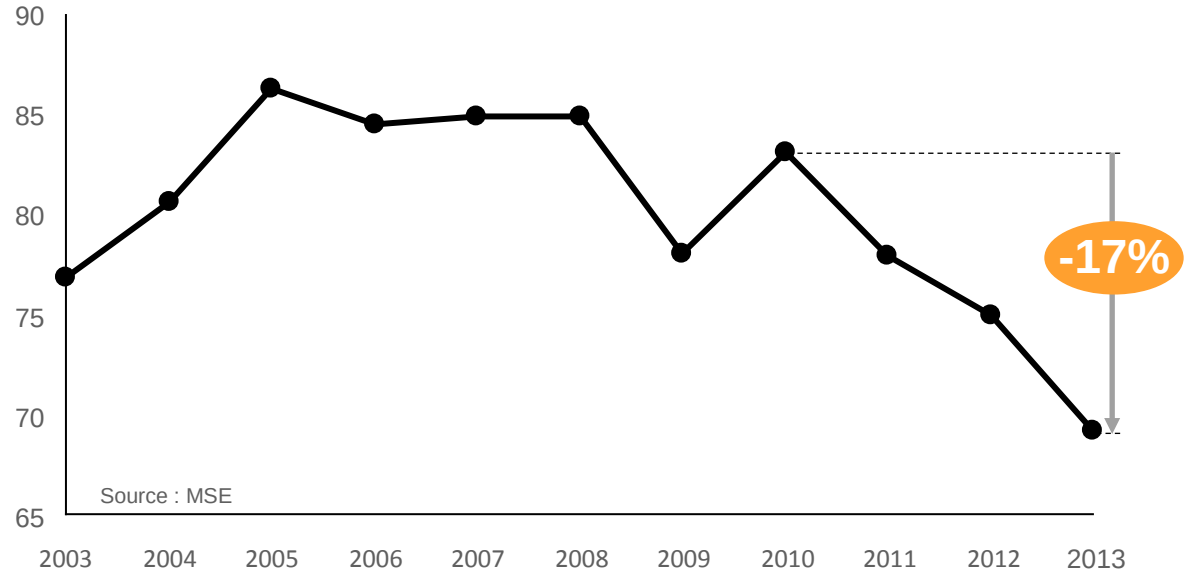
- EDF, responsable de la gestion des déchets radioactifs générés par ses centrales nucléaires, coopère étroitement avec L'ANDRA, pour mettre en œuvre une solution de stockage sûre présentant un bon rapport coût/efficacité.
  Cette coopération s'inscrit dans une convention de partenariat signée entre l'ANDRA, EDF, AREVA et le CEA début 2012

- Le débat public portant sur le projet de création d'un centre de stockage Meuse-Haute Marne (Cigéo) a eu lieu du 15 mai au 15 décembre 2013

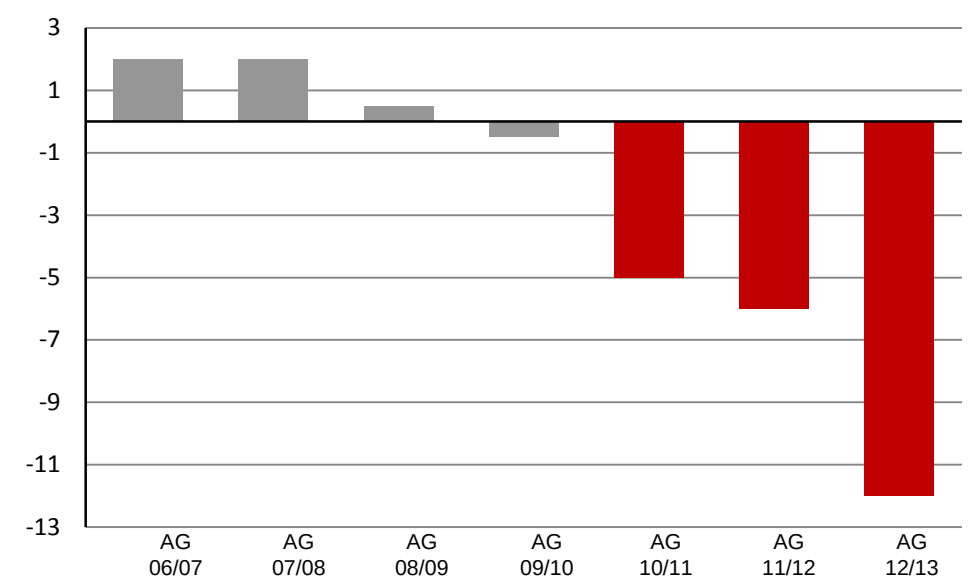
- Calendrier prévisionnel :
  - 2014 : - au plus tard le 15 février : compte-rendu et bilan des conditions du débat par la Commission Particulière du Débat Public
    - au plus tard le 15 mai : l'ANDRA, maître d'ouvrage, indique les suites qu'il entend donner au projet au regard des enseignements du débat public
    - actualisation du coût total du projet, attendue au plus tôt pour mi-2014
  - 2015 : dépôt par l'ANDRA de la demande d'autorisation de création de Cigéo
  - 2019 : début des travaux de construction des installations de Cigéo (hors travaux préparatoires)
  - 2025 : mise en service de Cigéo par l'ANDRA, sous réserve de l'autorisation de l'Autorité de Sûreté Nucléaire

Le marché italien du gaz sous forte pression depuis 2009

Chute de la consommation de gaz en Italie



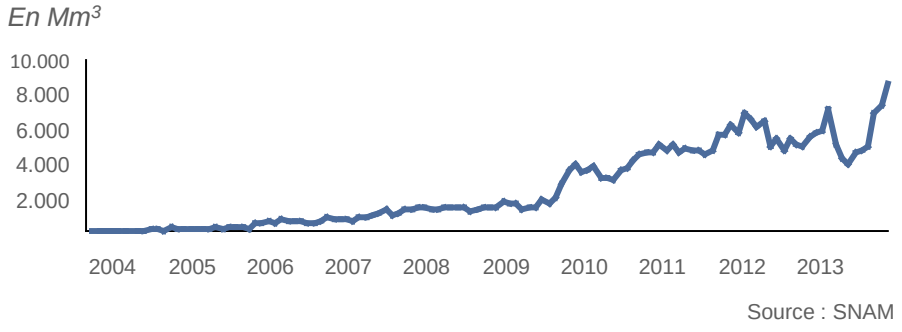
Chute des prix de marché



Italie : 3ème marché du gaz en Europe

Part de marché d'Edison en Italie : ~20 %

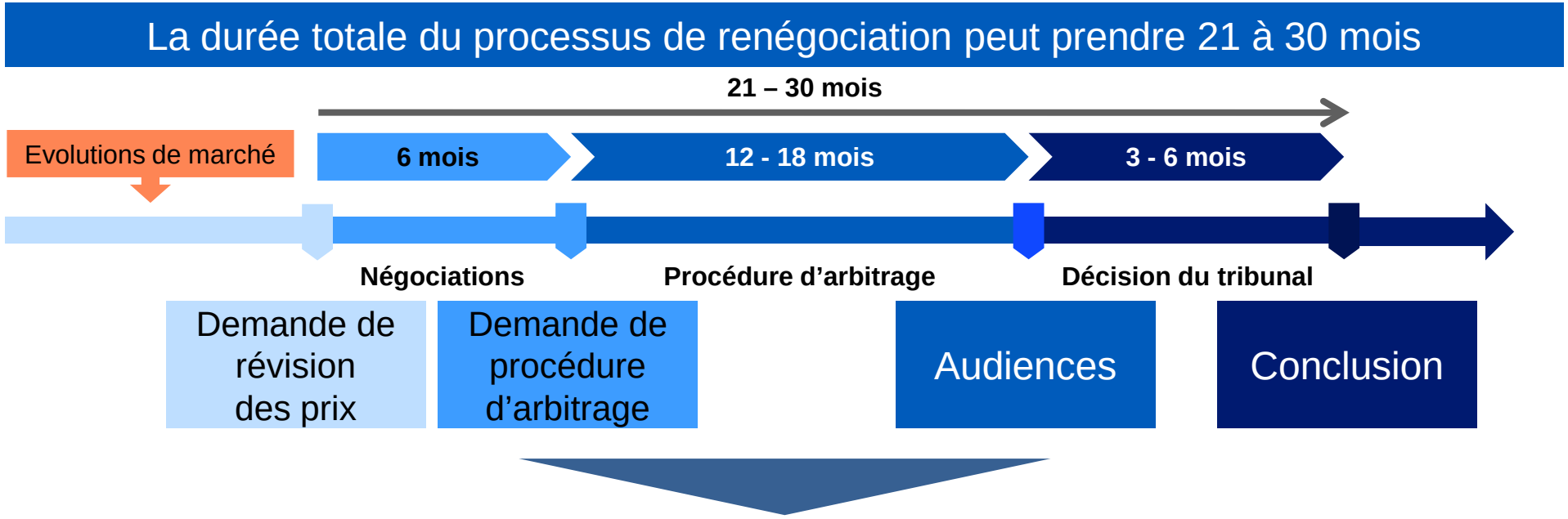
Développement de l'hub italien (PSV)



AG : année gazière
Gas Release 2 : référence du marché italien

Contrats long-terme gaz

- **Clause « Take or Pay »** : risques liés aux volumes et aux prix partagés entre le vendeur et l'acheteur
- **Marge raisonnable** pour l'acheteur devant être préservée grâce à la clause de renégociation
- **Mécanisme de révision des prix** généralement déclenché tous les 3 ans, sous réserve :
  - Conditions clés vérifiées (changements importants affectant les prix de marché et la rentabilité du contrat)
  - 6 mois pour la négociation et 18 à 24 mois pour la procédure d'arbitrage si nécessaire
- **Indexation :** formule indexée aux prix des produits pétroliers vs. formule indexée aux prix publiés par les Hubs de gaz naturel



Edison est le seul opérateur à avoir déclenché et obtenu 3 arbitrages simultanés

Contrats gaziers d'Edison

Révisions des prix des contrats gaz (Qatar, Libye, Russie et Algérie)

- L'ensemble des contrats long terme de gaz d'Edison représente 14,4 Gm^3/an
- Une nouvelle phase de révisions des prix a débuté fin 2012, pour la période 2012-2015, afin de restaurer la rentabilité de ces contrats affectée par la baisse des prix du gaz

Etat des renégociations et arbitrages

Contrat	Volume maximum (Gm^3/an)	Expiration	Etat des renégociations / arbitrages	
			1ère phase (2010 - 2012)	2ème phase (2012 - 2015)
Qatar	6,4	2034	Arbitrage favorable août 2012	Renégociation favorable juillet 2013
Libye	4,0	2028	Arbitrage favorable septembre 2012	Arbitrage débuté en avril 2013
Russie	2,0	2019	Renégociation favorable juillet 2011	Arbitrage débuté en avril 2013
Algérie	2,0	2019	Arbitrage favorable avril 2013	Renégociation favorable juillet 2013

Edison : bilans électrique et gazier 2013 en Italie

Electricité(1)

En TWh

	2013	Δ 2013 vs. 2012
Production / Achats	**45**	**+3**
Edipower(2)	-	-2
Achats gros et autres	27	+8
Hydraulique et renouvelables	5	-
Thermique	13	-3
Ventes	**45**	**+3**
Marchés de gros et autres	24	+6
IPEX	2	-4
Clients finals	19	+1

Gaz

En Mds de m³

	2013	Δ 2013 vs. 2012
Production/ Achats	**16**	**-**
Approvisionnements domestiques	3	-1
Importations LT	13	+1
Production domestique	0	-
Ventes	**16**	**-**
Marchés de gros et autres	4	+1
Clients résidentiels et industriels	5	+1
Thermo-électrique	7	-2

(1) Ventes sur le marché libre, hors volumes CIP6 et captive, nettes des effets d'enchères
(2) Production du 1er janvier 2012 au 24 mai 2012

Transition énergétique : calendrier et enjeux du débat tels que définis par le gouvernement français

Conférence environnementale 2013 : premières mesures concrètes et orientations de politique énergétique pour guider le projet de loi de Transition énergétique

- Priorité à la réduction des consommations de combustibles fossiles et des émissions de CO_2
- Des mesures sectorielles ciblées sur le bâtiment et les transports et un volant de dispositions fiscales
- Pour le secteur électrique, des annonces dont les modalités détaillées restent à préciser
  - Gouvernance de l'évolution du parc nucléaire, réforme des mécanismes de soutien au renouvelable

Sources : Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie (Conférence de presse du 24 janvier 2013), discours du Président de la République et du Premier Ministre lors de la Conférence environnementale 2013, et déclarations du Ministre de l'Ecologie et de l'Energie du 7 février 2014

Commission d'enquête de l'Assemblée nationale (AN) sur les coûts du nucléaire

Calendrier et composition

- Création le 11 décembre 2013 et clôture des travaux prévue pour le 10 juin 2014 au plus tard
- Commission formée de 30 membres :
  - Président : François Brottes, Président de la Commission des Affaires économiques de l'AN
  - Rapporteur : Denis Baupin, député de Paris

Sujets couverts

- Coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire
- Durée d'exploitation des réacteurs
- Aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire dans le périmètre du mix électrique français et européen (Allemagne, Grande-Bretagne et Belgique)
- Conséquences de la fermeture et du démantèlement de réacteurs nucléaires, notamment Fessenheim

Impact sur l'évolution de la politique énergétique et du cadre réglementaire français

- Pas d'effet législatif direct mais les résultats de l'enquête informeront la position des députés et les débats sur la future loi de Transition énergétique
- La Cour des Comptes et la CRE, auditionnées au tout début des travaux, se sont engagées à actualiser leurs précédents rapports(1)(2) et en fournir une version à la Commission d'enquête avant la clôture de ses travaux

(1) Les coûts de la filière électronucléaire (Cour des Comptes, janvier 2012)
(2) Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité (CRE, juin 2013)

Cadre « Energie Climat » 2020-2030 proposé par la Commission européenne – Principaux éléments

Un cadre à la dimension CO_2 renforcée

- Objectif européen contraignant pour les émissions de GES
  - **-40 % en 2030** (vs. niveau de 1990)
  - A réaliser par des réductions intra-européennes
  - Réductions supplémentaires possibles, à travers les mécanismes de flexibilité internationaux, selon l'issue la Conférence internationale climat de Paris en 2015
- Objectif européen contraignant sur la production d'énergies renouvelables
  - **27 % de la consommation finale d'énergie en 2030**
  - Objectif non décliné pays par pays, mais obligation pour chaque Etat membre de présenter un plan national
- Indication d'un taux d'amélioration de l'efficacité énergétique
  - N'a pas le statut d'objectif contraignant ou indicatif
  - Taux de 25 % cohérent avec l'objectif GES de -40 %
  - Revue spécifique d'ici fin 2014

Une proposition de réforme de l'*EU ETS*

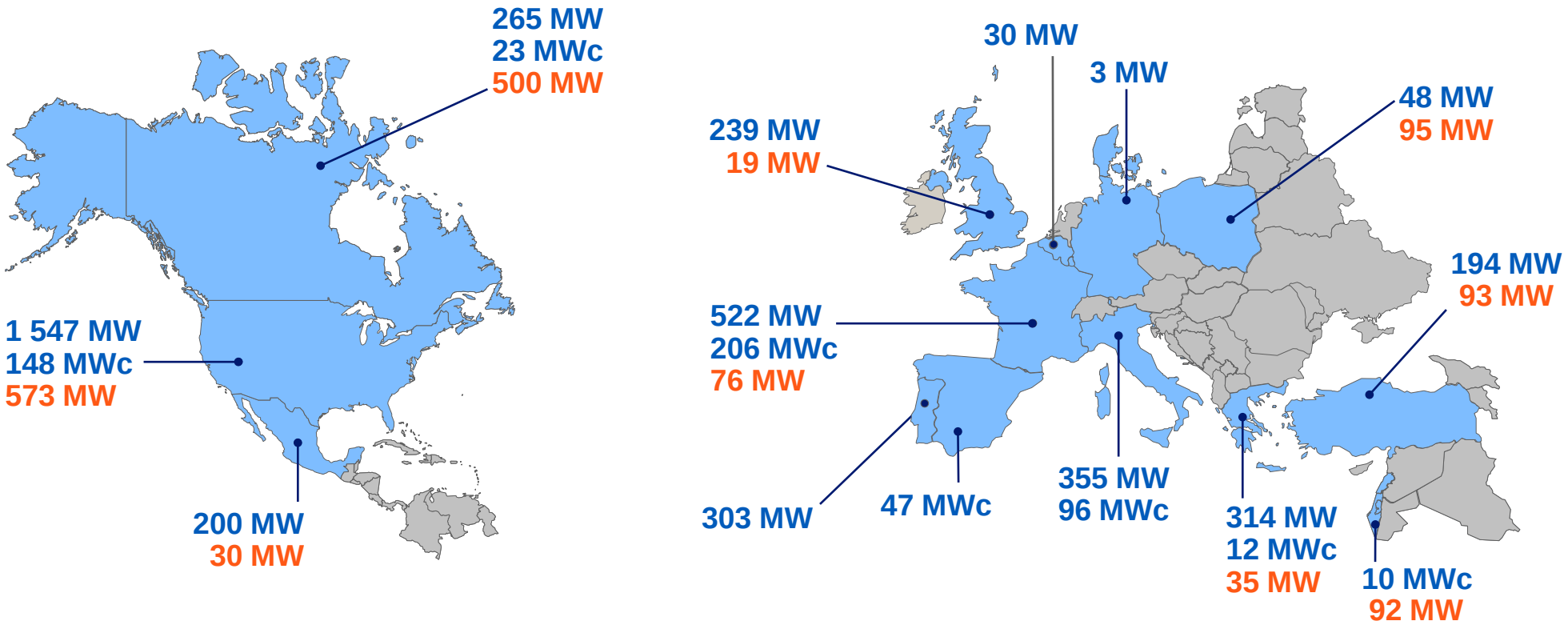
- Abaissement du plafond d'émissions du système européen d'échange de quotas entre 2020 et 2030
  - Facteur de réduction linéaire porté de 1,74 % à 2,2 % par an
  - Soit **43 % de réduction** des émissions par rapport à 2005
- Proposition législative de création d'un dispositif de stabilisation de l'équilibre offre-demande
  - Création d'une réserve de quotas en 2021 :
    - alimentée par réduction des volumes d'enchères lorsque les volumes de quotas non utilisés (« surplus ») dépassent ca. 800 millions tCO_2 ;
    - qui réinjecterait des quotas lorsque le surplus tombe sous les 400 millions tCO_2.
  - Dispositif de lissage permettant d'absorber une partie des quotas du *backloading* destinés à être réintroduits en 2019 et 2020

RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

EDF Energies Nouvelles

Capacité installée nette d'EDF EN au 31 décembre 2013



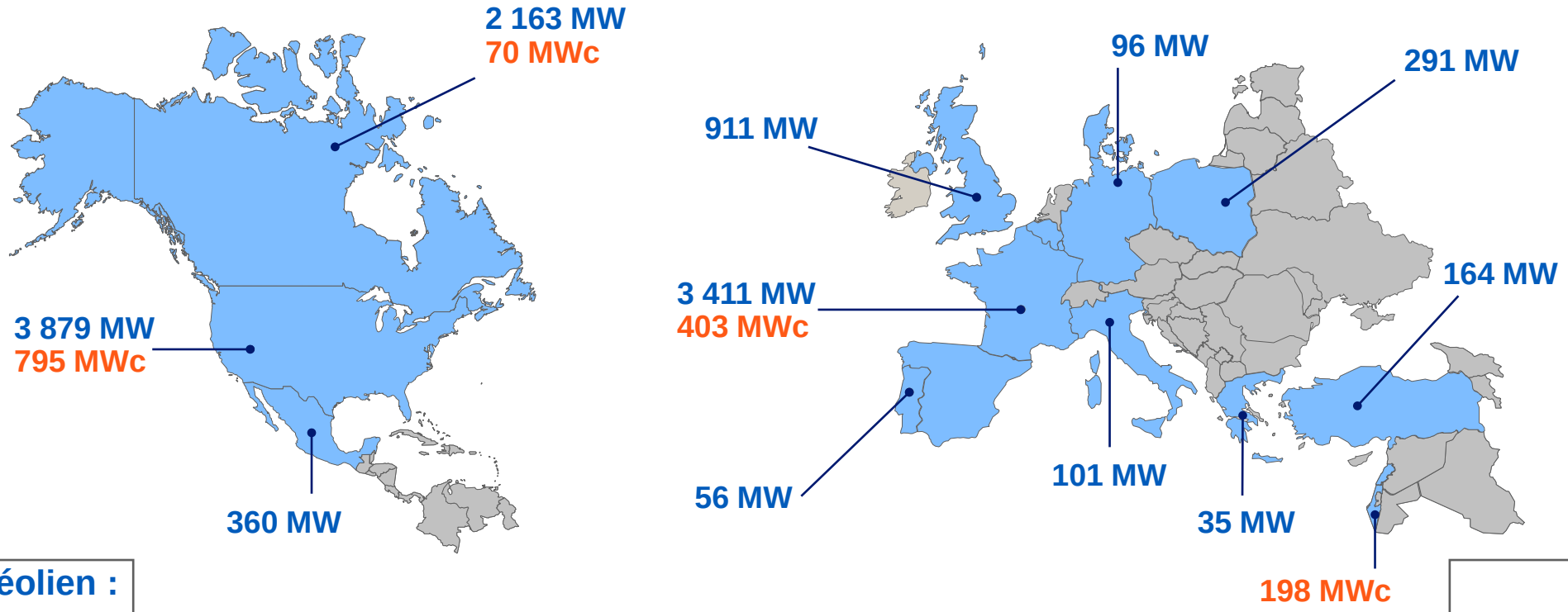
Eolien en exploitation (MW)
Solaire en exploitation (MWc)
Eolien et solaire en construction (MW)

	Brute	**Nette**
Capacité installée :	6 611 MW	4 764 MW
Capacité en construction :	1 986 MW	1 578 MW(1)

Autres filières
En exploitation 203 MW
En construction 28 MW

Source : EDF EN
(1) Dont 32 MW en Afrique du Sud et 8 MW en Inde
NB : MWc = Mégawatt crête (puissance fournie dans des conditions de température et d'ensoleillement standardisées)

EDF EN : un portefeuille substantiel de projets renouvelables



Pipeline éolien : 13,5 GW

Pipeline photovoltaïque : 2,5 GWc

Un pipeline éolien et solaire de près de 16 GW

Source : EDF, EDF EN. Remarque : les pipelines sont indiqués pour EDF EN et comprennent les capacités en construction
Note : Pipeline éolien et photovoltaïque autres pays (Finlande, Maroc, Afrique du Sud, Brésil, Chili, Inde et Moyen-Orient) de 3 031 MW

EDF EN – Capacité installée et en construction, par type, à fin décembre 2013

En MW	Brute		Nette	
	au 31/12/2012	**au 31/12/2013**	**au 31/12/2012**	**au 31/12/2013**
Éolien	4 681	5 735	3 629	4 019
Solaire	497	645	410	542
Hydraulique	84	80	81	77
Biogaz	65	70	63	65
Biomasse	26	62	18	54
Cogénération	19	19	7	7
Capacité installée totale	**5 372**	**6 611**	**4 208**	**4 764**
Éolien en construction	1 113	1 767	578	1 434
Solaire en construction	171	191	164	116
Autres en construction	45	28	44	28
Capacité totale en construction	**1 329**	**1 986**	**786**	**1 578**
Total	**6 701**	**8 597**	**4 994**	**6 342**

EDF EN – Evolution des capacités installées

Principales mises en service en 2013

- Eolien
  - Mexique 242 MW nets
  - Canada 162 MW nets
  - Royaume-Uni 112 MW nets
  - Turquie 81 MW nets
  - France 29 MW nets
  - Autres 46 MW nets
- Photovoltaïque
  - Etats-Unis 144 MW nets
  - Israël 10 MW nets
  - Espagne 6 MW nets
  - France et DOM(1) 2 MW nets
- Autres technologies
  - Etats-Unis 36 MW nets
  - France 1 MW nets

	Brutes	Nettes
Capacités mises en service	1 158 MW	871 MW

Principales acquisitions en 2013

- France
  - Iberdola 60 MW nets
  - Séchilienne 57 MW nets
  - Autres 2 MW nets

(1) Départements d'Outre-Mer

Capacités cédées

En MW	**2012**	**2013**
France	23	-
Allemagne	33	-
Royaume-Uni	-	58
Etats-Unis	183	103
Canada	150	115
Mexique	-	162
Total éolien	**389**	**438**
France + DOM(1)	174	28
Italie	1	10
Canada	47	-
Etats-Unis	18	-
Total photovoltaïque	**240**	**38**
France	**-**	4
Total hydraulique	-	**4**
Total	**629**	**480**

(1) Départements d'Outre-Mer

1,1 GW de projets éoliens qualifiés pour les PTC en 2013

- Les *Production Tax Credit* (PTC), mécanisme d'incitation fiscale aux énergies renouvelables aux Etats-Unis, ont été reconduits pour un an en janvier 2013. Pour être éligibles, les projets devaient être en construction au 31 décembre 2013

- Deux méthodes de qualification :
  - l'avancement physique des travaux
  - le paiement d'au moins 5 % du coût total de construction dès le 31 décembre 2013

- Dans ce contexte, EDF EN a qualifié pour les PTC **1,1 GW de projets éoliens** qui seront construits sur 2014 et 2015

- Dans le même temps, le groupe a négocié deux nouveaux accords avec des turbiniers qui pourraient lui permettre de qualifier **900 MW de projets supplémentaires** pour le mécanisme des PTC si de nouveaux PPA(1) sont signés cette année

Projets éoliens qualifiés pour les PTC en 2013 :

- **Spinning Spur 2**
  161 MW au Texas
- **Spinning Spur 3**
  194 MW au Texas
- **Hereford Wind**
  200 MW au Texas
- **Roosevelt Wind Project**
  250 MW au Nouveau Mexique
- **Longhorn North**
  200 MW au Texas
- **Patterson Pass**
  20 MW en Californie
- **Longhorn South**
  100 MW au Texas

(1) *Power Purchase Agreement*

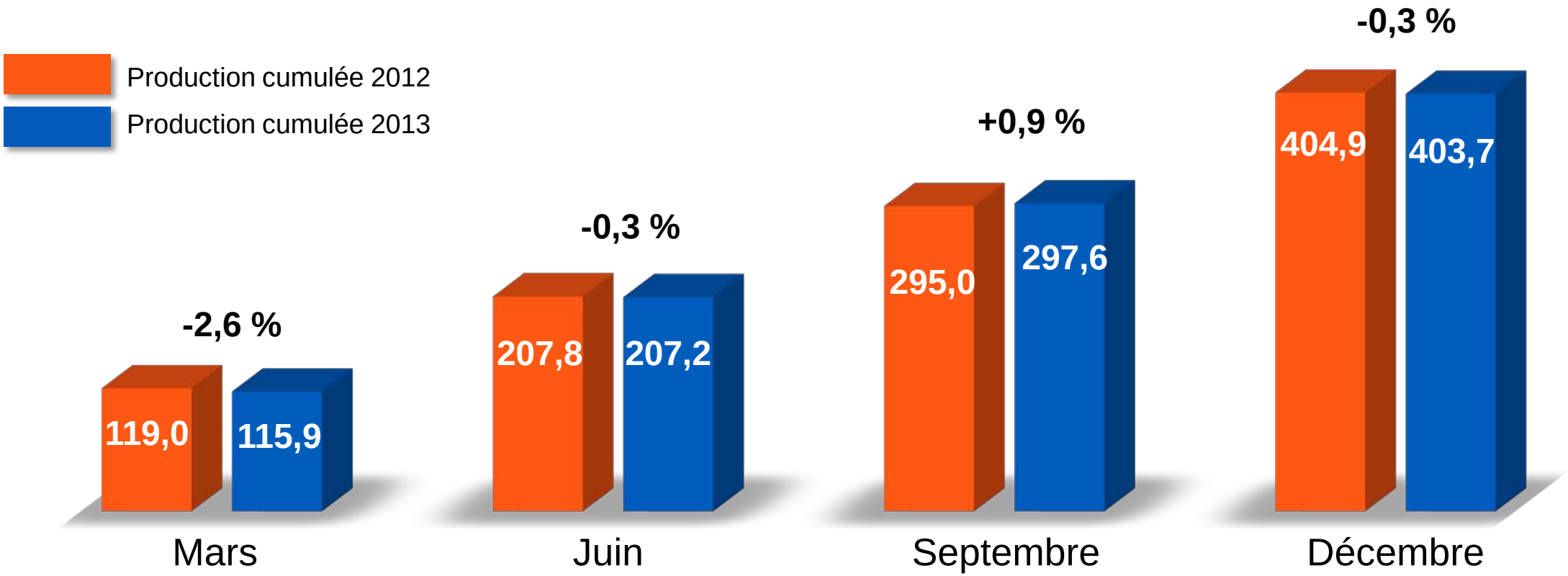
RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

France - Production

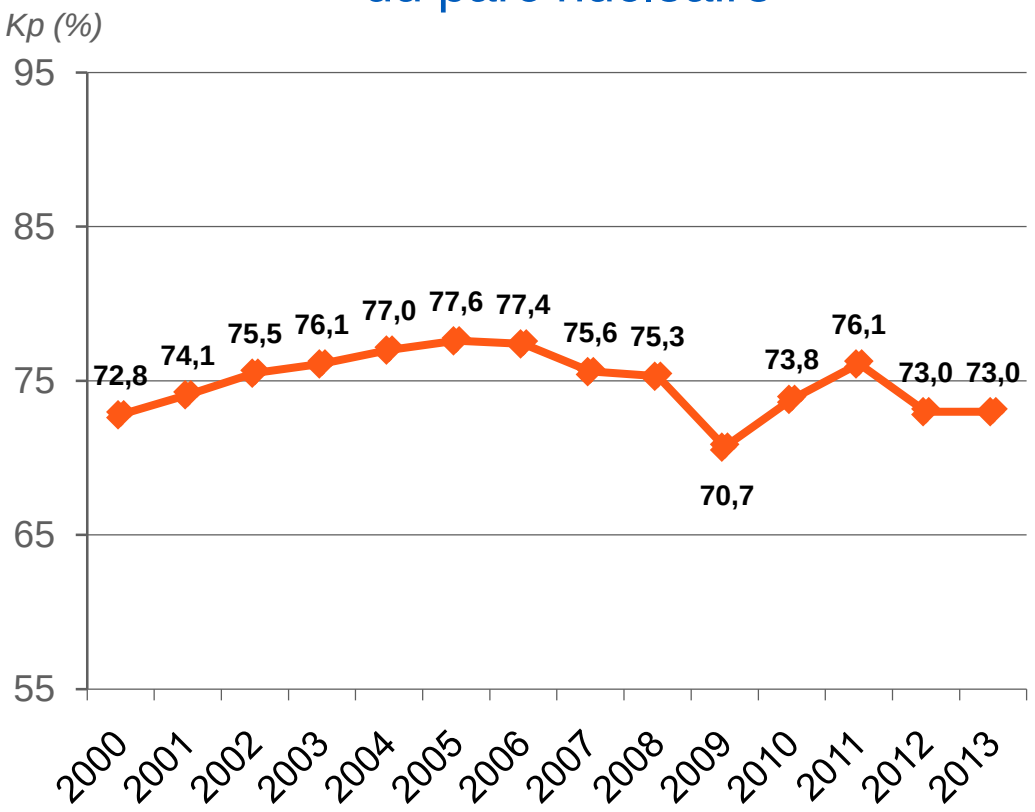
France : production nucléaire stable par rapport à 2012

En TWh

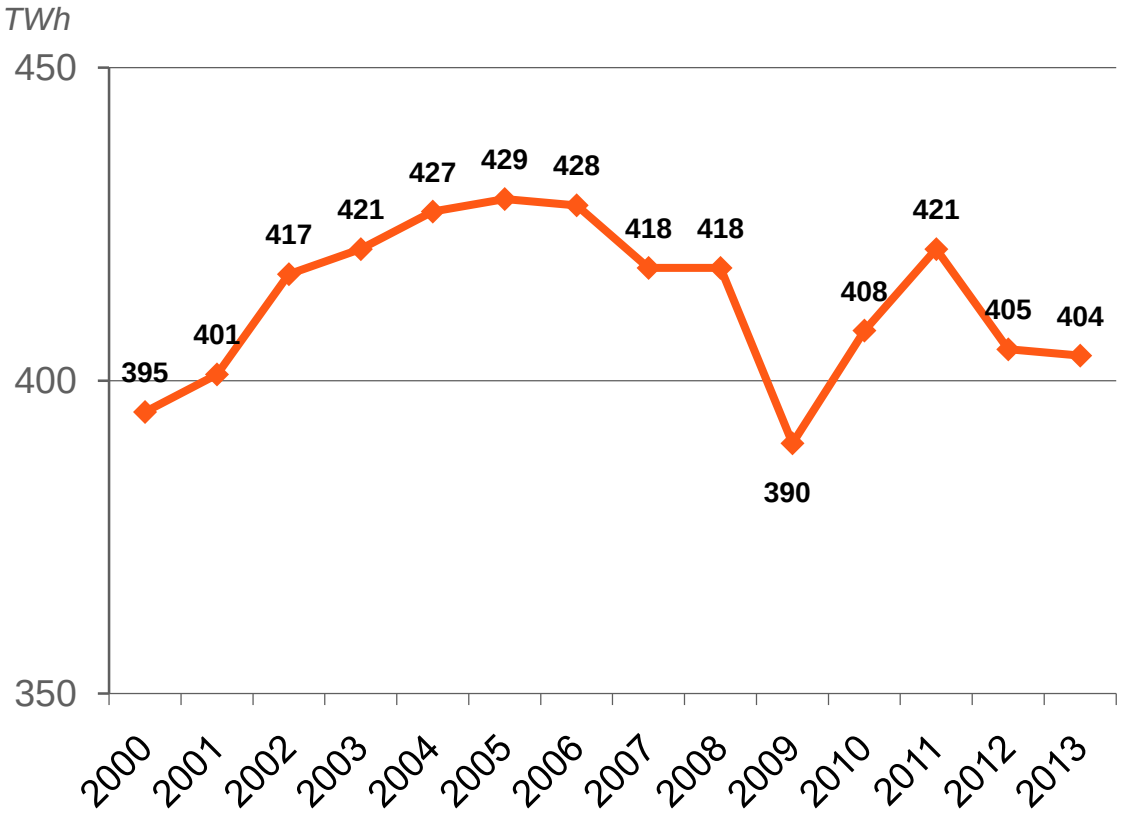


Evolution du « *load factor* » et de la production nucléaire

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



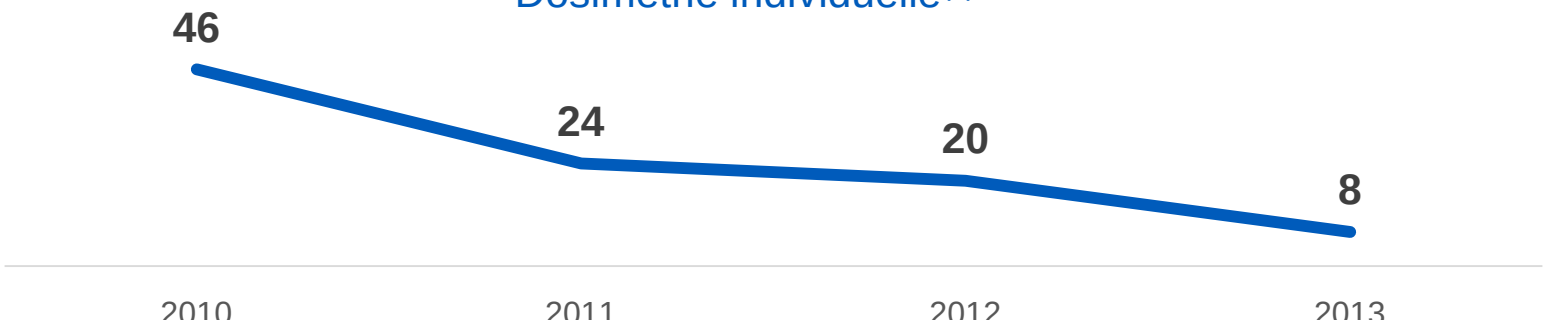
Production nette du parc REP



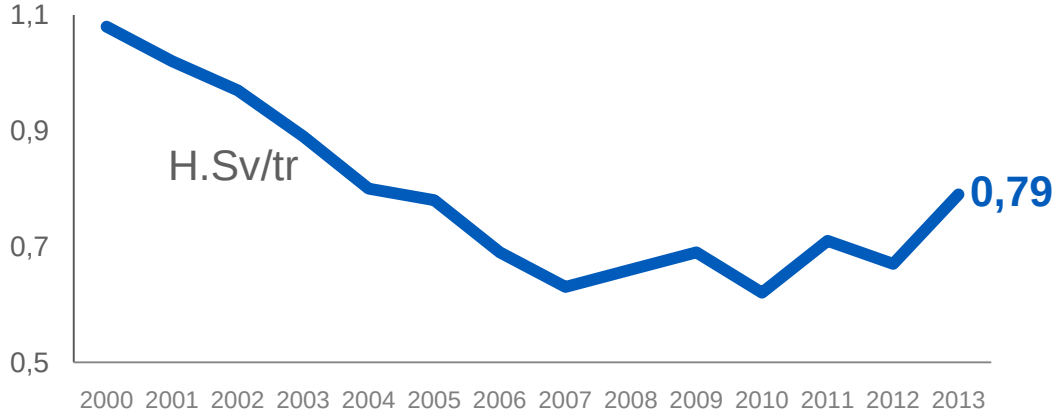
Conditions d'exploitation du parc nucléaire

2013 : une bonne année en termes de sûreté sur le parc nucléaire français

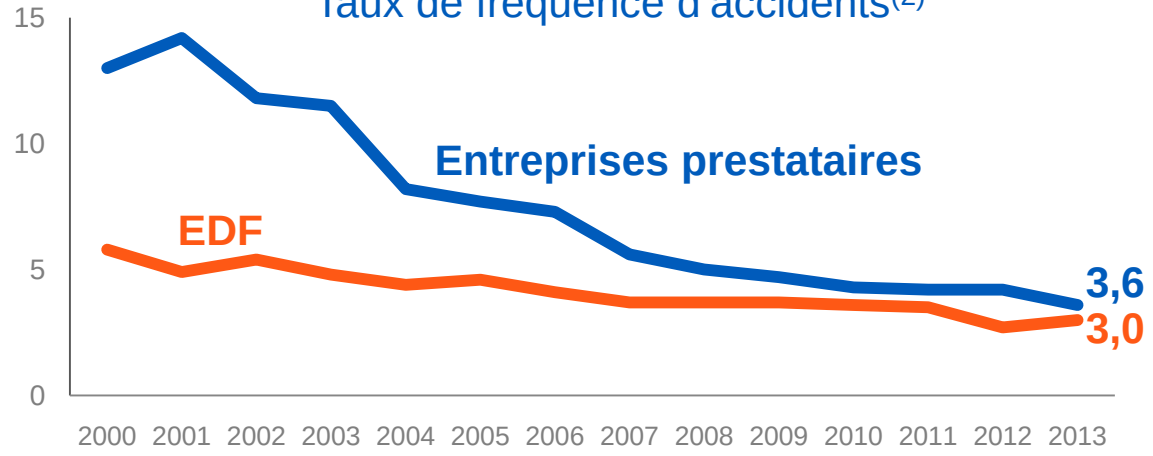
Dosimétrie individuelle(1)



Dosimétrie collective annuelle moyenne/réacteur

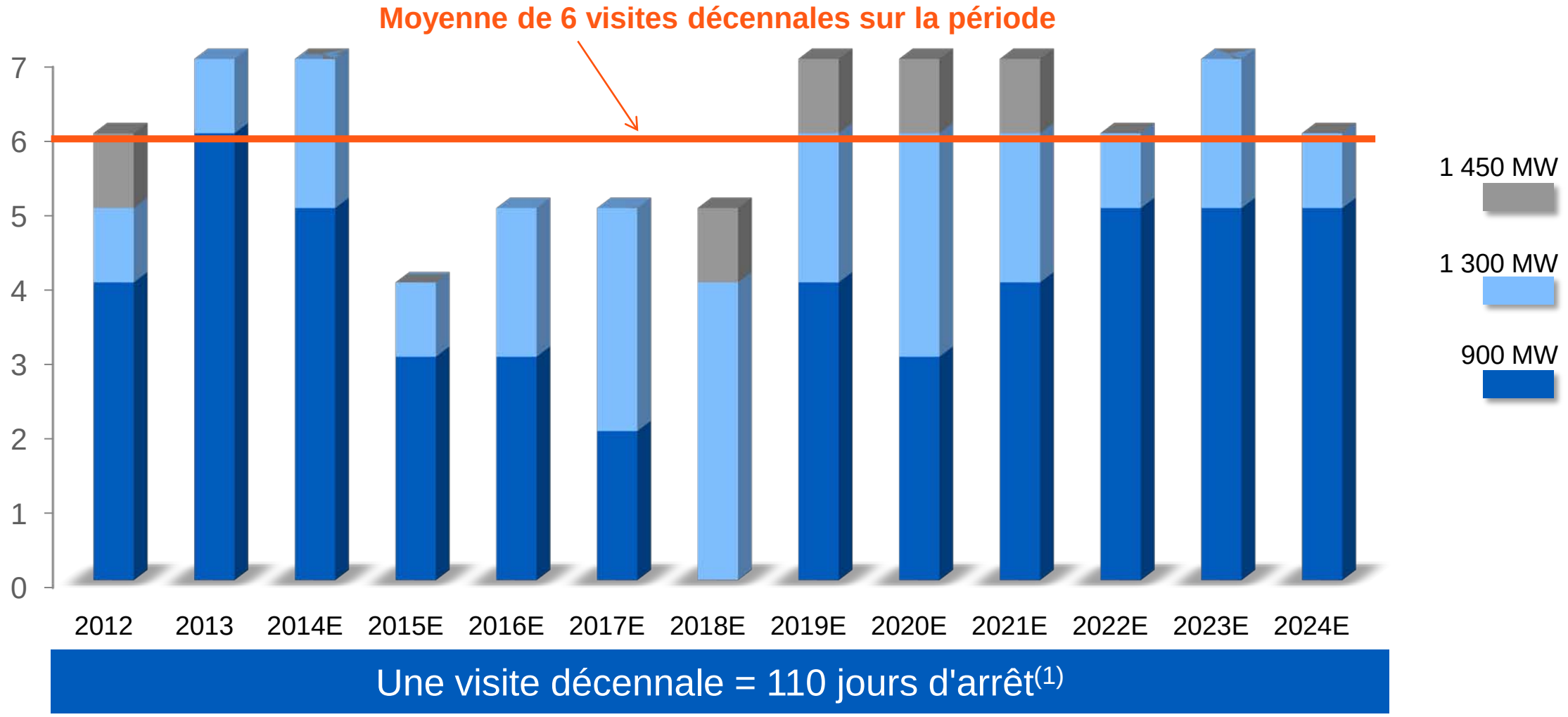


Taux de fréquence d'accidents(2)



(1) Nombre mensuel maximum d'intervenants ayant reçu une dose entre 14 et 17 mSv/12 mois. Limite réglementaire de 20 mSv/12 mois
(2) Nombre d'accidents avec arrêt de travail pour un million d'heures travaillées

Six visites décennales par an en moyenne

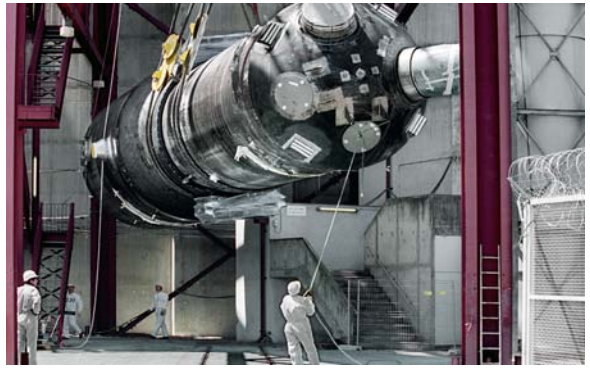


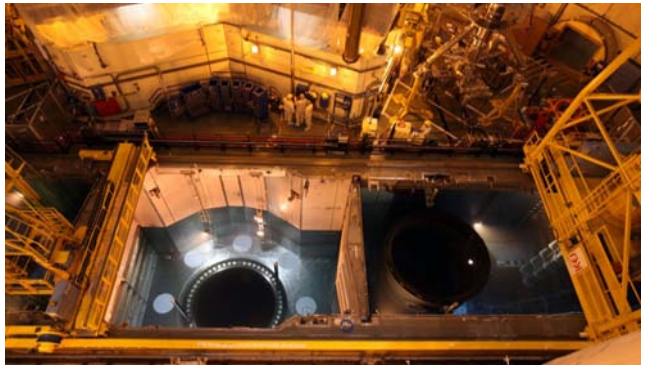
Une visite décennale = 110 jours d'arrêt(1)

(1) Cette durée est variable selon les programmes de modifications de sûreté et de travaux de maintenance

Poursuite du programme de remplacement des grands composants

	Remplacés à fin 2013	Prioritaires programmés
Générateurs de vapeur (3 GV/réacteur 900 MW)	25 réacteurs 900 MW dont 3 en 2013	2 réacteurs en 2014
Stators d'alternateur	34 réacteurs	15 réacteurs jusqu'en 2018 dont 5 en 2014
Transformateurs principaux (3 pôles/réacteur)	Programme industrialisé à partir de 2012 : 4 réacteurs/an en moyenne jusqu'en 2024	

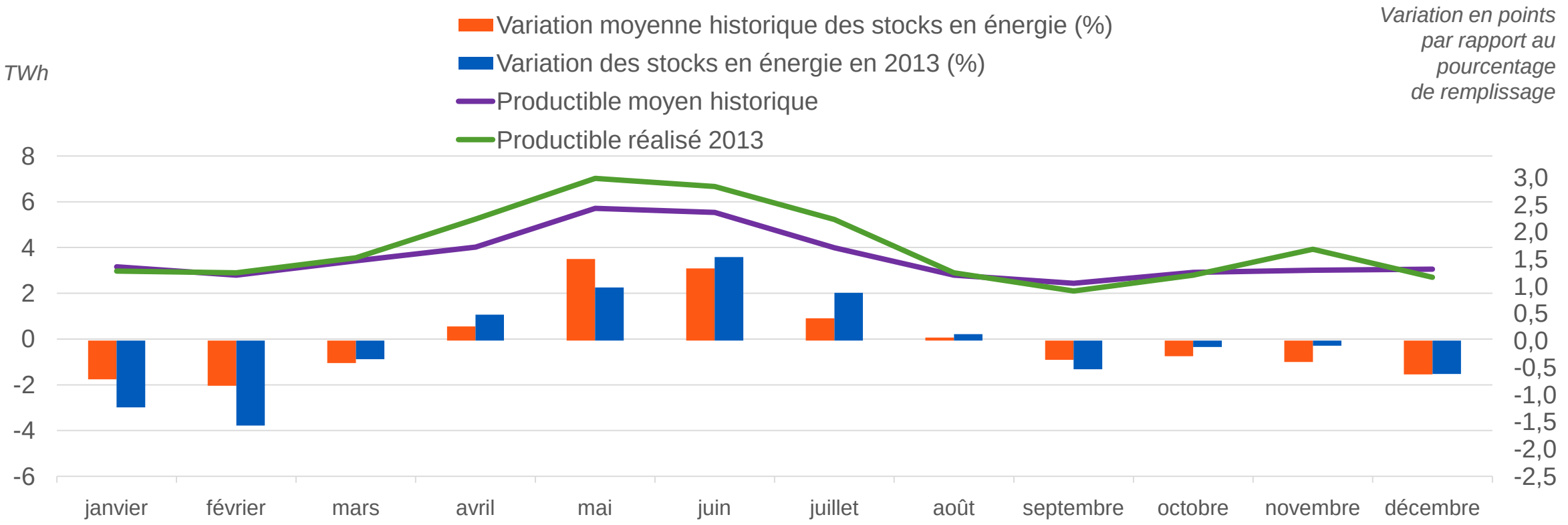




Hydraulique : faits marquants 2013

- **Achèvement de la caverne de la future centrale sur le chantier de Romanche-Gavet** et réalisation de 60 % des travaux de génie civil au barrage de prise d'eau à Livet. Le chantier a été reconnu pour son haut niveau de performance en matière de développement durable par rapport aux critères de l'*International Hydraulic Association*
- **Lancement de la construction d'un nouveau groupe de production à la centrale de la Coche (Savoie)** d'une puissance de 240 MW. Le projet permettra d'augmenter de 20 % la puissance disponible
- **Démarrage des travaux de modernisation et de maintenance de la conduite forcée de Malgovert** : un investissement de 80 M€ sur la période 2013-2015
- **Mise en service en juin du barrage de Rizzanese**, le plus grand ouvrage hydroélectrique corse (55 MW)
- **Poursuite du programme de rénovation de l'usine marémotrice de la Rance** (rénovation des turbines, alternateurs, vannes et automatismes de commande) : un investissement de 100 M€ sur 10 ans
- **Ouverture de deux nouvelles agences « Une rivière, un territoire »** à Tulle (19) et à Foix (09) visant à encourager le développement économique de projets innovants dans le domaine de l'eau, de l'énergie et de l'environnement

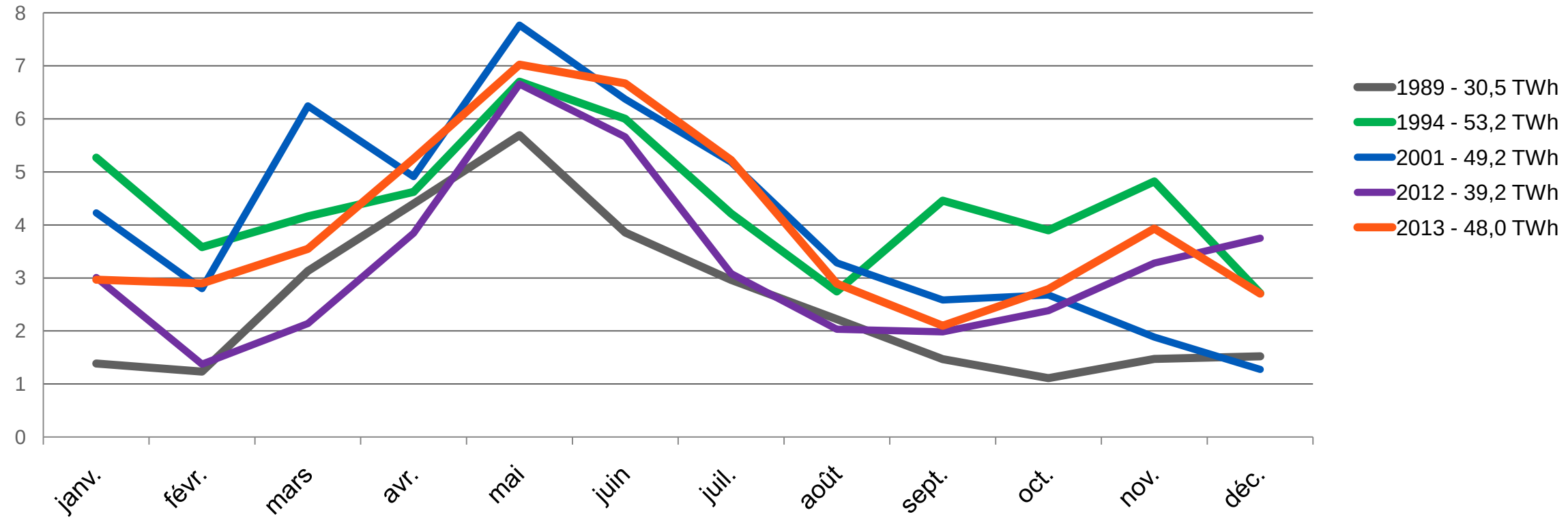
Productible hydraulique et variation des stocks en énergie (2013 versus moyenne historique)



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

Productible hydraulique 2013 supérieur à 2012, proche du maximum enregistré ces 25 dernières années

En TWh



1989 : plus faible productible annuel de ces 25 dernières années
1994 : plus fort productible annuel de ces 25 dernières années

Les investissements dans le patrimoine hydraulique

Le projet Renouveau pour moderniser les méthodes d'exploitation et de maintenance

- Un déploiement progressif sur l'ensemble des unités de 2012 à 2018
- Les principaux axes du projet :
  - surveiller les ouvrages et agir à distance grâce à l'e-exploitation, moderniser les systèmes de contrôle-commande
  - substituer la maintenance conditionnelle et préventive à la maintenance curative
  - optimiser les arrêts pour maintenance
  - moderniser les systèmes d'information avec en particulier le passage à la gestion de la maintenance assisté par ordinateur
  - simplifier la gestion des petits aménagements hydrauliques
- Des gains attendus en matière de :
  - accroissement du productible
  - mise à disposition de puissance de pointe supplémentaire
  - mise à disposition de services système complémentaires

Gains 2015 estimés > 90 M€

Le parc thermique à flamme d'EDF : faits marquants 2013

- **Mise en service du deuxième cycle combiné gaz de Martigues** (465 MW)
  après le démarrage du premier, de la même puissance, en 2012.
  Investissement pour les deux CCG : 500 M€$_{2008}$

- **Démarrage des travaux de construction du Cycle Combiné Gaz de Bouchain** (510 MW), reposant sur une chaudière conçue en partenariat avec General Electric

- **Fermeture des plus anciennes unités de production charbon,** non conformes à la réglementation environnementale applicable à partir de 2016 :
  - arrêt définitif des unités 1 (250 MW) et 2 (600 MW) de la centrale du Havre
  - fermeture d'une unité de production charbon de la centrale de Blénod (250 MW)

- **Inauguration d'un démonstrateur de captage de CO_2 à la centrale du Havre** :
  un projet de recherche de 22 M€

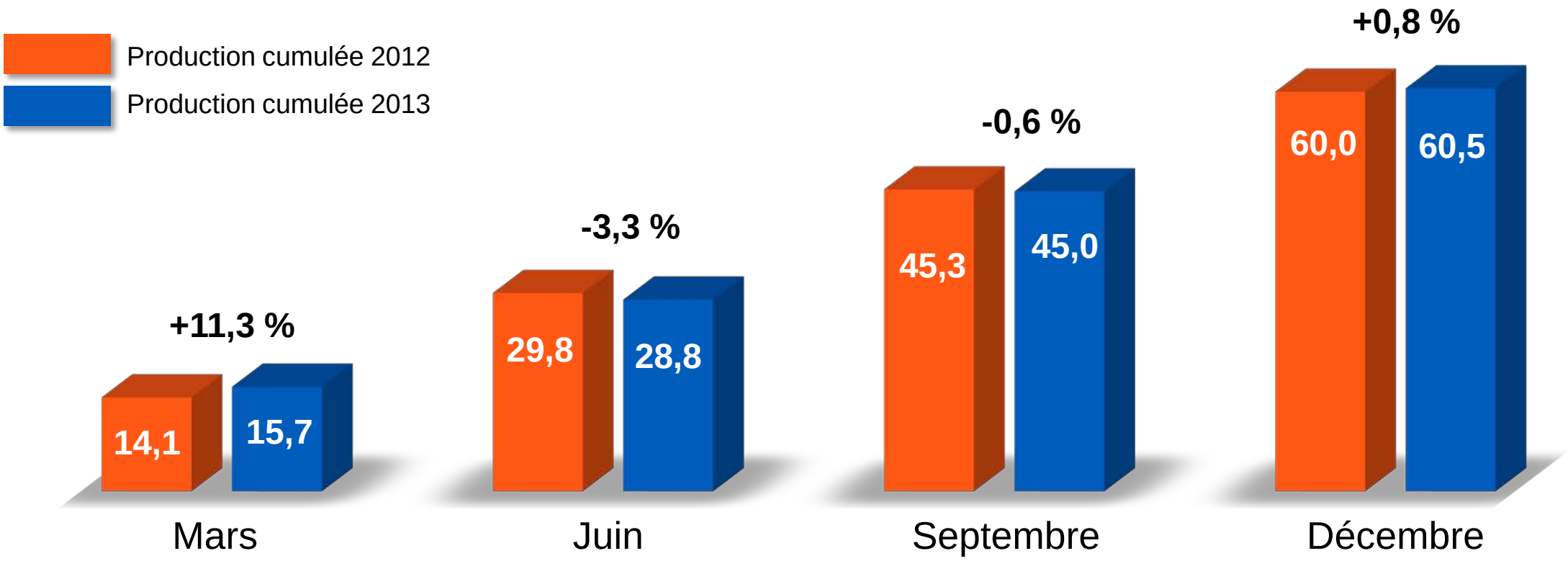
RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

Royaume-Uni – Nucléaire

Royaume-Uni : production nucléaire en hausse par rapport à 2012

En TWh



Hinkley Point C

Principaux éléments des accords sur le projet Hinkley Point C :

- Contrat sur 35 ans à partir de la mise en service de la centrale
- Prix d'exercice : 92,5 £/MWh(1)(2) à partir de la mise en service de la centrale, environ 10 ans
- Un investissement majeur :
  - 14 Mds £ de coûts de construction + 2 Mds £ en amont de la mise en service = 16 Mds £(1)
  - EDF : 45-50 %
  - Areva : 10 %
  - Partenaires chinois : CNNC + CGN (30-40 %)
  - Autres partenaires : jusqu'à 15 %
- Projet éligible au programme de garantie du gouvernement britannique sur le financement des projets d'infrastructure IUK

(1) En livre sterling 2012
(2) Sera réduit de 3 £/MWh sans impact sur le TRI de Hinkley Point C si une décision finale d'investissement est prise pour Sizewell C

Avancement du projet Hinkley Point C

Etapes clés avant la décision finale d'investissement

- **Accord de principe sur l'ensemble du contrat d'investissement avec le gouvernement britannique**
  - Un accord sur les éléments commerciaux clés du contrat d'investissement de Hinkley Point C a été signé le 21 octobre 2013
  - Les autres termes du contrat feront l'objet d'un accord ultérieur
- **Finalisation des accords avec des partenaires industriels**
  - Mise en place un consortium de partenaires industriels pour le projet, dont la structure actionnariale anticipée serait : Groupe EDF (45-50%), AREVA (10%), China General Nuclear Corporation et China National Nuclear Corporation (30-40%), discussions en cours avec d'autres potentiels investisseurs pouvant constituer jusqu'à 15%
- **Finalisation des accords avec Infrastructure UK (IUK) concernant le financement de la dette**
  - IUK est en train de compléter un contrôle approfondi du projet afin de fixer les termes de la garantie
  - La dette garantie par le Trésor britannique représenterait 65 % du financement du coût total anticipé avant le démarrage des opérations
- **Décision de la Commission européenne (CE) relatives aux aides d'Etat**
  - Le 18 décembre 2013, la CE a annoncé avoir ouvert une enquête approfondie et a publié, le 31 janvier 2014, la version non confidentielle de sa décision, qui devrait être rapidement suivie d'une publication au Journal officiel, qui ouvrira une période de consultation de l'ensemble des acteurs sur une période d'un mois

RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

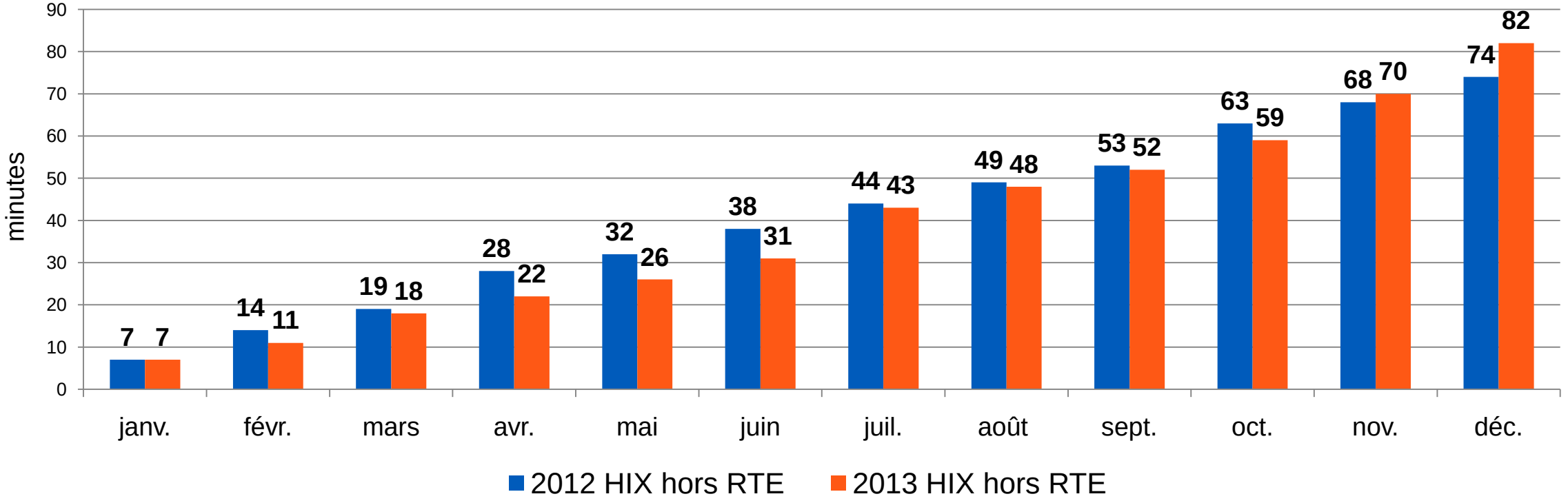
France – Domaine régulé

Chiffres clés ERDF

En millions d'euros	**2012 retraité**	**2013**	**Δ%**
Chiffre d'affaires	13 313	13 811	3,7 %
EBITDA	3 392	3 616	6,6 %
Résultat net courant	816	810	-0,7 %
Investissements opérationnels bruts	3 069	3 177	3,5 %

ERDF – qualité de la fourniture en France (1/2)

- Critères hors évènements exceptionnels (HIX) hors RTE
  - Durée moyenne cumulée des arrêts par client basse-tension (BT)

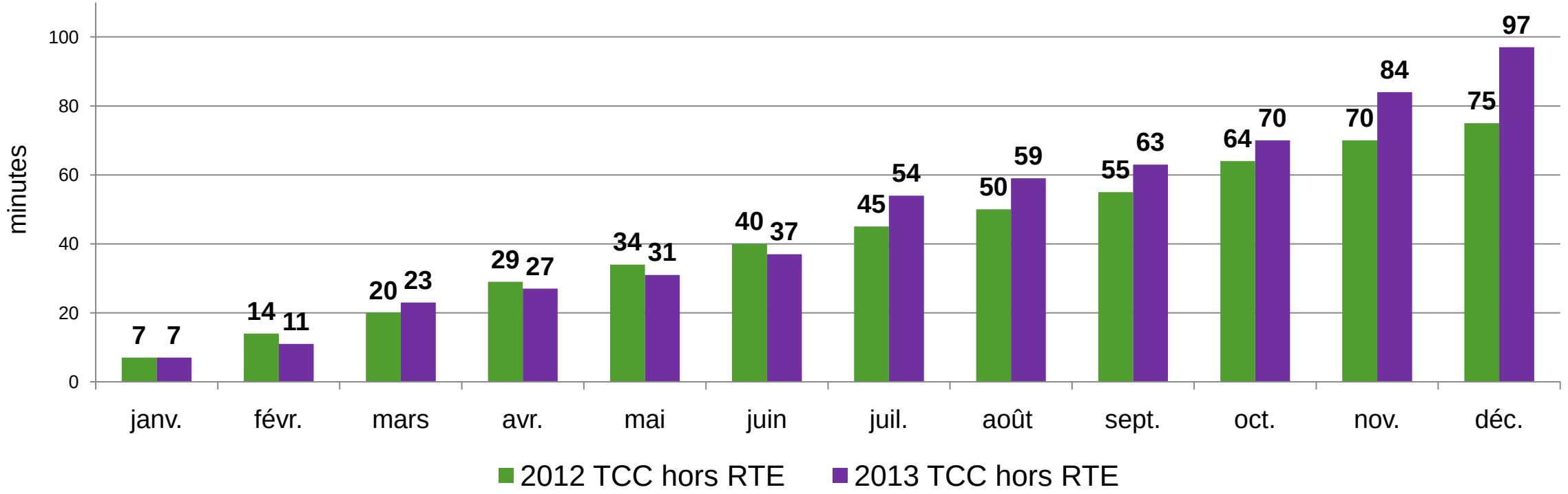


Critère B hors événements exceptionnels et hors RTE : +8 minutes vs. 2012

Source : ERDF
Données 2012 ajustées

ERDF – qualité de la fourniture en France (2/2)

- Critères toutes causes confondues (TCC) hors RTE
  - Durée moyenne cumulée des arrêts par client basse-tension (BT)



Critère B toutes causes confondues hors RTE : +22 minutes vs. 2012 en raison d'une année marquée par une accumulation d'épisodes climatiques et un incident technique majeur

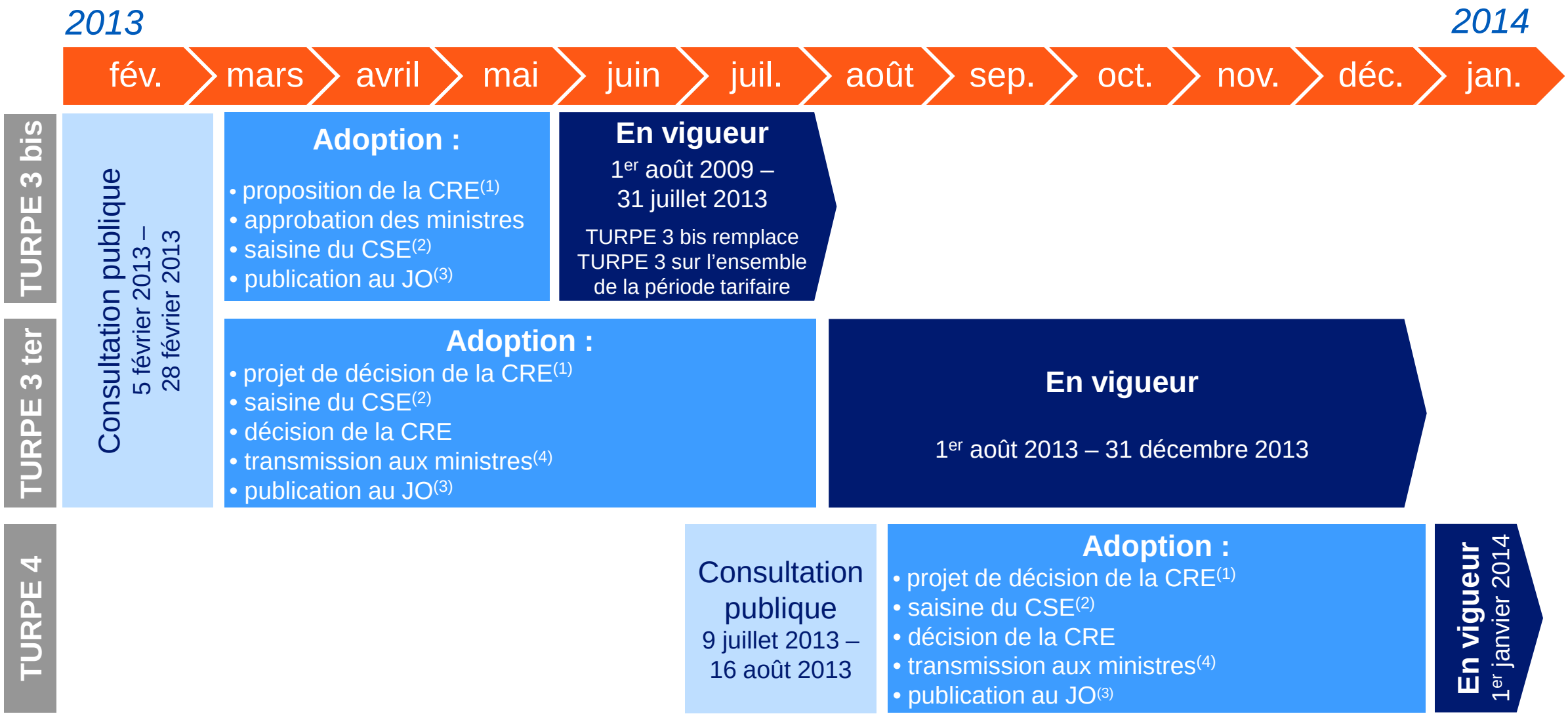
Source : ERDF
Données 2012 ajustées

Projet de compteurs communicants

- Lancement de l'appel d'offres pour l'achat de matériel
  - Appel d'offres lancé le 11 octobre 2013 portant sur l'achat de matériel pour la tranche 1, qui représente 3 millions de compteurs et 80 000 concentrateurs (qui permettent de concentrer les données de la grappe de compteurs qui leur est rattachée et de les transmettre au système d'information centralisé)
  - Les premières poses de compteurs interviendront en 2015
- Signature d'un marché pour l'expérimentation portant sur 5 000 compteurs en CPL G3(1) pour valider leur inter-opérabilité
  - Deux zones d'expérimentation retenues (Nantes et Nord Pas de Calais) pour tester le protocole G3 en milieu urbain et en milieu rural
  - L'inter-opérabilité est la compatibilité et l'interchangeabilité des matériels (compteurs et concentrateurs) de différentes marques
- Un outil au service du consommateur
  - Interventions à distance, délais d'intervention réduits, maîtrise des consommations
  - Modernisation du réseau, aide à l'intégration des nouveaux usages et des énergies renouvelables ainsi qu'au développement de l'effacement

(1) Courant Porteur en Ligne Génération 3 : évolution du protocole de communication utilisé dans le système Linky

TURPE distribution : le calendrier



(1) Commission de Régulation de l'Energie
(2) Conseil Supérieur de l'Energie
(3) Journal Officiel
(4) Les ministres peuvent demander une nouvelle délibération dans un délai de 2 mois

Etapes consécutives à l'annulation du tarif d'acheminement d'ERDF par le Conseil d'Etat

- Le 28 novembre 2012, le Conseil d'Etat a annulé la décision des pouvoirs publics relative au TURPE 3 HTA-BT (distribution) avec une prise d'effet au 1er juin 2013
- La CRE(1) a lancé une consultation publique le 13 février 2013 sur une nouvelle version du TURPE 3
- La nouvelle version TURPE 3 a été publiée au Journal Officiel le 26 mai 2013.
  Elle maintient les tarifs des années 2009 à 2012 et se traduit par une baisse de 2,5 % au 1er juin 2013, suivie d'une hausse de 2,1 % au 1er août 2013
- Après une nouvelle consultation publique de la CRE en 2013 sur le modèle de charges de capital, le TURPE 4 a été publié au JO du 20 décembre 2013 après avis du CSE(2)
- Le TURPE 4 distribution est entré en vigueur le 1er janvier 2014 et a augmenté en moyenne de 3,6 %

(1) Commission de Régulation de l'Energie
(2) Conseil Supérieur de l'Energie

Les nouveautés du TURPE 4

- Suite à l'annulation du TURPE 3 par le Conseil d'Etat en novembre 2012, la CRE a retenu pour le TURPE 4 un nouveau modèle de charges de capital compatible avec la décision du Conseil d'Etat
- Le Ministre de l'Economie et des Finances et le Ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie ont adressé à la CRE, le 12 novembre 2013, une lettre indiquant que « *compte tenu de la décision du Conseil d'Etat* […]*, et afin de permettre la mise en œuvre d'une méthode communément admise de régulation économique normative,* [ils envisagent] *de présenter très prochainement un projet de loi au Parlement* »(1)
- La CRE a renforcé les mécanismes de régulation incitative (qualité d'alimentation, niveau d'exigence en matière de qualité de services, etc.)
- La CRE soutient les projets de R&D et d'innovation du distributeur
- Après la hausse de +3,6 % au 1er janvier 2014, les tarifs seront ajustés chaque année dès 2014 au 1er août, selon la formule IPC + K :

  IPC = Index 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 % ; les montants non apurés étant le cas échéant reportés sur l'exercice suivant)

(1) Cette lettre peut être consultée sur le site internet de la CRE

Mode de rémunération TURPE 4

Assiettes de rémunération		Taux de rémunération[1]
Base d'Actifs Régulés VNC des immobilisations (hors immo. financières et immo. en cours) *Valeur au 01/01/2014 : 45,5 Mds€*	←	**Marge sur actifs 2,5%**
Capitaux propres régulés Différence entre les actifs régulés et la somme des comptes spécifiques, des provisions pour renouvellement et des subventions d'investissement *Valeur au 01/01/2014 : 3,8 Mds€*	←	**Taux sans risque 6,1%**

Source : Commission de Régulation de l'Energie
(1) Taux nominal avant IS

Régulation transport : TURPE 4 HTB (transport)

1er août 2013 : mise en place de TURPE 4 transport

+ Capex
- Amort.
Chaque année

Actif immobilisé (hors immobilisations en cours(1) et besoin en fonds de roulement (BFR)) =
Base d'actifs régulés (B.A.R.)
11,7 Mds€ au 1er janvier 2013

Taux de rémunération de la B.A.R.
BAR début d'année rémunérée à 7,25 %
Immo en cours rémunérées à 4,6 %

Rémunération de la B.A.R.
+
Amortissement industriel
+
Charges d'exploitation
-
Amortissement du CRCP issu de TURPE 3

Recettes tarifaires régulées

Tarifs horosaisonnalisés

Régimes d'incitation adaptés / TURPE 3

(1) Rémunérées au taux annuel de 4,6 %

TURPE 4 HTB (transport)

Evolution des charges à recouvrer (2013-2016)

En millions d'euros	2013	2014	2015	2016
Revenu tarifaire prévu	**4 182**	**4 297**	**4 397**	**4 495**
Total des charges	**4 185**	**4 266**	**4 369**	**4 555**
dont BAR à 7,25 % avants impôts	845	878	920	967
dont immobilisations en cours à 4 %	62	72	79	86
dont amortissements	661	696	728	772
dont charges nettes d'exploitation	2 753	2 756	2 778	2 866
dont annuité du CRCP(1)	(82)	(82)	(82)	(82)
dont apurement du CRFI(2)	(54)	(54)	(54)	(54)

Les coûts qui n'entrent pas dans les comptes de régularisation seront ajustés sur l'évolution de l'indice des prix à la consommation.

Evolution de la BAR (Base d'Actifs Régulés sur la période 2013-2016)

En millions d'euros	2013	2014	2015	2016
Base d'Actifs Régulés (BAR)(3)	**11 654**	**12 114**	**12 688**	**13 332**
Investissements	1 500	1 609	1 711	1 769
Amortissements	(661)	(696)	(728)	(772)
Autres	(379)	(339)	(339)	(339)

Le TURPE Transport représente 12 % du tarif bleu hors taxes et augmente de 2,4 % au 1er août 2013

(1) Compte de Régulation des Charges et Produits
(2) Compte Régulé de Financement des Interconnexions
(3) Au 1er janvier de chaque année
Source : CRE

Indexation annuelle du TURPE transport

- **Indexation annuelle TURPE 3 (IPCH-X+ K).** Le tarif a été ajusté chaque année à la date anniversaire de mise en place du TURPE 3 (après une hausse initiale au 1er août 2009 de 2,0 %)
  - 2,5 % d'augmentation au 1er août 2010, puis 2,56 % d'augmentation le 1er août 2011, puis 2,79 % au 1er août 2012
  - Indexation annuelle au 1er août fondée sur la formule : IPCH - X + K
    - IPCH = Index des prix à la consommation harmonisé de l'année N-1
    - -X = 0,4 % (facteur de coûts: les coûts tarifés évoluent plus vite que l'inflation)
    - K = terme d'apurement du CRCP

- **Indexation annuelle TURPE 4 (IPC+ K).** Le tarif sera ajusté chaque année à la date anniversaire de mise en place du TURPE 4 (après une hausse initiale attendue au 1er août 2013 de 2,4 %)
  - Indexation annuelle au 1er août fondée sur la formule : IPC + K
    - IPC = Index 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 % ; les montants non apurés étant le cas échéant reportés sur l'exercice suivant)

RÉSULTATS ANNUELS 2013

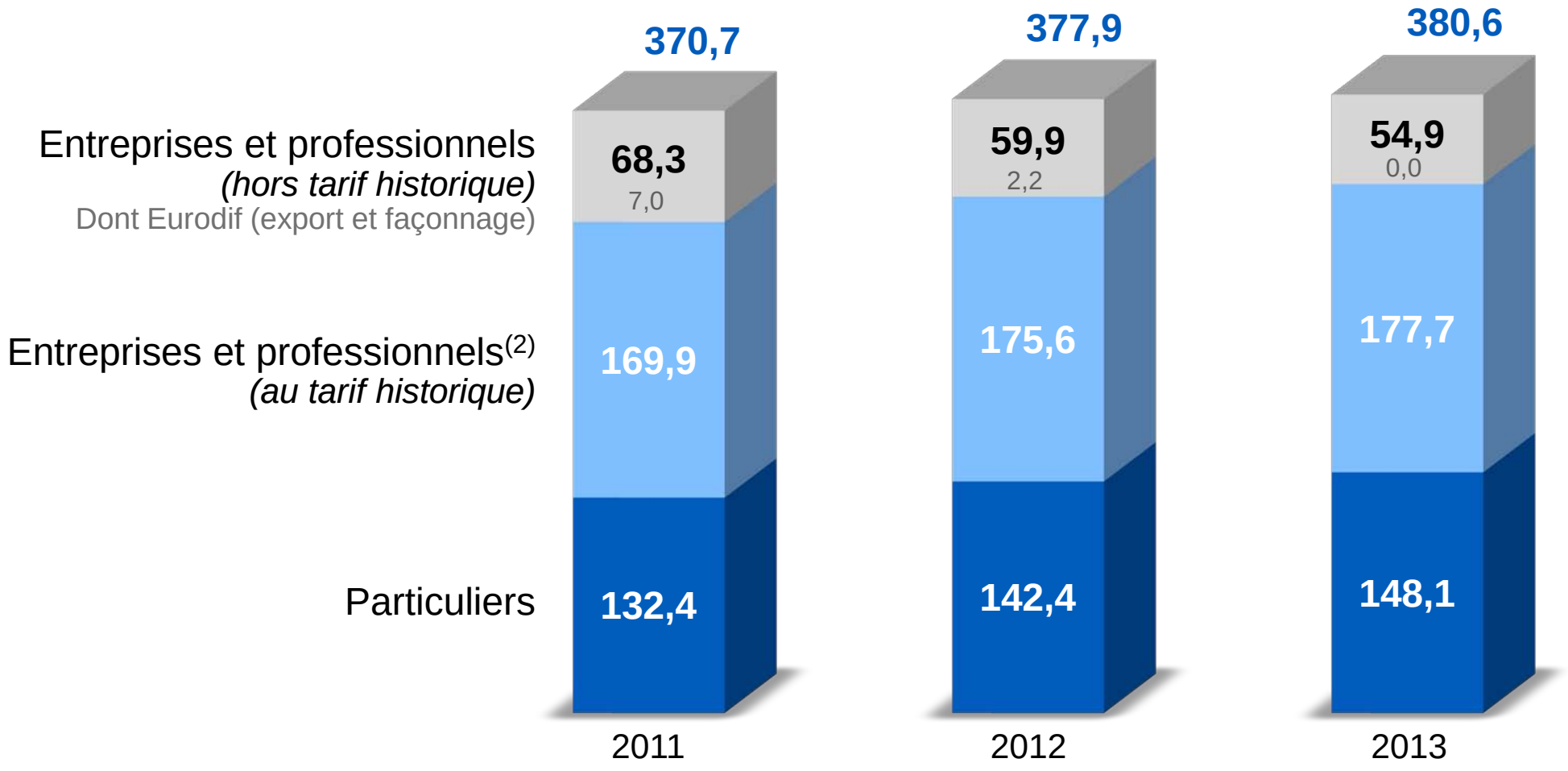
Annexes

France - Commerce

L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

Ventes aux clients finals(1)

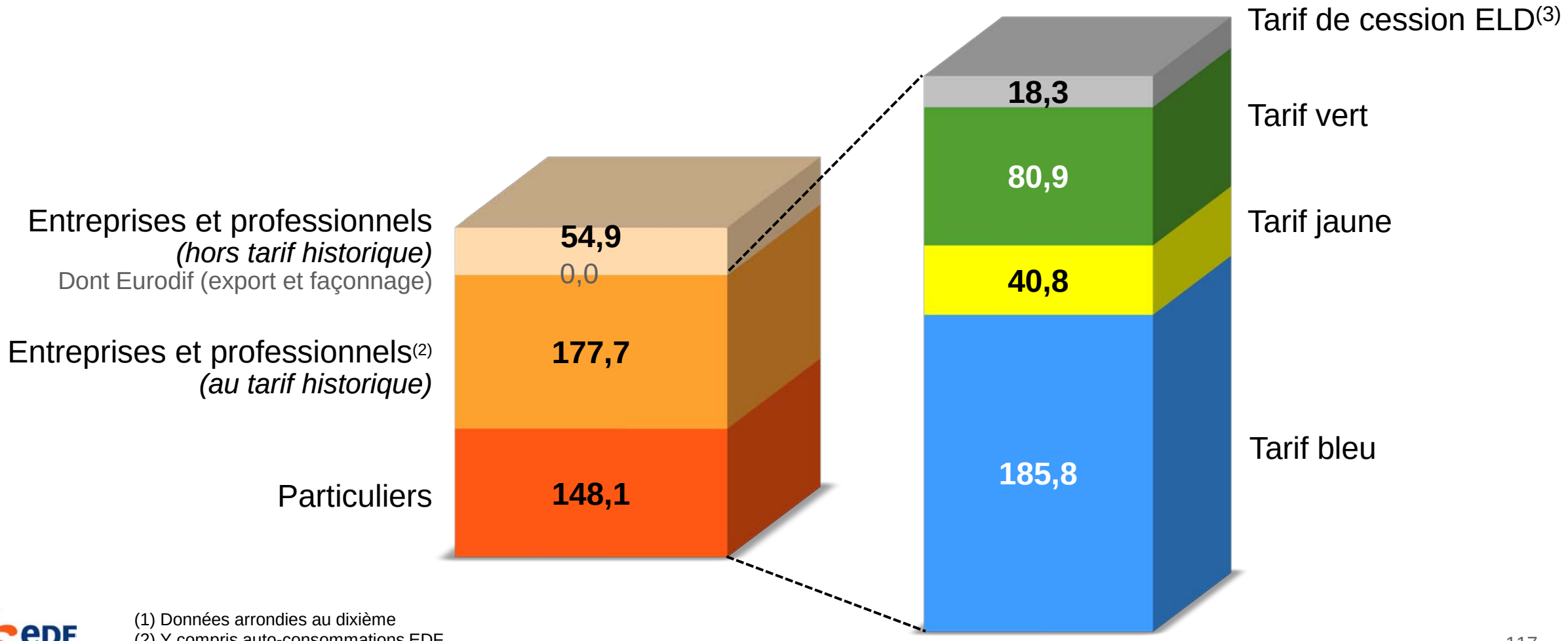


(1) Données arrondies au dixième
(2) Y compris auto-consommations EDF

L'activité électricité d'EDF en France en 2013

En TWh

Ventes aux clients finals en 2013(1)

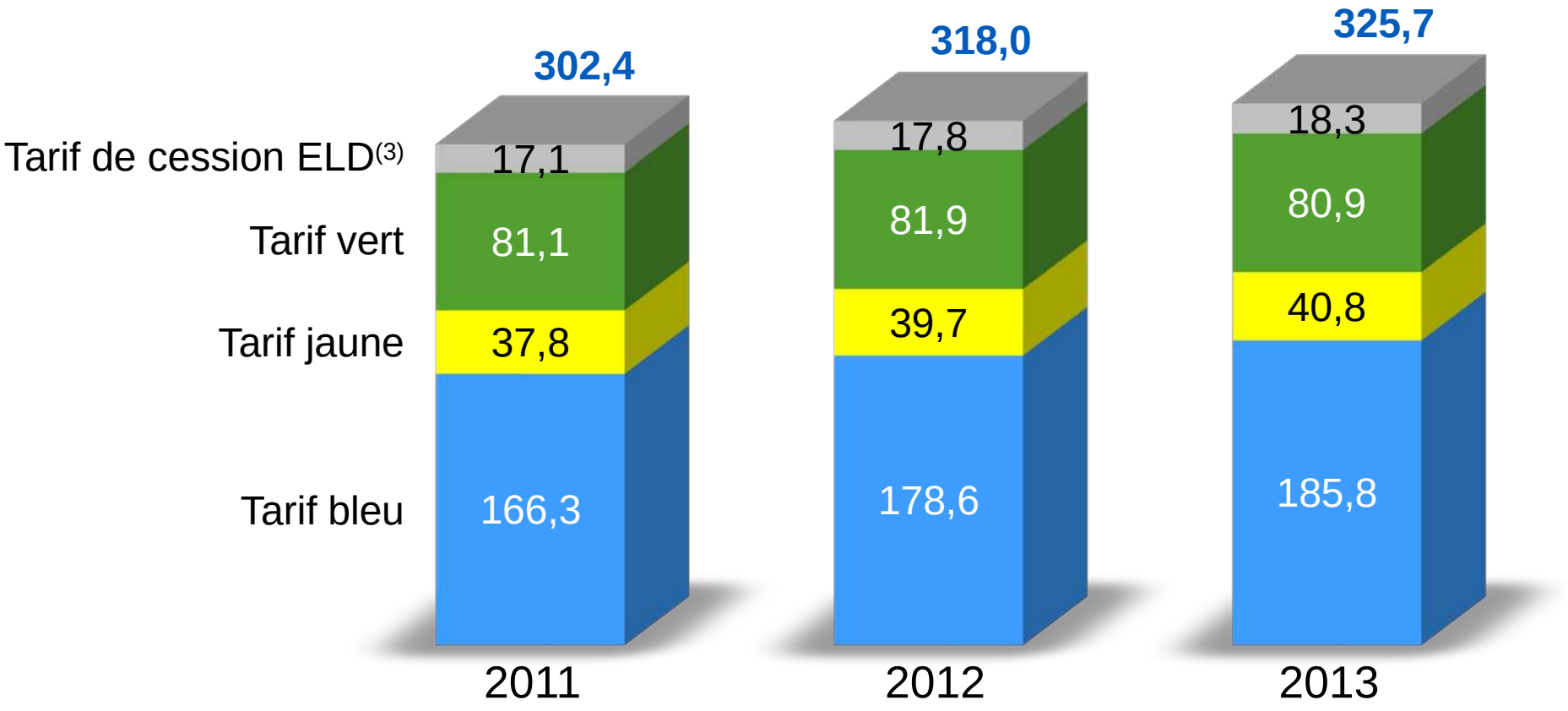


(1) Données arrondies au dixième
(2) Y compris auto-consommations EDF
(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

Ventes aux tarifs historiques(1)(2)



(1) Données arrondies au dixième
(2) Y compris auto-consommations EDF
(3) ELD : Entreprises Locales de Distribution

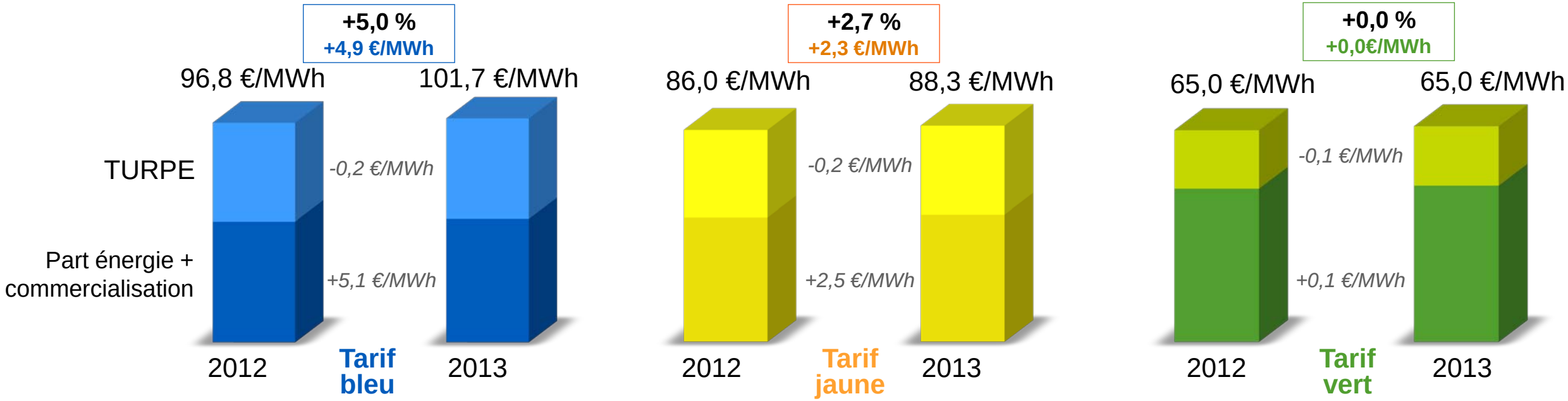
Évolution des tarifs et de l'inflation en France

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Inflation (*décembre N / décembre N-1)*(1)	1,0 %	0,9 %	1,8 %	2,5 %	1,3 %	0,7 %
Hausse moyenne des tarifs	3,6 %	2,7 %	3,8 %	2,2 %	2,0 %	3,6 %
Dont :						
Tarifs bleus	2,0 %	1,9 %	3,2 %	1,7 %	2,0 %	5,0 %
Tarifs jaunes	6,0 %	4,0 %	4,5 %	3,2 %	2,0 %	2,7 %
Tarifs verts	8,0 %	5,0 %	5,5 %	3,2 %	2,0 %	0,0 %
Tarif de cession aux Entreprises Locales de Distribution	8,0 %	5,6 %	10,0 %	1,3 %	2,3 %	8,4 %

(1) Source : Insee

Hausse des tarifs régulés de vente en France en 2013

- Les hausses de tarif sont décidées une fois par an : en 2013, les hausses suivantes ont été mises en œuvre au 1er août :
  - 5 % pour les particuliers et petites entreprises (tarif bleu), 2,7 % pour les entreprises et autres professionnels (tarif jaune) et 0 % pour le tarif vert
  - Ces hausses comprennent l'augmentation des tarifs d'acheminement (TURPE) en vigueur au 1er juin 2013 : -2,5 % pour la distribution uniquement, puis au 1er août 2013 : +2,1 % pour la distribution et +2,4 % pour le transport



Source : CRE

Progression de la part énergie et commercialisation sur les particuliers et petites entreprises

Impact de la loi Nome : à partir de 2015, le calcul du tarif bleu (TRV) sera basé sur l'ARENH et le prix de marché

Le complément de marché

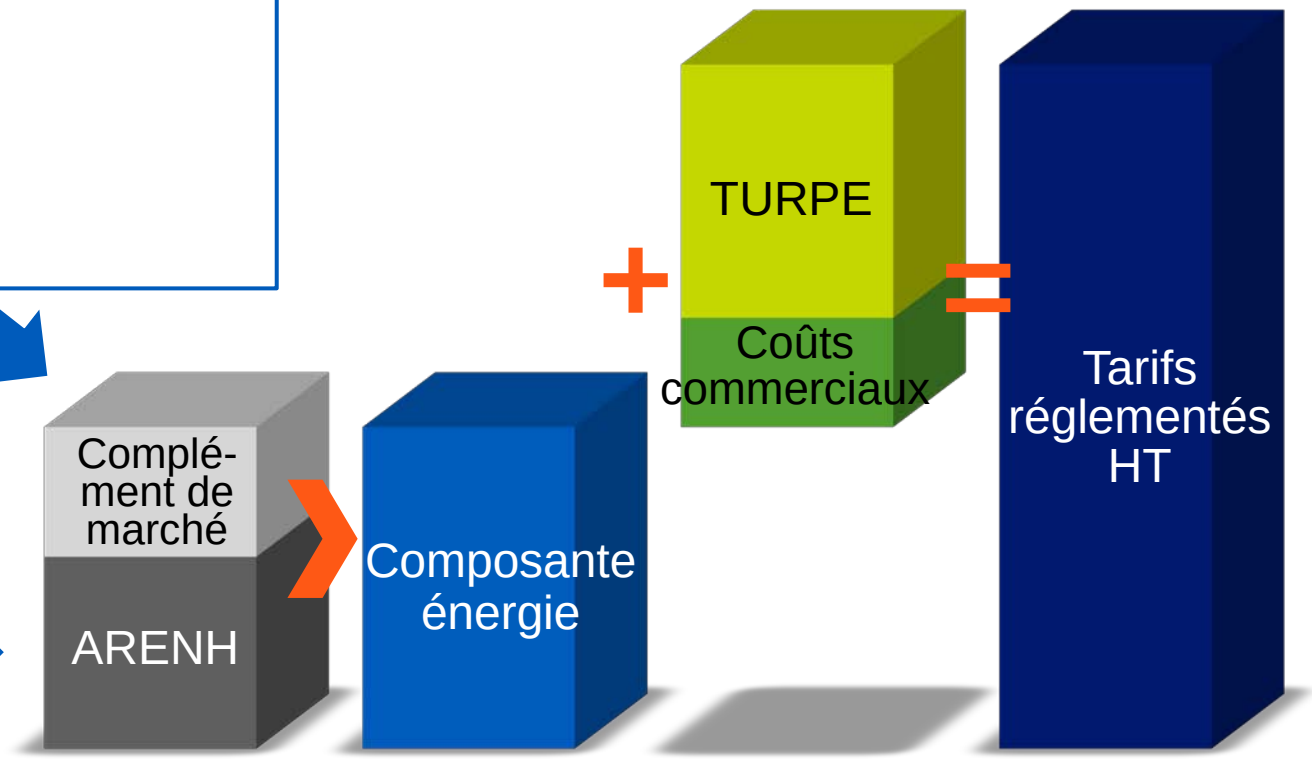
= ce qui n'est pas couvert par l'ARENH pour la base
(1 – % taux d'ARENH) + facteur de forme + coût de couverture

- Ce complément de marché dépend de :
  1. La courbe de charge du client (qui influence son allocation ARENH et le facteur de forme)
  2. Le prix de marché pour l'approvisionnement de la charge supplémentaire
  3. La politique de couverture du fournisseur

ARENH

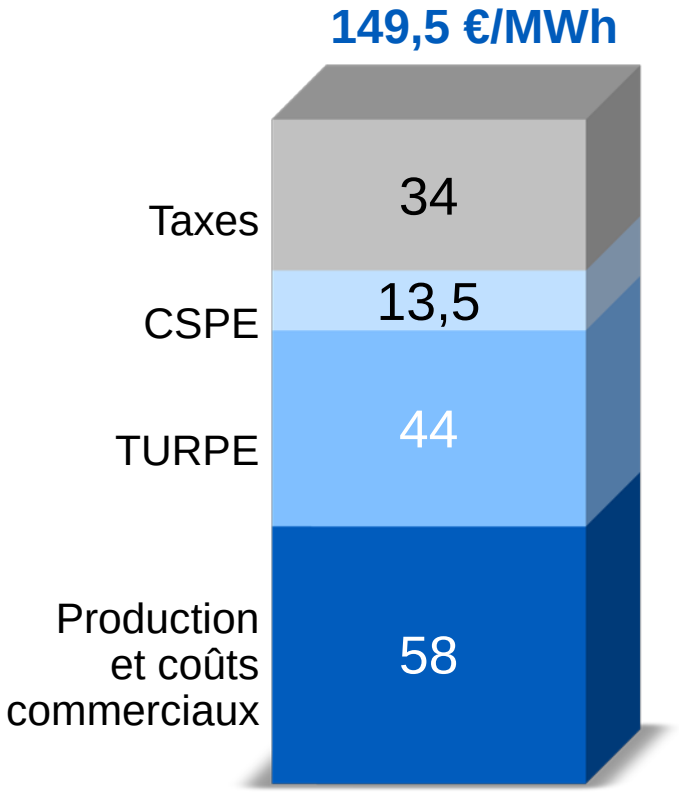
% d'ARENH x Prix de l'ARENH

- La formule dépend de :
  1. La courbe de charge du client (qui influence le % d'ARENH alloué, en considérant l'évolution sur 2013-2015)
  2. Le prix de l'ARENH

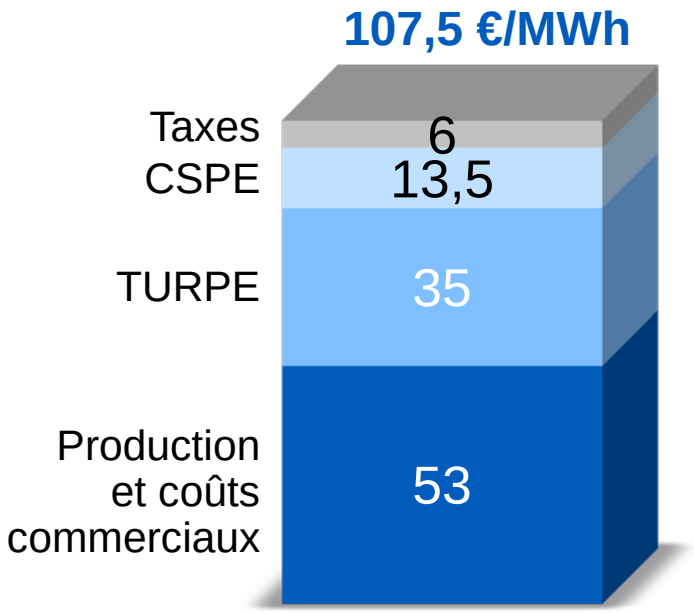


Equation tarifaire des tarifs bleu, jaune et vert(1)

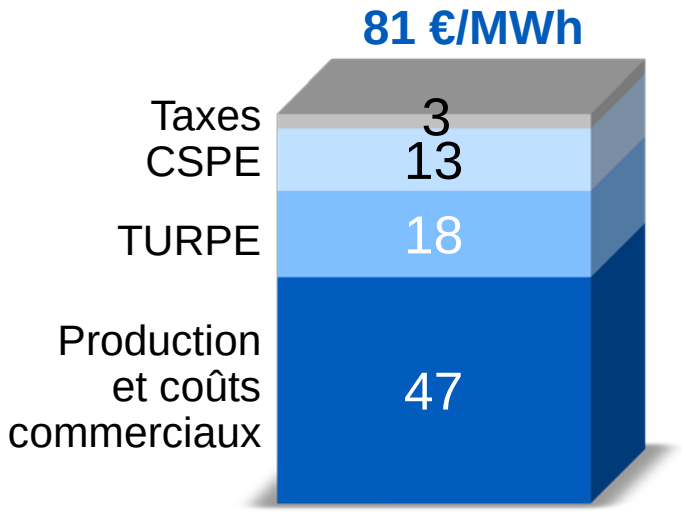
Composition
de la facture moyenne TTC
Tarif bleu (1er août 2013)



Composition
de la facture moyenne
hors TVA
Tarif jaune (1er août 2013)



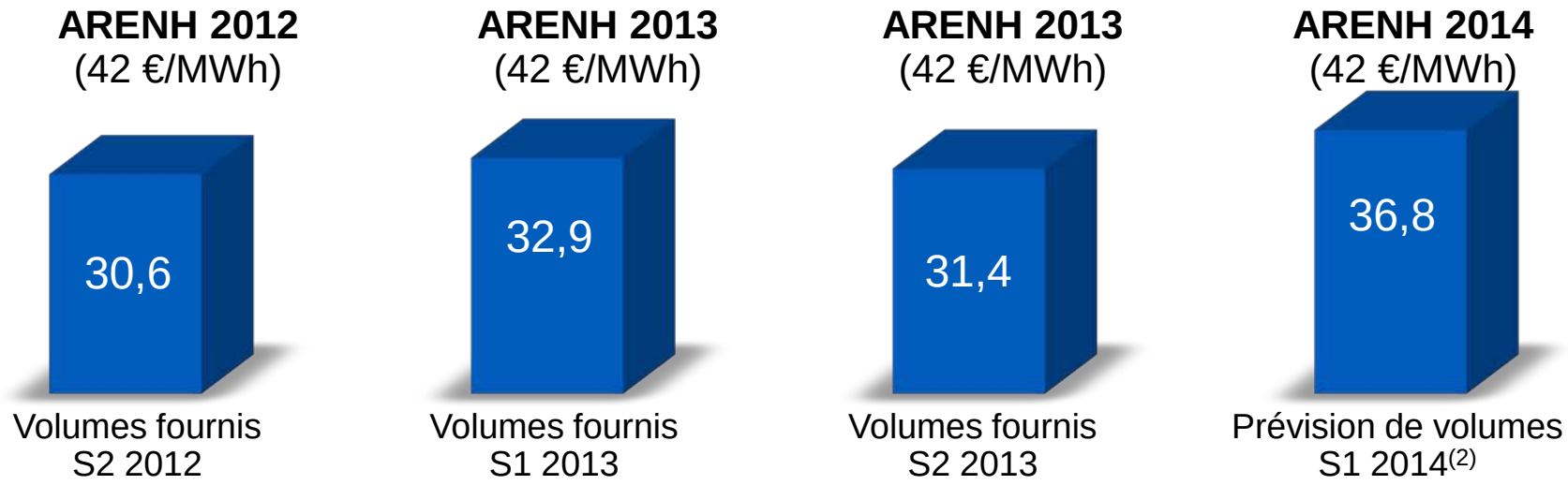
Composition
de la facture moyenne
hors TVA
Tarif vert (1er août 2013)



Source : DETP – Département Tarifs
(1) Tarifs en vigueur à partir du 1er août 2013

Volumes d'ARENH attribués aux concurrents

En TWh(1)



- Volume total maximum de ventes d'EDF aux fournisseurs concurrents (hors pertes réseaux) : 100 TWh(3)/an
- Volumes attribués correspondant à environ 85 % de la fourniture
- Volumes prévisionnels pour le 1er semestre 2014 : 36,8 TWh (dont 6 TWh au titre des pertes)
  - Pour la première fois, à l'occasion de ce sixième guichet, les fournisseurs alternatifs intègrent dans leurs demandes d'ARENH des volumes pour le *sourcing* des pertes réseaux. En effet, en 2014, 80 % du volume des pertes réseaux (RTE, GRDs dont grosses ELD) sont éligibles à l'ARENH
- Volumes livrés en 2013 par EDF aux concurrents : 64,4 TWh(4)

(1) Données arrondies au dixième
(2) Notifications de novembre 2013
(3) Défini par la loi
(4) Publication CRE du 29 novembre 2013

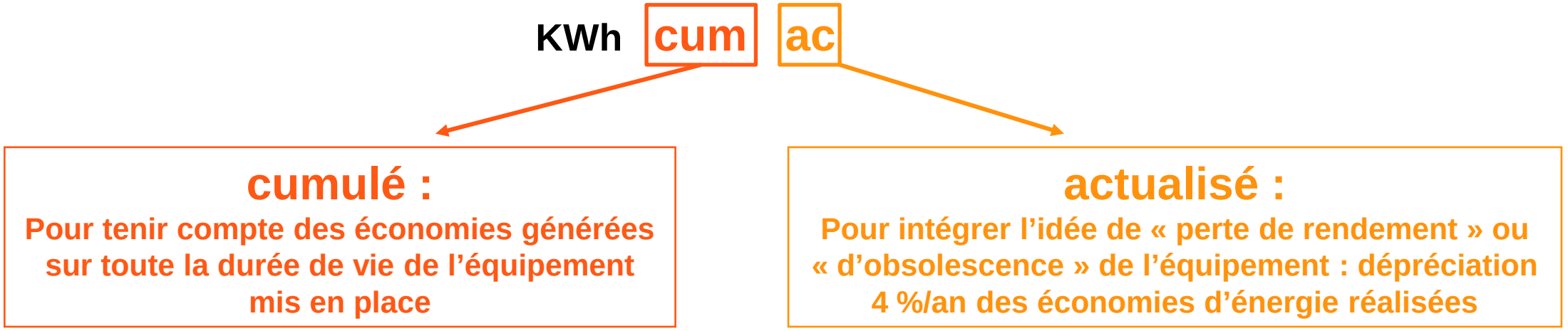
Le dispositif des certificats d’économie d’énergie (CEE)

- CEE : un des leviers de la politique d'efficacité énergétique de la France
  - initiés par la loi POPE du 13 juillet 2005 et mis en place depuis 2006, en parallèle de la réglementation thermique des bâtiments, des normes de performance des équipements et des incitations financières (crédits d'impôt développement durable, Eco-PTZ, etc.)
- Dispositif obligatoire pour les fournisseurs d'énergie en France :
  - pour une deuxième période triennale, initialement prévue de 2011 à 2013 et prolongée d’un an par décret du 20 décembre 2013
  - en appui des clients ou de tiers pour la réalisation de travaux d'économies d'énergie (travaux d'isolation, installation de chaudières efficaces ou PAC, etc.) contre l’obtention de CEE attribués par l'Administration
  - sous forme d’accompagnement ou de versement financier au client qui améliore l'efficacité énergétique de son logement (prêts bonifiés, Habiter Mieux de l'ANAH, incitations commerciales, etc.) ou indirectement via des programmes nationaux (organisme de formation professionnelle FEEBAT, etc.)
  - à défaut, paiement d’une pénalité de 20 €/MWh cumac(1)

(1) Cumulés actualisés, sur la période

Unité de compte des économies d'énergie

- Objectif national multiplié par 6,5 entre la première et la deuxième période : de 54 TWhc à 345 TWhc pour la période initiale de trois ans 2011-2013, avec un objectif additionnel de 115 TWhc pour l'année 2014
  - Quote-part EDF : 140 TWhc pour la période 2011-2013, auquel s'ajoutent 46 TWhc pour l'année 2014
- Unité de compte des CEE définie par les pouvoirs publics :



Les kWh cumac sont des kWh économisés durant la durée de vie conventionnelle fixée d'un équipement, corrigés d'un coefficient d'actualisation annuel de 4 %

Rapport de la CRE du 5 juin 2013

- Examen et réévaluation des coûts commerciaux supportés par EDF
- Observation d'une hausse de 30 % sur la période 2008-2012 essentiellement liée :
  - à l'augmentation des coûts de personnel (pour un cinquième de la hausse)
  - au transfert des données relatives aux clients vers les nouveaux systèmes d'information de la Direction Commerce
  - au déploiement des certificats d'économie d'énergie (pour un tiers de la hausse) :
    - première période du dispositif (2006 - 2009) : mise en place, premiers objectifs, et déploiement entraînant d'importantes dépenses de gestion (en ressources humaines et systèmes d'information)
    - seconde phase (depuis 2009) : croissance annuelle des coûts liés aux CEE d'environ 40 % en 2009 et 2010 et augmentation de l'impact des CEE dans les coûts commerciaux d'EDF
- Prévision d'une augmentation des coûts commerciaux à couvrir égale à l'inflation pour 2014 et 2015
  - hypothèse retenue cohérente avec la prévision d'un environnement réglementaire stable, mais susceptible d'être revue dans le cas contraire, notamment s'agissant du dispositif des CEE

Les premières annonces pour la 3ème période

Le 10 décembre 2013, annonce de la 3ème période par le Ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie :

- Pour une nouvelle période de trois ans (2015-2017)
- Le niveau d'obligation nationale est fixé à 660 TWhc
- EDF reste le principal acteur obligé du dispositif des CEE, avec un ré-équilibrage entre énergies :
  - la contribution d'EDF à l'objectif national passe de 40 % à un peu moins de 30 %
  - La contribution des pétroliers augmente significativement pour atteindre environ 45 %
  - mais l'obligation d'EDF (60 TWhc) demeurera près du double de celle du deuxième obligé
- Des évolutions de mise en œuvre d'ores et déjà prévues par le Ministère : simplification et standardisation des demandes, transparence du dispositif, mais aussi révision à la baisse des forfaits attribués pour les travaux réalisés

RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

France - CSPE

Principales composantes de la CSPE pour EDF

- La Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) a été mise en place en vertu de la loi du 10 février 2000 pour permettre la compensation de certaines charges exposées par EDF et liées à certaines missions de service public :

En millions d'euros	**2011**		**2012**		**2013**	
Obligations d'achat(1)	2 244	63 %	3 155	67 %	3 330	65 %
Autres(2)	1 312	37 %	1 532	33 %	1 773	35 %
Total CSPE EDF	**3 556**		**4 687**		**5 103**	

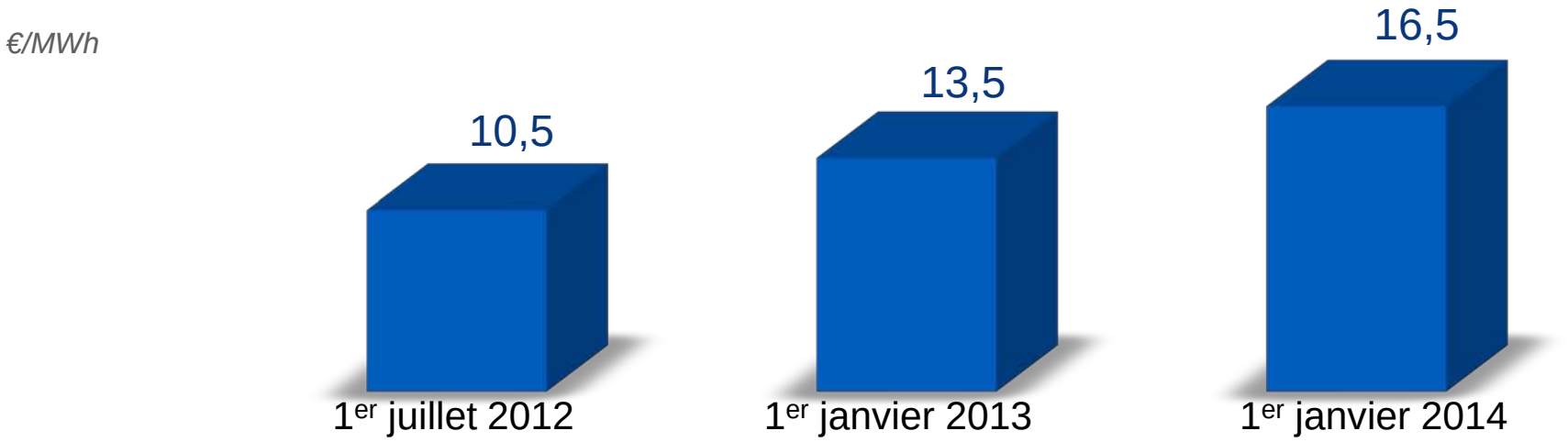
- La CSPE dans les DOM et en Corse varie avec les achats d'énergie et de combustibles, le coût de remplacement des anciennes centrales de production d'électricité et les volumes d'obligations d'achat

Augmentation des charges à compenser par la CSPE principalement due aux obligations d'achat liées au développement des ENR et à la baisse des prix de marchés

(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 de la Corse et des DOM
(2) Les surcoûts de production et les obligations d'achat en Corse et dans les DOM, le Tarif de Première Nécessité et le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)

Les principes et les hausses annoncées de la CSPE

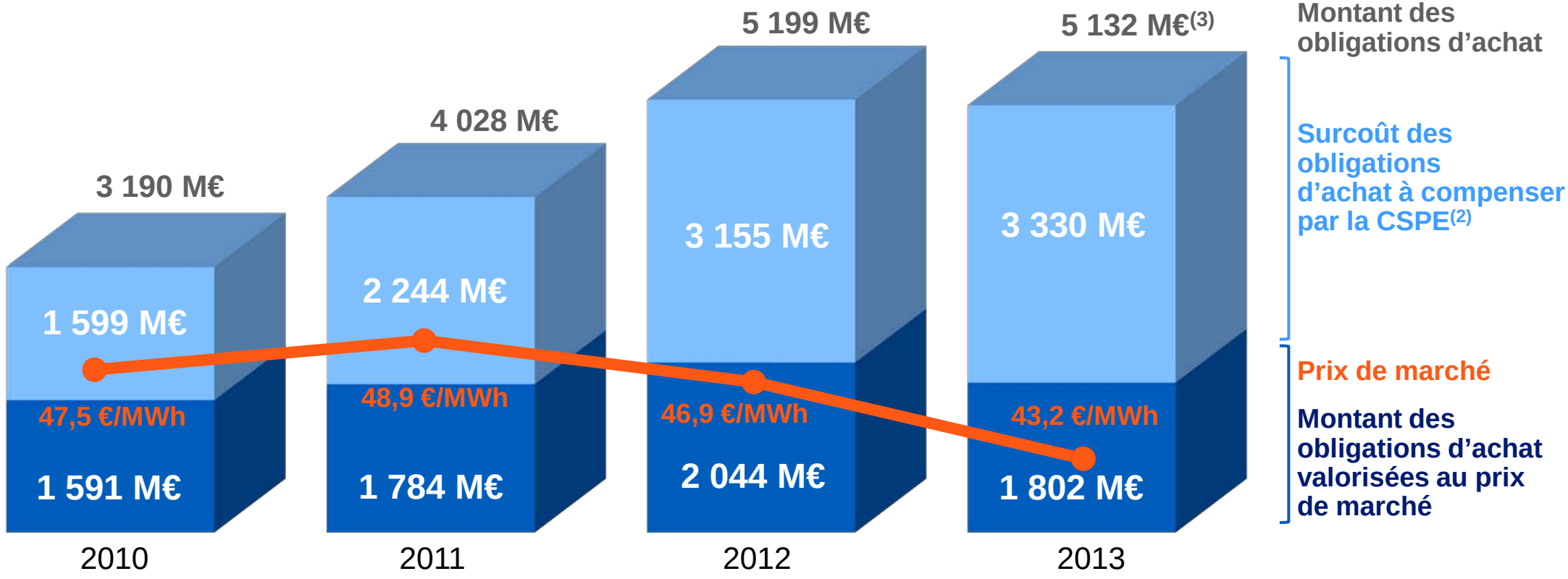
- La Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) :
  - est prélevée auprès du consommateur via une ligne « Autres prestations » figurant sur la facture
  - est collectée par les opérateurs de réseaux et les fournisseurs d'électricité
  - est augmentée périodiquement : *« À défaut d'un arrêté fixant le montant de la contribution due pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, le montant proposé par la Commission de Régulation de l'Énergie en application de l'alinéa précédent entre en vigueur le 1er janvier, dans la limite toutefois d'une augmentation de 0,003 €/KWh par rapport au montant applicable avant cette date»*



Reconnaissance des coûts de portage comme charge à compenser par la CSPE dans la Loi de finance rectificative de 2013

Evolution des charges d'obligations d'achat et de CSPE d'EDF en métropole

Principe : La CSPE(1) compense l'écart entre coût des obligations d'achat et prix de marché



Consultation en cours du Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie sur l'évolution des mécanismes de soutien aux ENR

(1) La CSPE compense également les coûts de production en Corse et DOM et le Tarif de Première Nécessité
(2) Périmètre EDF SA hors SEI
(3) Variation des obligations d'achat : baisse de 3 TWh de la cogénération, hausse de l'éolien, du PV et de biomasse/biogaz

La CSPE dans les comptes d'EDF à fin 2013

- Compte de résultat
  - La compensation du surcoût des missions de service public concernées est comptabilisée en « Autres Produits et Charges Opérationnels » pour 5 103 M€
  - La compensation des coûts de portage de la créance financière est comptabilisée en produits financiers (+83 M€ enregistrés sur l'exercice 2013)
- Bilan
  - Enregistrée dans le fonds de roulement sous «Autres créances» pour 1 357 M€
  - La créance reconnue par l'Etat est enregistrée en créance financière pour 5 051 M€
  - CSPE sur énergie en compteur (à collecter après avoir livré l'énergie) au passif pour 984 M€
- Tableau des flux de trésorerie
  - Fonds collectés : 4 652 M€
  - Augmentation du Besoin en Fonds de Roulement sur la créance CSPE : 360 M€
  - Augmentation du Besoin en Fonds de Roulement - Débiteurs et créditeurs : 123 M€

Impact de la CSPE sur les états financiers d'EDF

En millions d'euros	**2011**	**2012**	**2013**
Compte de résultat			
Surcoûts / Manque à gagner constatés	(3 556)	(4 687)	(5 103)
Impact sur les « Autres Produits et Charges Opérationnels »	3 556	4 687	5 103
EBITDA	Neutre	Neutre	Neutre
Impact sur le résultat avant impôt	Neutre	629	83
Bilan			
Besoin en fonds de roulement (Autres débiteurs)	3 821	997	1 357
Dette (CSPE sur énergie livrée non encore facturée, Autres créditeurs)	(579)	(747)	(984)
Créance financière	-	4 879	5 051
Flux de trésorerie			
Recettes perçues sur énergie facturée	2 547	3 261	4 652
Augmentation du BFR sur la créance CSPE	1 009	1 426	360
Augmentation du BFR – Débiteurs et créditeurs	774	1 258	123

Suivi de l’accord conclu avec l’Etat fin 2012

- L’Etat s’était engagé sur un échéancier maximal de remboursement de la créance estimée à fin 2012, soit 4 879 M€, composée du déficit de compensation (4 250 M€) et des coûts de financement passés (629 M€), la créance portant ensuite intérêt au taux de 1,72 %
- Cette créance doit être remboursée au plus tard à fin 2018
- Le montant de la créance a été ajusté du montant définitif du déficit de CSPE à partir de la délibération de la CRE en date du 9 octobre 2013 : 4 341 M€ de déficit à fin 2012 et ajustement des coûts de portage à 629 M€
- La créance a été augmentée des coûts de portage de l’année 2013 pour un montant de 83 M€
- EDF et l’Etat effectueront en 2014 le suivi de la créance à fin 2013 à partir de la délibération de la CRE relative à 2013

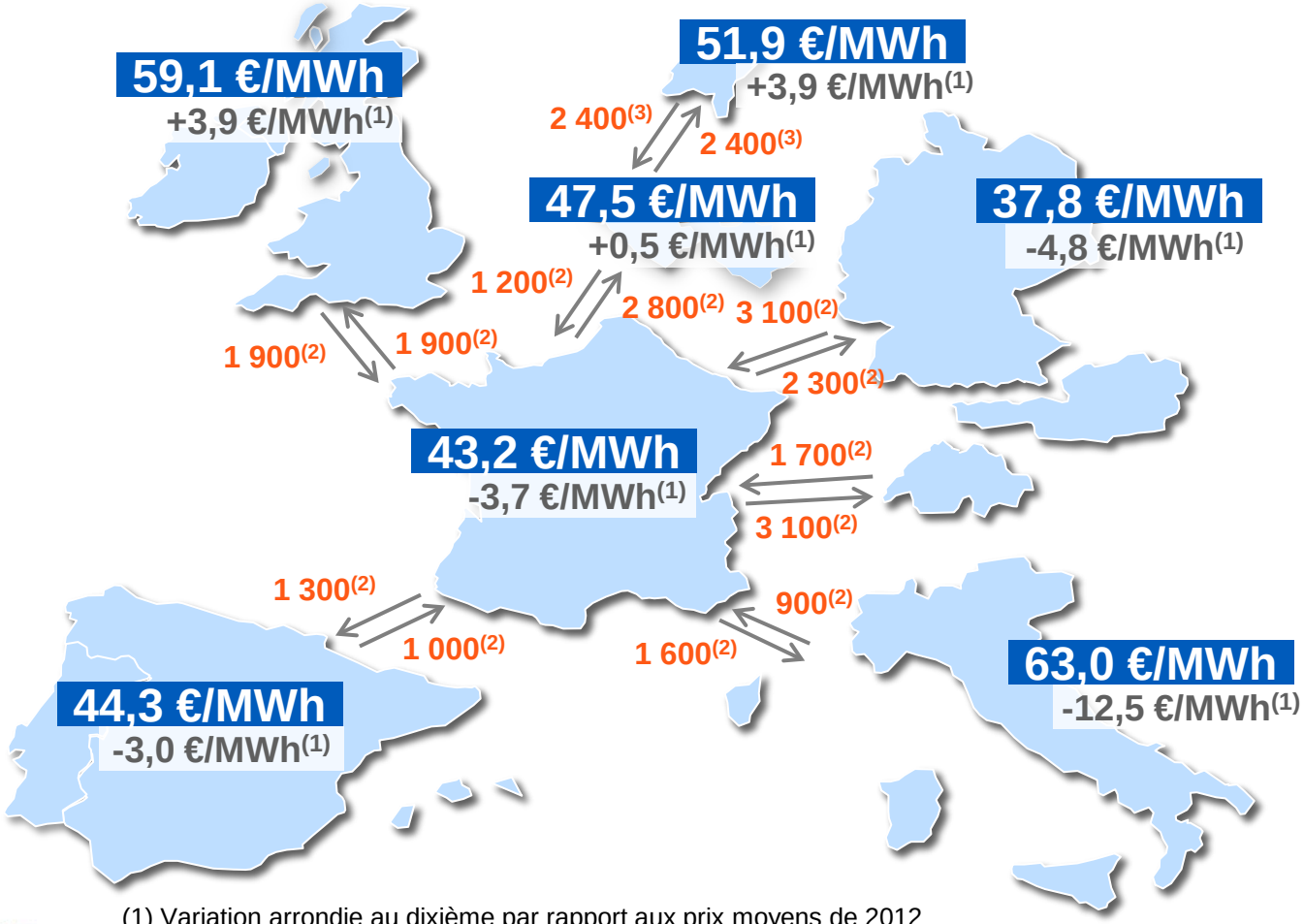
RÉSULTATS ANNUELS 2013

Annexes

Marchés

Un marché européen de l'énergie encore divisé en "plaques électriques" - *moyenne des prix en 2013*

Niveau de capacités commerciales disponibles



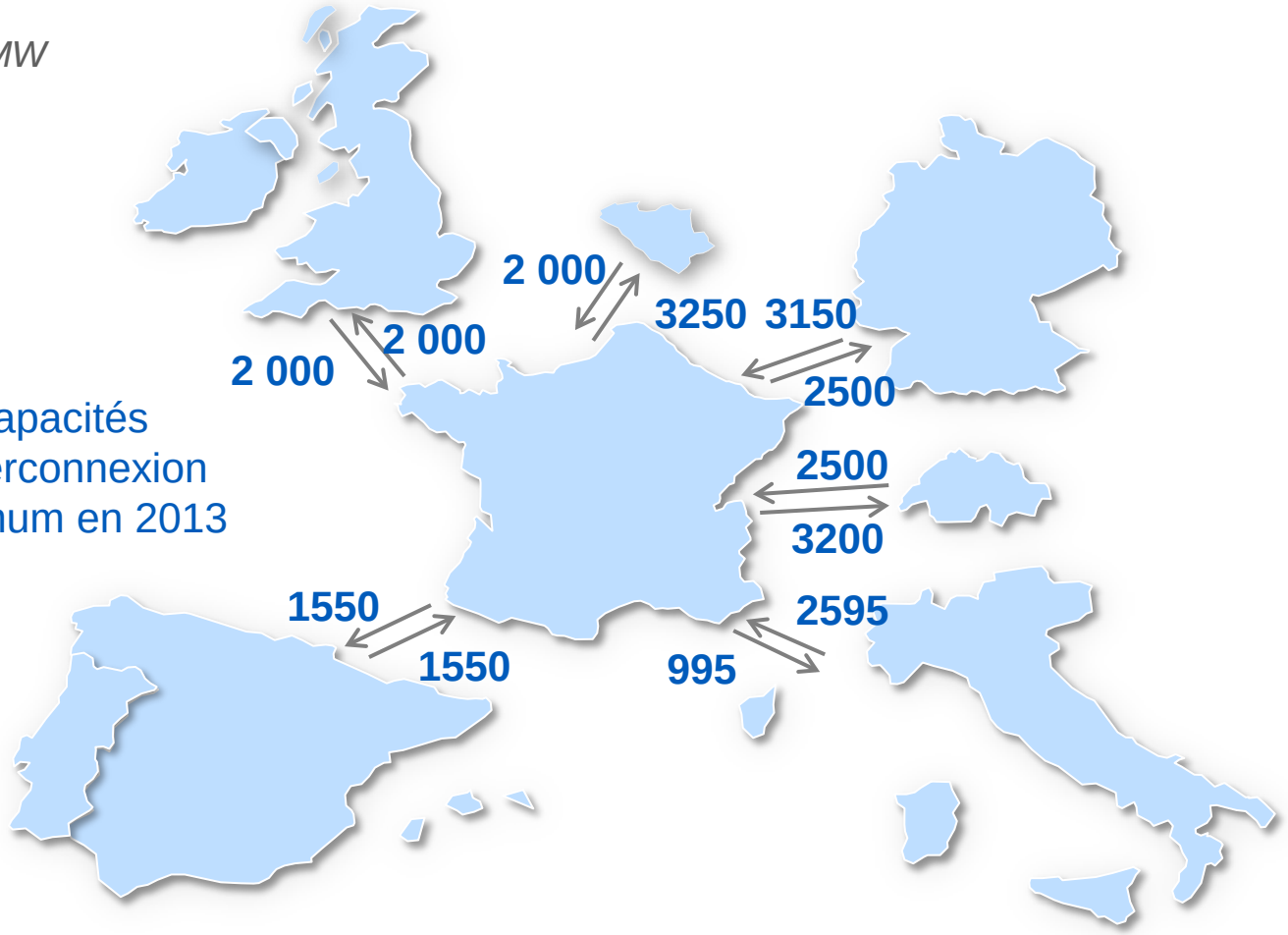
- Des zones de marché interconnectées mais distinctes
  - Prix : moyenne des prix spot (base 2013) pour la France (Epex), l'Allemagne (Epex), le Royaume-Uni (EDFT), l'Espagne (OMEL), les Pays-Bas (APX), la Belgique (Belpex) et l'Italie (Ipex)

(1) Variation arrondie au dixième par rapport aux prix moyens de 2012
(2) Capacités nettes totales annuelles calculées par RTE en décembre 2013 pour l'année 2014, en MW
(3) Source ENTSOE, en MW

Capacités d'interconnexion maximum en 2013 et augmentations prévues

En MW

Capacités d'interconnexion maximum en 2013



Nouvelles interconnexions

- France – Espagne
  - Baixas – Sta Llogaia (RTE – REE Projet INELFE) 2015 :
    - Export : +1 400 MW
    - Import : +1 200 MW
- France – Royaume-Uni
  - Eleclink (Eurotunnel – Star Capital) 2016 :
    - Export : +1 000 MW
    - Import : +1 000 MW

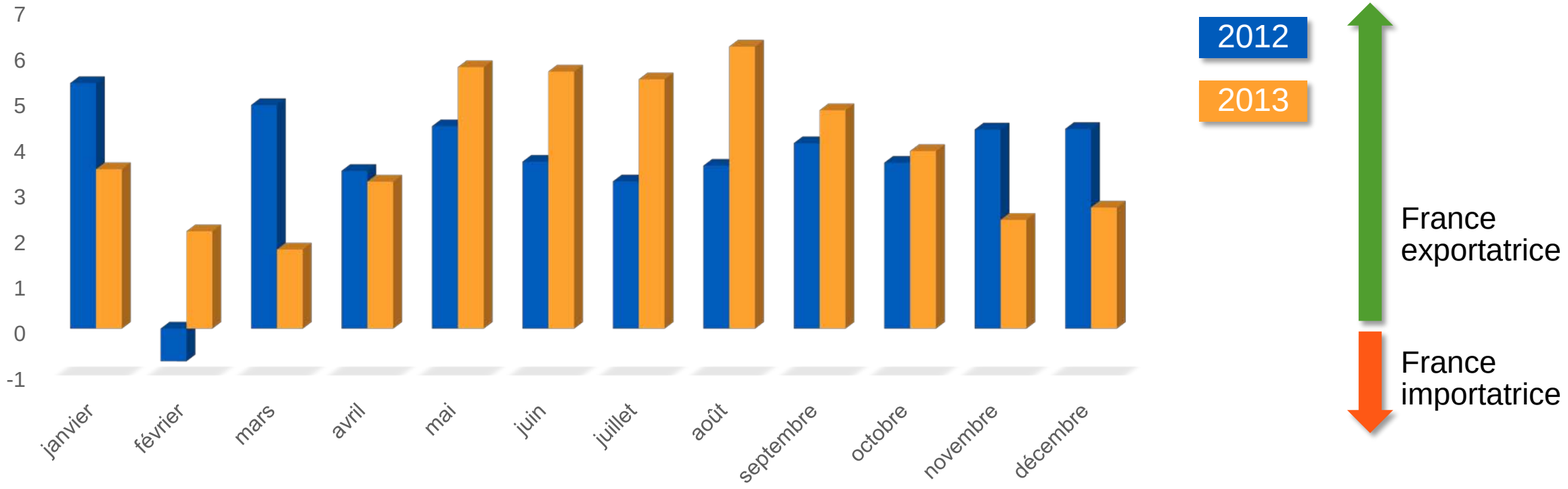
Renforcements

- France – Italie
  - 2015 : +500 MW

Source : RTE

Solde des échanges transfrontaliers d'électricité, 2013 vs. 2012

En TWh

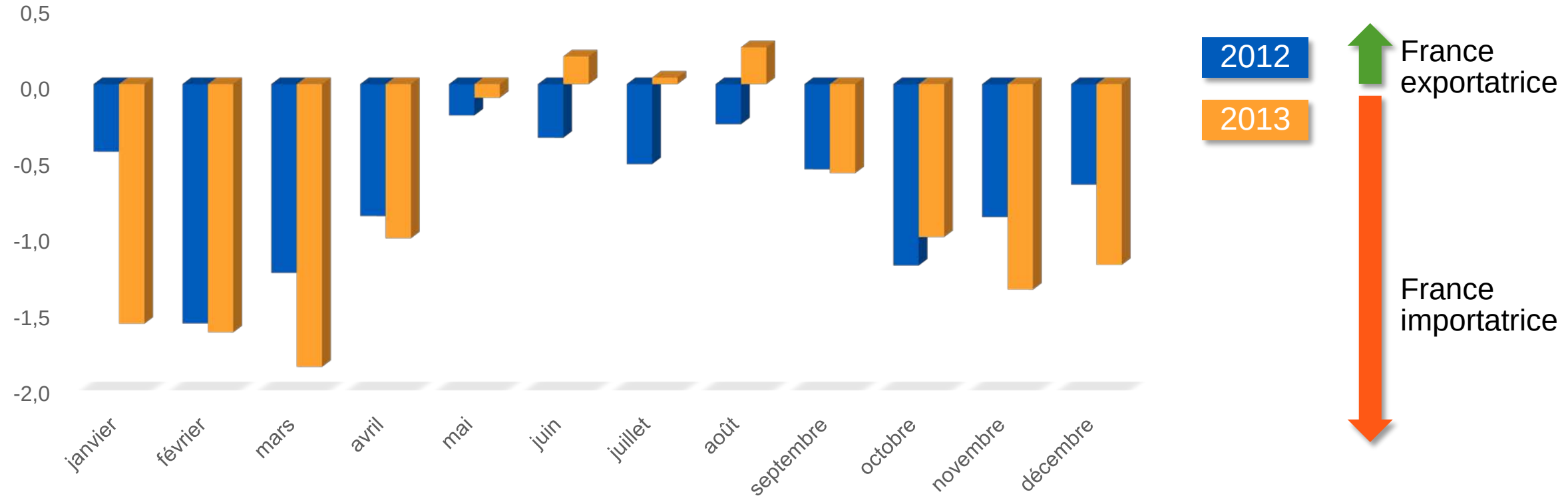


Hausse du solde d'exportation vs. 2012 (47,2 TWh, i.e. +7 %) principalement en raison de l'augmentation des exportations vers l'Angleterre, qui avaient été limités en 2012 par des travaux sur l'interconnexion France-Angleterre, et d'une saisonnalité plus marquée qu'en 2012 (exportations en recul en hiver et en progression en été)

Source : RTE

Solde des échanges transfrontaliers d'électricité avec l'Allemagne, 2013 vs. 2012

En TWh



Solde d'importations d'électricité en provenance d'Allemagne en hausse vs. 2012 (9,8 TWh, i.e. +13 %) avec une inversion de la tendance pendant l'été notamment grâce à des températures plus élevées et une bonne disponibilité du parc de production nucléaire et hydraulique français. Sur la fin de l'année, les importations ont été plus importantes en raison de températures basses en France et de la baisse du prix du charbon qui a contribué à la baisse des prix en Allemagne

Source : RTE

Echanges d'électricité aux frontières françaises en 2012

En TWh		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
Allemagne	exportations	0,5	0,1	0,3	0,4	0,6	0,5	0,4	0,6	0,4	0,4	0,4	0,5	5,2
	importations	1,0	1,7	1,5	1,2	0,8	0,9	1,0	0,9	1,0	1,6	1,3	1,2	13,9
	solde	-0,4	-1,6	-1,2	-0,9	-0,2	-0,4	-0,5	-0,3	-0,6	-1,2	-0,9	-0,7	-8,7
Royaume-Uni	exportations	1,0	0,3	0,6	0,6	0,7	0,5	0,8	1,1	1,1	0,3	0,7	0,6	8,4
	importations	0,1	1,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	1,9
	solde	0,9	-0,8	0,6	0,5	0,7	0,4	0,8	0,9	1,0	0,2	0,6	0,5	6,5
Belgique	exportations	0,7	0,1	1,3	1,0	1,3	1,3	0,9	1,2	1,4	1,6	1,6	1,6	13,9
	importations	0,3	0,9	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,9
	solde	0,4	-0,9	1,2	0,8	1,3	1,3	0,8	1,1	1,3	1,5	1,5	1,5	12
Espagne	exportations	0,9	0,3	0,7	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3	0,2	0,3	0,4	5,9
	importations	0,2	0,6	0,3	0,4	0,3	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5	0,4	4,0
	solde	0,7	-0,3	0,3	0,0	0,3	0,5	0,5	0,3	0,1	-0,3	-0,2	0,0	1,9
Italie	exportations	1,6	1,5	1,7	1,3	1,3	1,2	0,8	0,6	0,8	1,7	1,7	1,4	15,7
	importations	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,6
	solde	1,6	1,2	1,7	1,3	1,3	1,2	0,8	0,6	0,8	1,6	1,6	1,3	15,1
Suisse	exportations	2,4	2,3	2,4	2,1	1,8	1,6	1,7	1,7	2,0	2,2	2,2	2,1	24,5
	importations	0,2	0,7	0,2	0,4	0,8	1,0	1,0	1,0	0,6	0,4	0,5	0,4	7
	solde	2,2	1,6	2,2	1,7	1,1	0,6	0,8	0,8	1,4	1,8	1,7	1,7	17,5
Global	exportations	7,0	4,5	7,0	5,8	6,4	5,7	5,3	5,8	6,0	6,4	6,8	6,7	**73,5**
	importations	1,7	5,2	2,2	2,3	2,0	2,0	2,1	2,3	2,0	2,8	2,4	2,3	**29,3**
	solde	5,4	-0,7	4,9	3,4	4,4	3,6	3,2	3,6	4,1	3,6	4,4	4,4	**44,2**

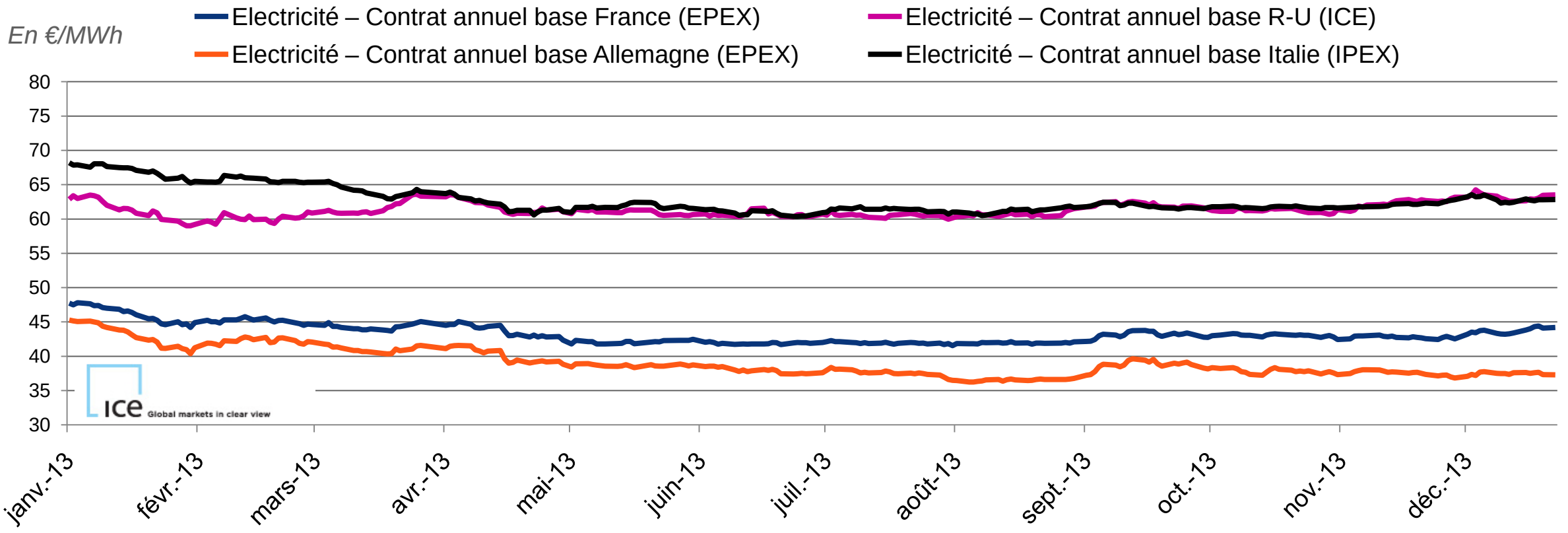
Source : RTE

Echanges d'électricité aux frontières françaises en 2013

En TWh		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total	Variation vs. 2012
Allemagne	exportations	0,2	0,1	0,1	0,4	0,7	0,9	0,8	0,9	0,5	0,4	0,2	0,3	5,3	+2 %
	importations	1,7	1,8	1,9	1,4	0,8	0,7	0,7	0,6	1,0	1,4	1,6	1,4	15,1	+9 %
	solde	-1,6	-1,6	-1,9	-1,0	-0,1	0,2	0,0	0,2	-0,6	-1	-1,3	-1,2	-9,8	**+13 %**
Royaume-Uni	exportations	0,7	0,7	0,7	1,0	1,1	0,9	1,5	1,3	1,3	1,0	1,1	1,1	12,3	+47 %
	importations	0,2	0,3	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,5	1,8	-5 %
	solde	0,5	0,5	0,6	0,8	1,1	0,9	1,4	1,2	1,2	0,9	0,9	0,5	10,5	**+61 %**
Belgique	exportations	1,4	0,9	1,2	1,7	2,0	1,6	1,3	1,5	1,5	0,9	0,8	0,5	15,2	+9 %
	importations	0,1	0,4	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,6	2,3	+21 %
	solde	1,3	0,5	1,0	1,6	2,0	1,5	1,2	1,4	1,4	0,7	0,5	-0,1	12,9	**+8 %**
Espagne	exportations	0,5	0,3	0,1	0,2	0,7	0,7	0,6	0,8	0,6	0,6	0,2	0,6	5,8	-2 %
	importations	0,4	0,6	0,7	0,6	0,2	0,1	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,3	4,1	+3 %
	solde	0,1	-0,3	-0,6	-0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,4	0,3	-0,3	0,4	1,7	**-11 %**
Italie	exportations	1,6	1,8	1,6	1,2	1,2	1,3	1,0	0,9	1,2	1,8	1,7	1,5	16,9	+8 %
	importations	0,1	0,2	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	1,5	+150 %
	solde	1,5	1,5	1,2	1,0	1,2	1,3	1,0	0,9	1,2	1,8	1,5	1,3	15,4	**+2 %**
Suisse	exportations	2,2	2,1	2,3	2,0	1,9	1,7	1,9	2,1	1,8	1,8	1,9	2,2	23,9	-2 %
	importations	0,6	0,5	0,8	0,7	0,8	0,6	0,6	0,4	0,6	0,6	0,7	0,5	7,4	+6 %
	solde	1,7	1,6	1,5	1,3	1,1	1,2	1,4	1,7	1,1	1,2	1,1	1,7	16,5	**-6 %**
Global	exportations	6,6	5,9	6,0	6,4	7,7	7,2	7,0	7,4	6,9	6,5	5,9	6,1	**79,4**	+8 %
	importations	3,1	3,7	4,3	3,2	2,0	1,6	1,5	1,2	2,1	2,6	3,5	3,4	**32,2**	+10 %
	solde	3,5	2,1	1,7	3,2	5,7	5,6	5,5	6,2	4,8	3,9	2,4	2,7	**47,2**	**+7 %**

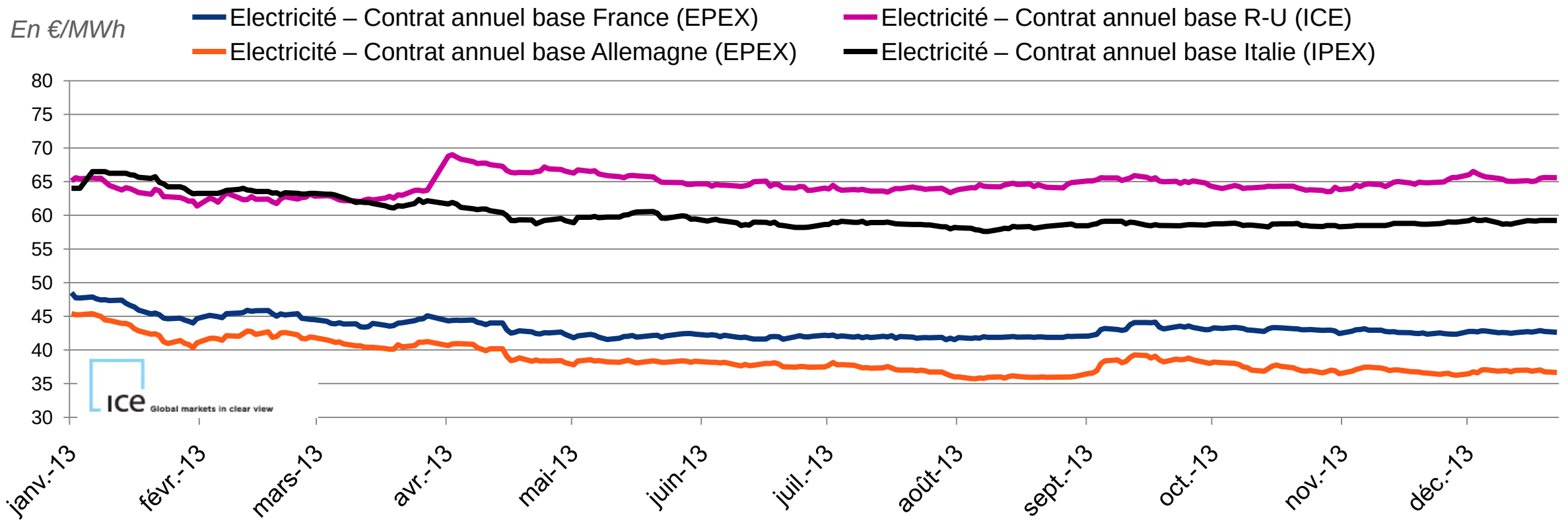
Source : RTE

Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+1) en 2013



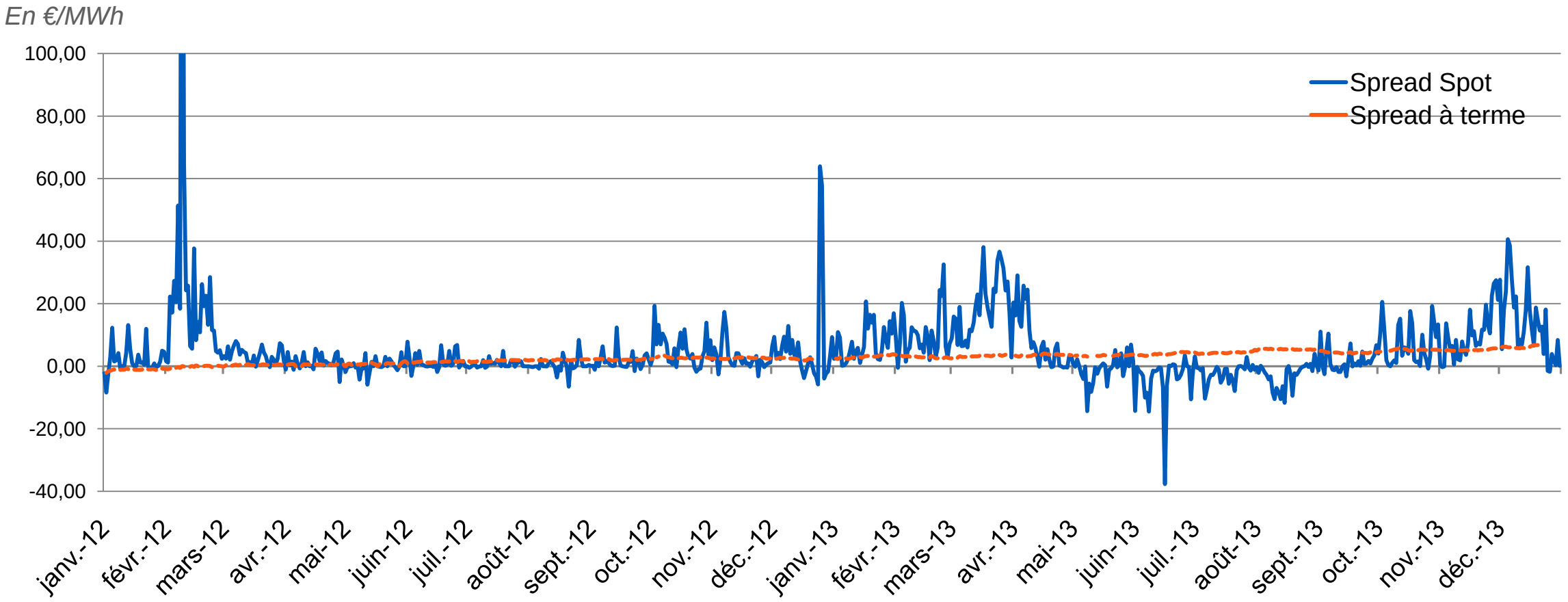
Source : EDF Trading

Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+2) en 2013



Source : EDF Trading

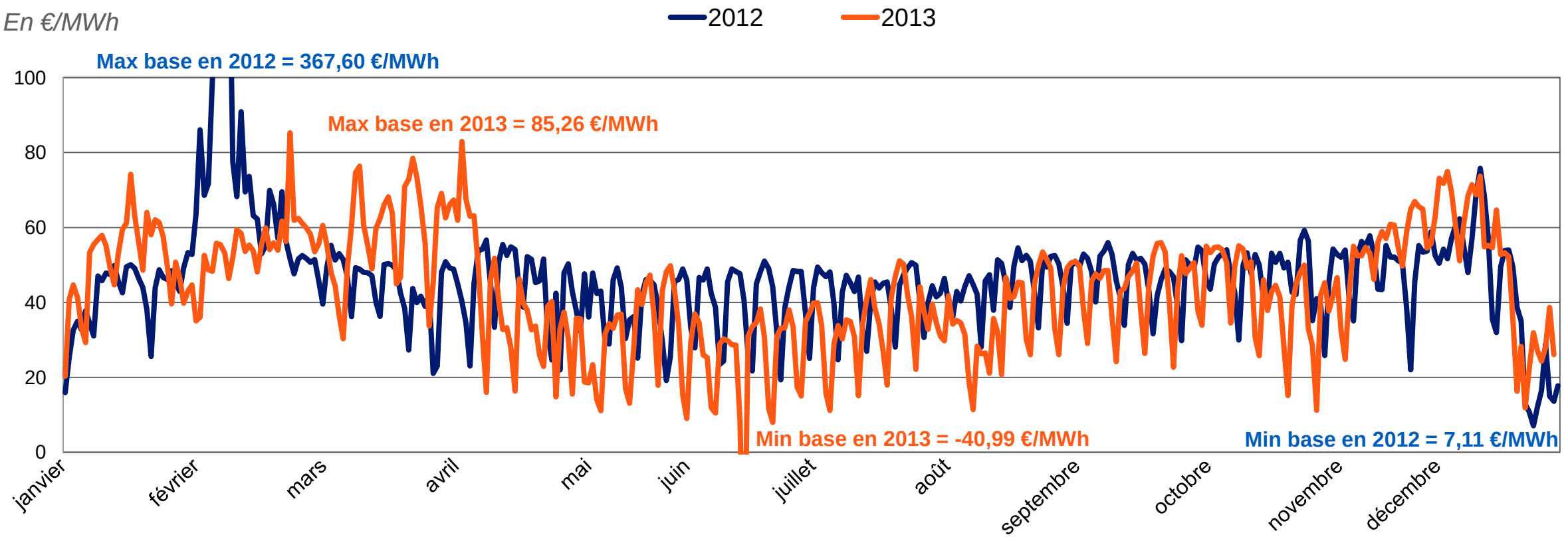
Spread France / Allemagne



Les prix spots moyens journaliers français et allemands divergent 40 % du temps, lorsque les interconnections sont saturées (phénomène de « congestion »)

Nota : le 9 février 2012, la valeur atteinte est 291,12 €/MWh

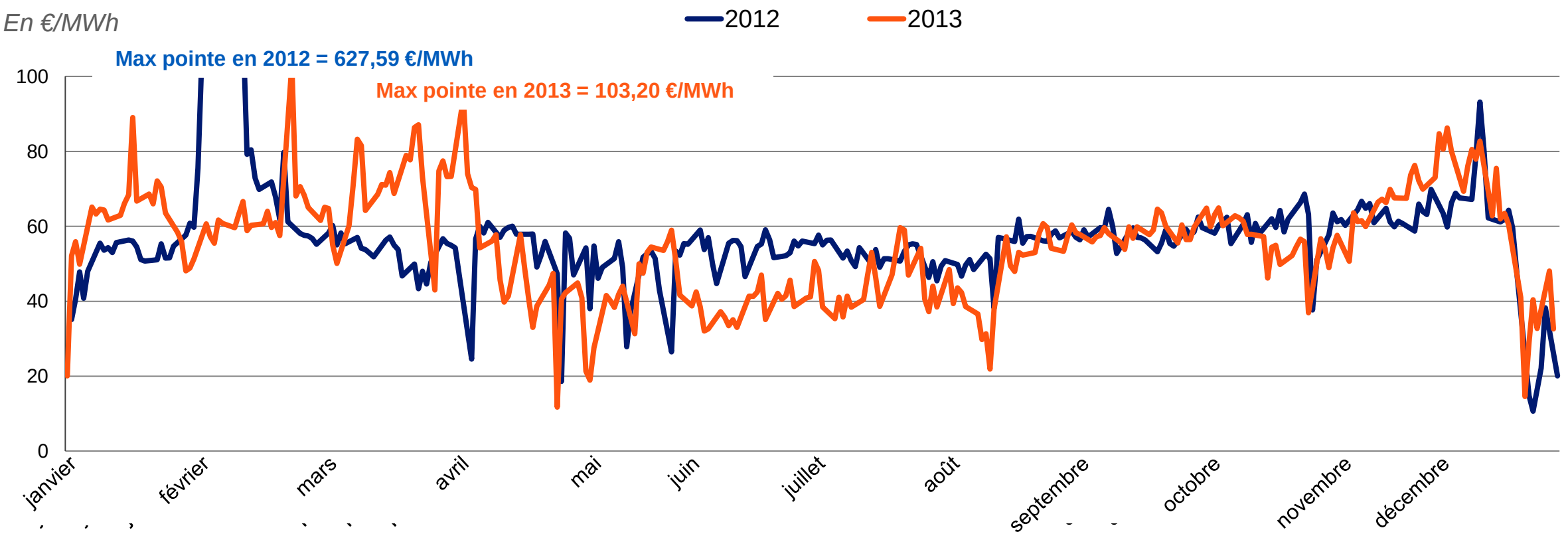
France : prix de marché spot en base de l'électricité 2013 vs. 2012



Recul de 3,7 €/MWh de la moyenne des prix spot vs. 2012 sous l'effet de l'important repli des prix du CO_2 et du charbon ainsi que de la progression de la disponibilité nucléaire et de la production hydraulique aux 2ème et 3ème trimestres, atténué néanmoins par des niveaux de consommation élevés durant le 1er et le dernier trimestre 2013 du fait de températures durablement sous les normales saisonnières

Source : EPEX

France : prix de marché spot en pointe de l'électricité 2013 vs. 2012



La moyenne journalière des prix en pointe n'a franchi qu'une seule fois le seuil des 100 €/MWh sur 2013.
Les prix se sont maintenus à un niveau élevé en mars, avril et novembre
du fait de températures inférieures aux normales saisonnières

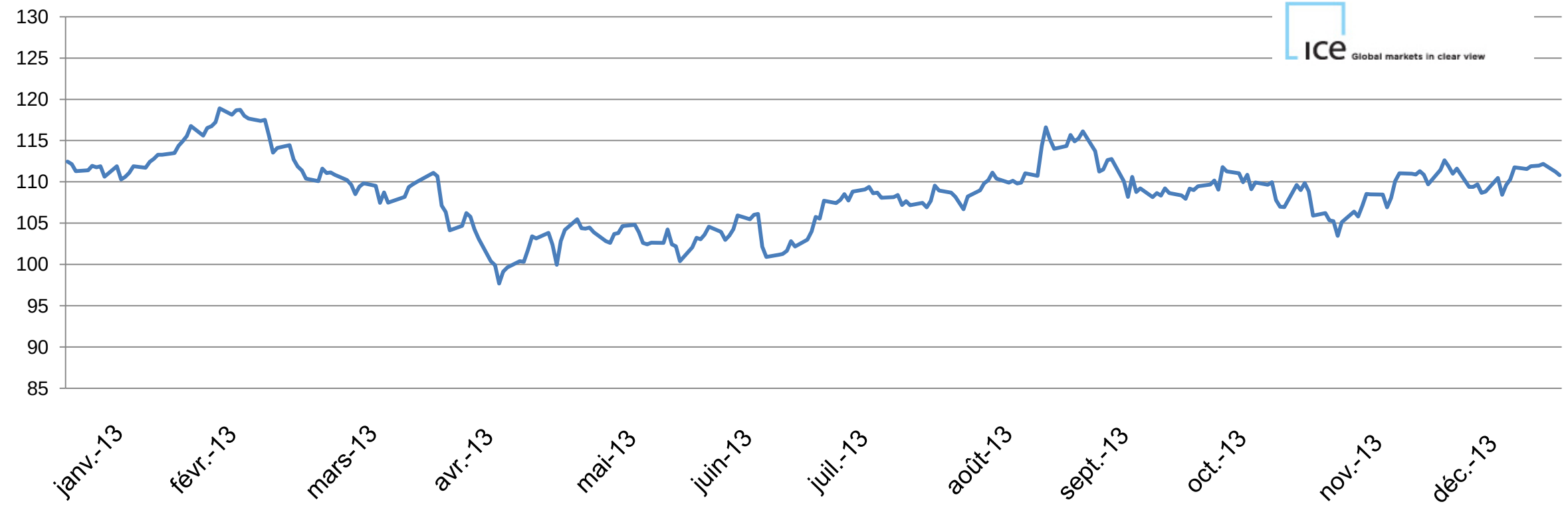
Source : EPEX

Prix du charbon (N+1) en 2013

Chute des prix du charbon en 2013 (-14,3 $/t, i.e. -13,8 % vs. 2012) en raison d'une offre abondante provenant de Russie, des Etats-Unis et de la Colombie combinée à une demande faible de la part des électriciens, ayant entraîné la constitution de stocks importants

Prix du brent (N+1) en 2013

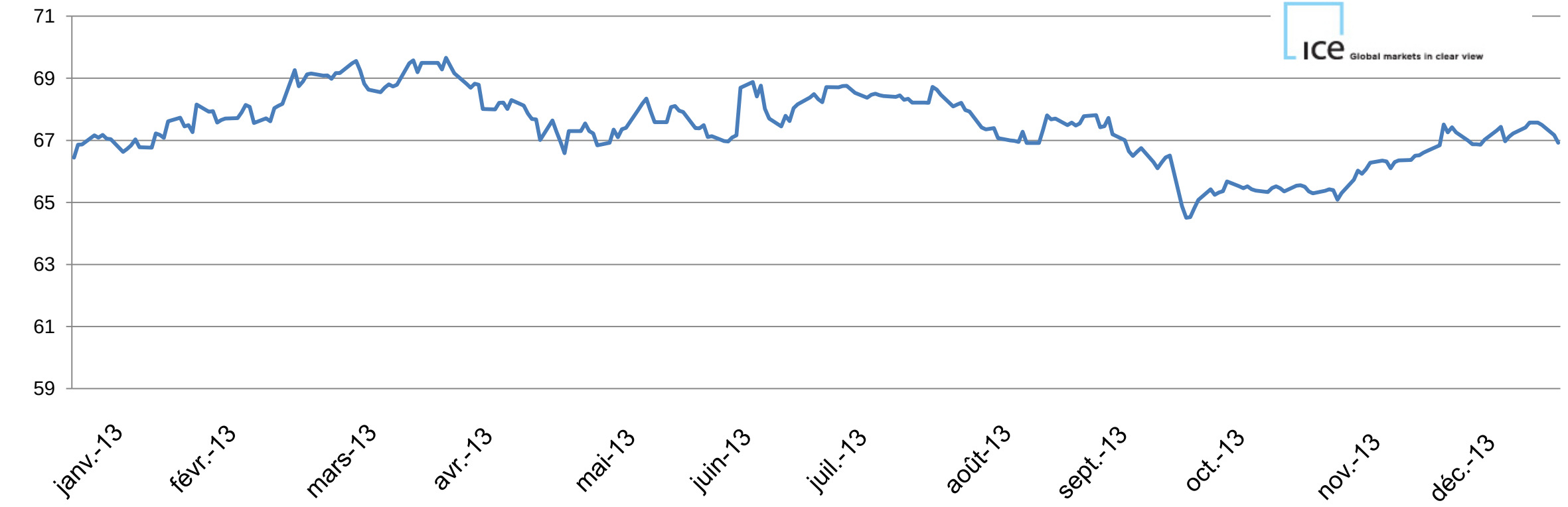
En $/bbl



Baisse du cours moyen du pétrole à 108,3 $/bbl (-3,4 $/bbl vs. 2012) liée à un contexte macro-économique morose. Les ajustements à la baisse des prévisions de consommation ont toutefois été limités par l'impact des tensions en Egypte et en Syrie et les incertitudes sur l'évolution des relations diplomatiques avec l'Iran

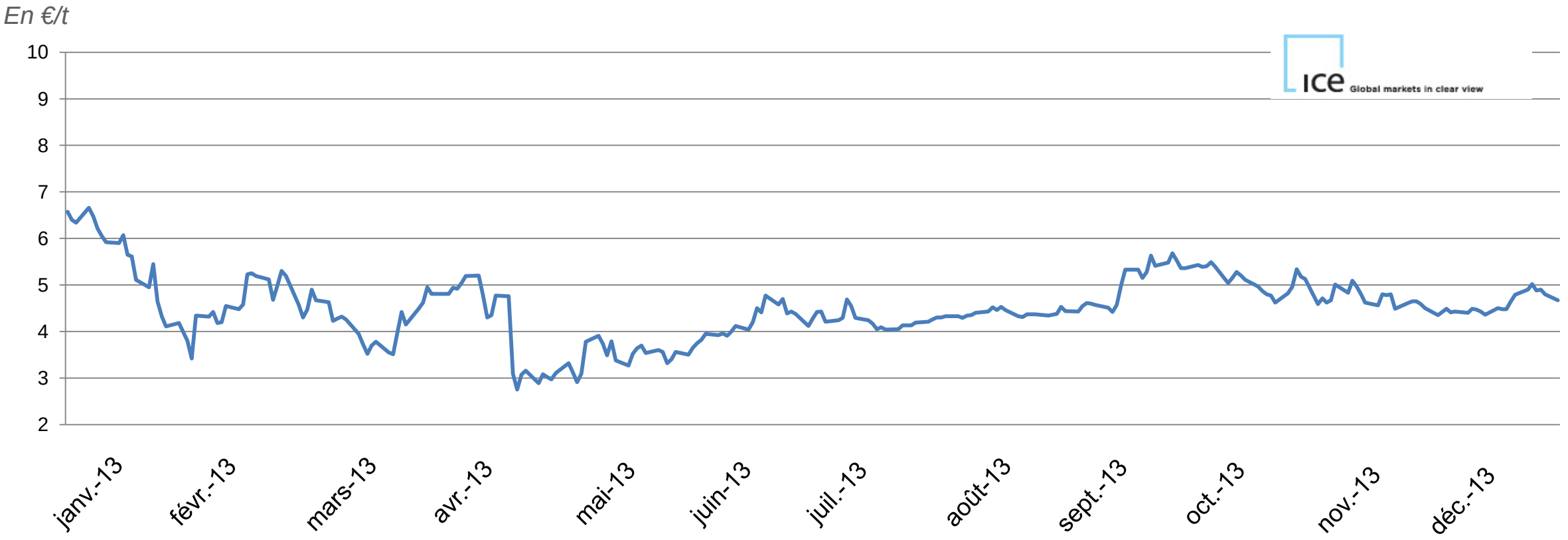
Prix du gaz NBP (N+1) en 2013

En p/therm



Progression des prix du gaz sur l'année 2013 (+4,4 % en moyenne sur un an) du fait d'une utilisation massive des stocks tout au long de l'hiver sous l'effet de températures en dessous des normales de saison.
Le manque d'apport de GNL pendant l'été a maintenu les prix à un niveau élevé

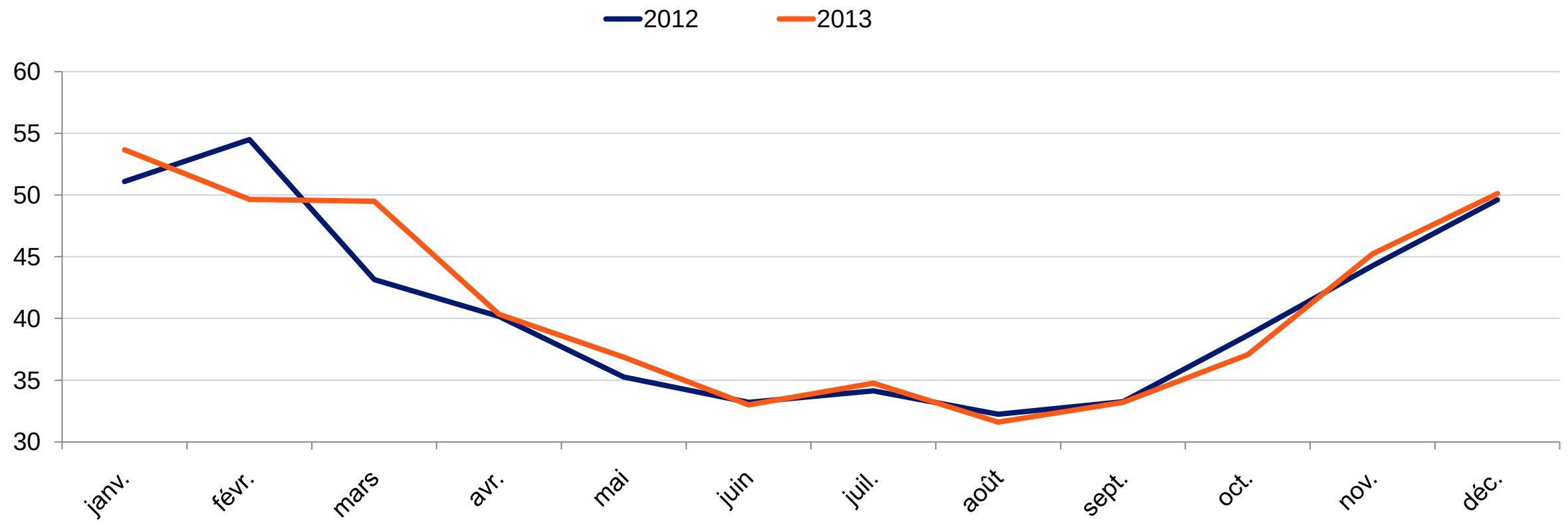
Prix du CO_2 (N+1) en 2013



Recul de 3 €/t de la moyenne des prix des droits d'émission de CO_2 vs. 2012 du fait de fortes incertitudes concernant le projet de report de quotas (*backloading*) de la Commission Européenne, finalement voté dans les derniers jours de l'année

France : consommation électrique 2013 vs. 2012

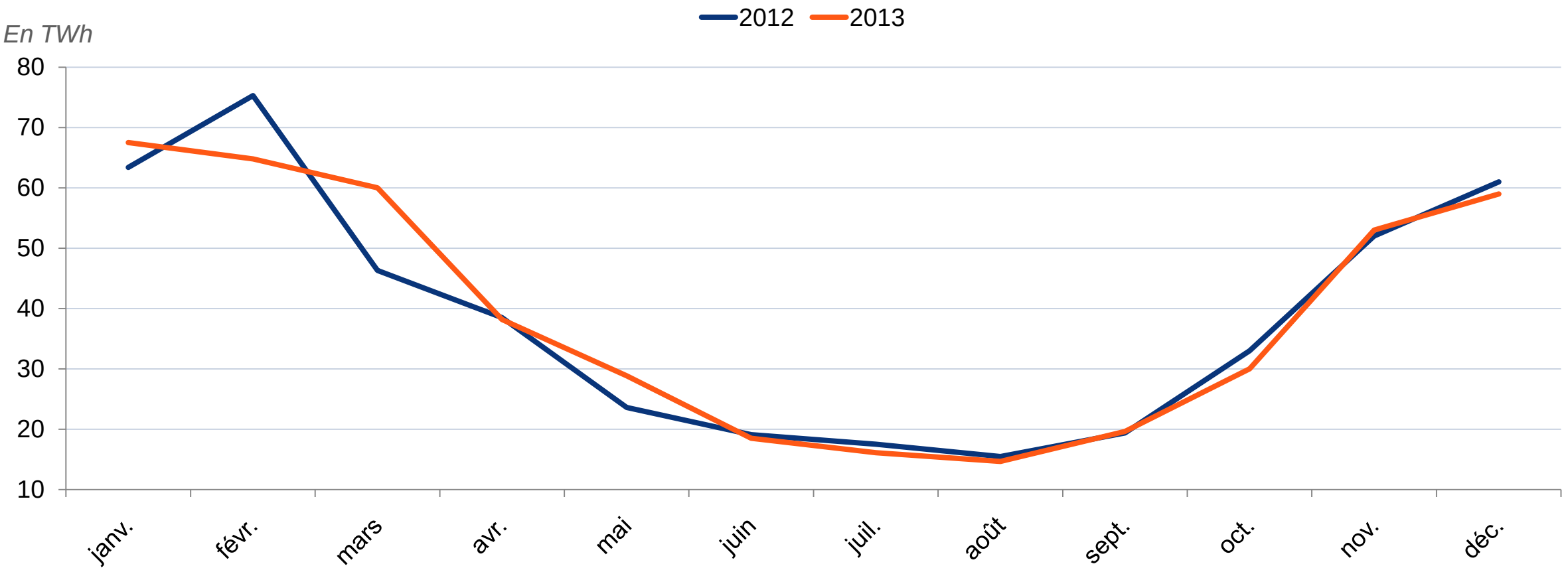
En TWh



Légère hausse de la consommation d'électricité vs. 2012 (5,5 TWh, i.e. +1,1 %) en raison d'une année un peu plus froide. Après correction de l'effet météorologique, la consommation est stable par rapport à 2012

Source : Bilan électrique RTE

France : consommation gaz 2013 vs. 2012

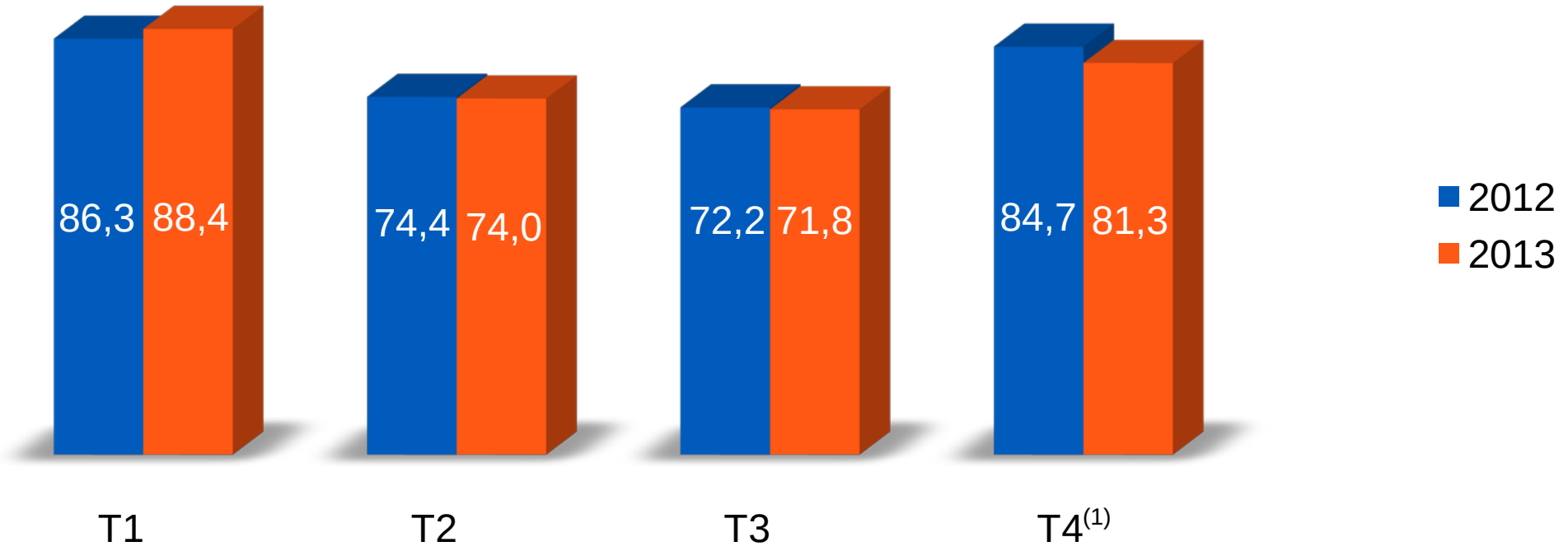


Demande en hausse vs. 2012 (5,9 TWh, i.e. +1,4 %) essentiellement en raison de conditions climatiques plus froides

Source : Smart GRTgaz

Royaume-Uni : consommation électrique 2013 vs. 2012

En TWh

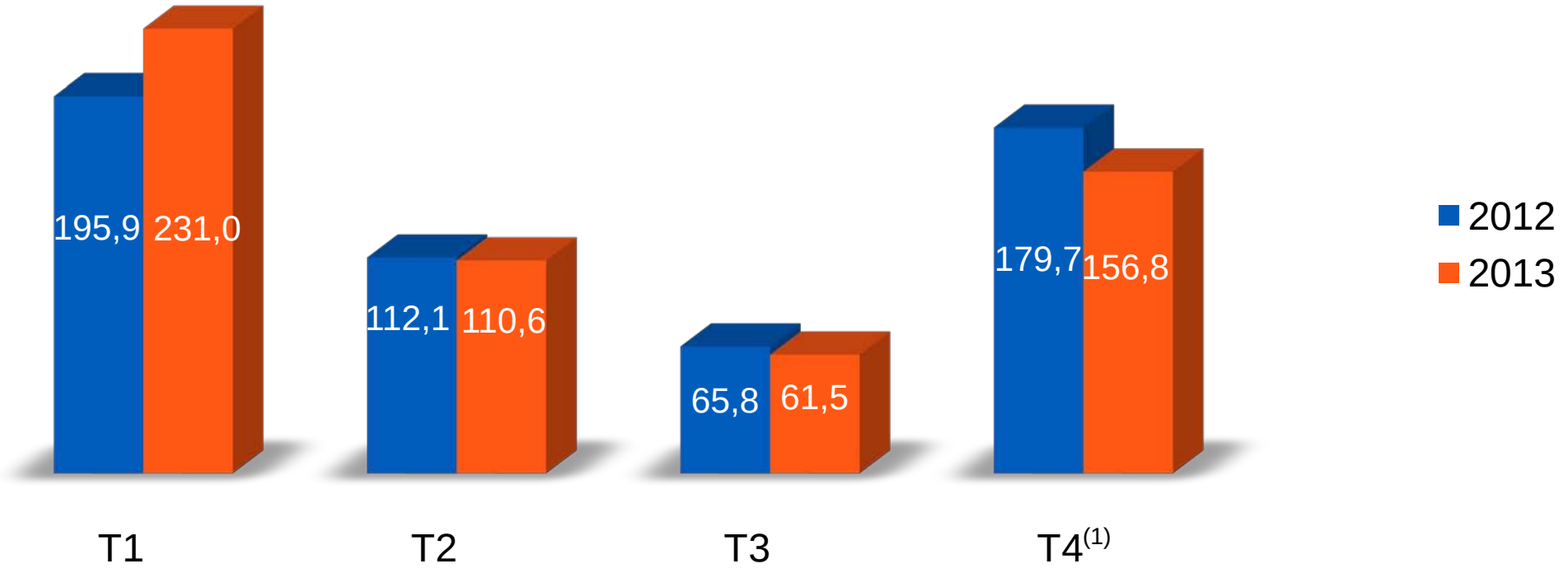


Consommation d'électricité en baisse (-2,1 TWh, i.e. -0,7 % vs 2012), la hausse de la consommation industrielle ayant été plus que compensée par la baisse de la consommation domestique, en conséquence d'une meilleure efficacité énergétique

Source : DECC (Données historiques révisées trimestriellement)
(1) Chiffres estimés par EDF Energy

Royaume-Uni : consommation finale gaz 2013 vs. 2012

En TWh

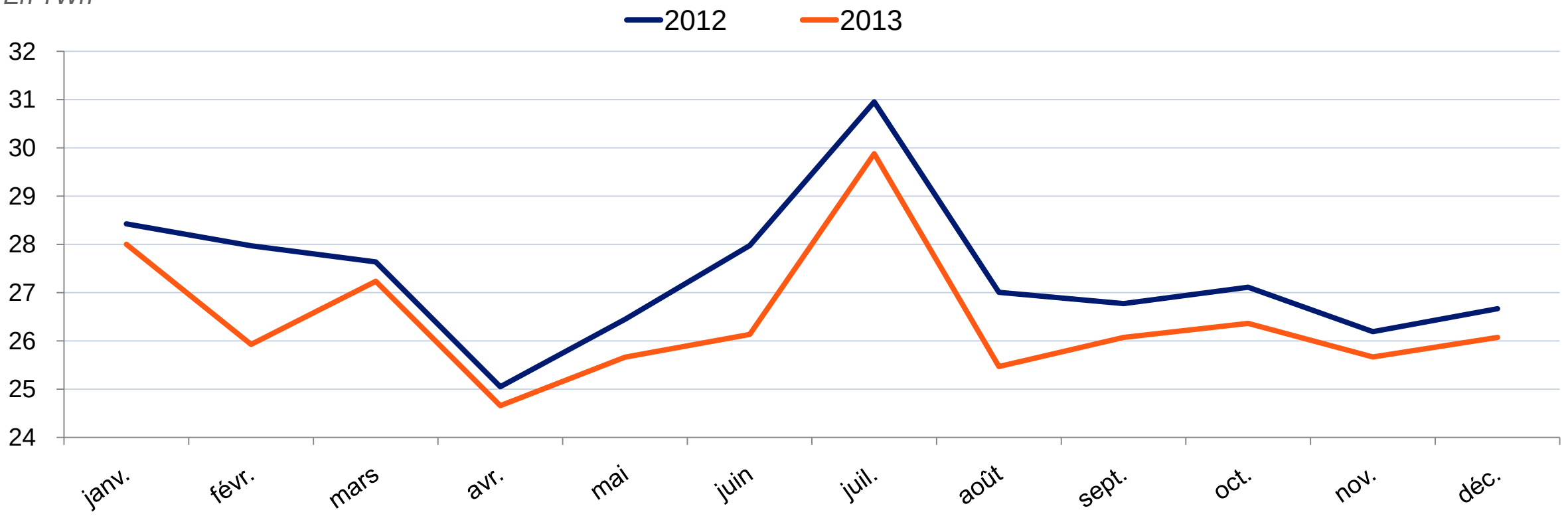


Consommation de gaz en hause (+6,4 TWh, i.e. +1,2 % vs 2012)
à cause de températures inférieures aux moyennes saisonnières au premier trimestre

Source : DECC (Données historiques révisées trimestriellement)
(1) Chiffres estimés par EDF Energy

Italie : consommation électrique 2013 vs. 2012

En TWh

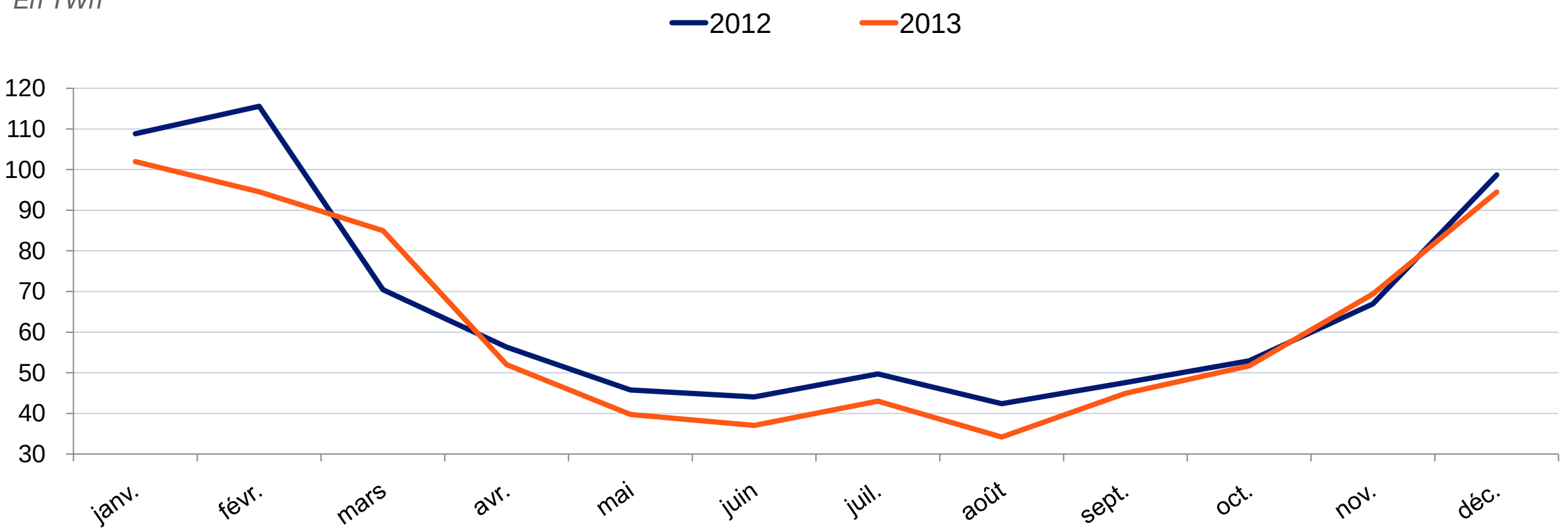


Dans un contexte de ralentissement économique, la demande interne a continué à chuter au cours de l'exercice 2013 (-3,4 % vs 2012). Particulièrement en février, juin et août, la baisse a été due aux températures défavorables à la consommation d'électricité, au moindre nombre de jours ouvrés et à l'année bissextile

Source : données Terna retraitées par Edison

Italie : consommation gaz 2013 vs. 2012

En TWh

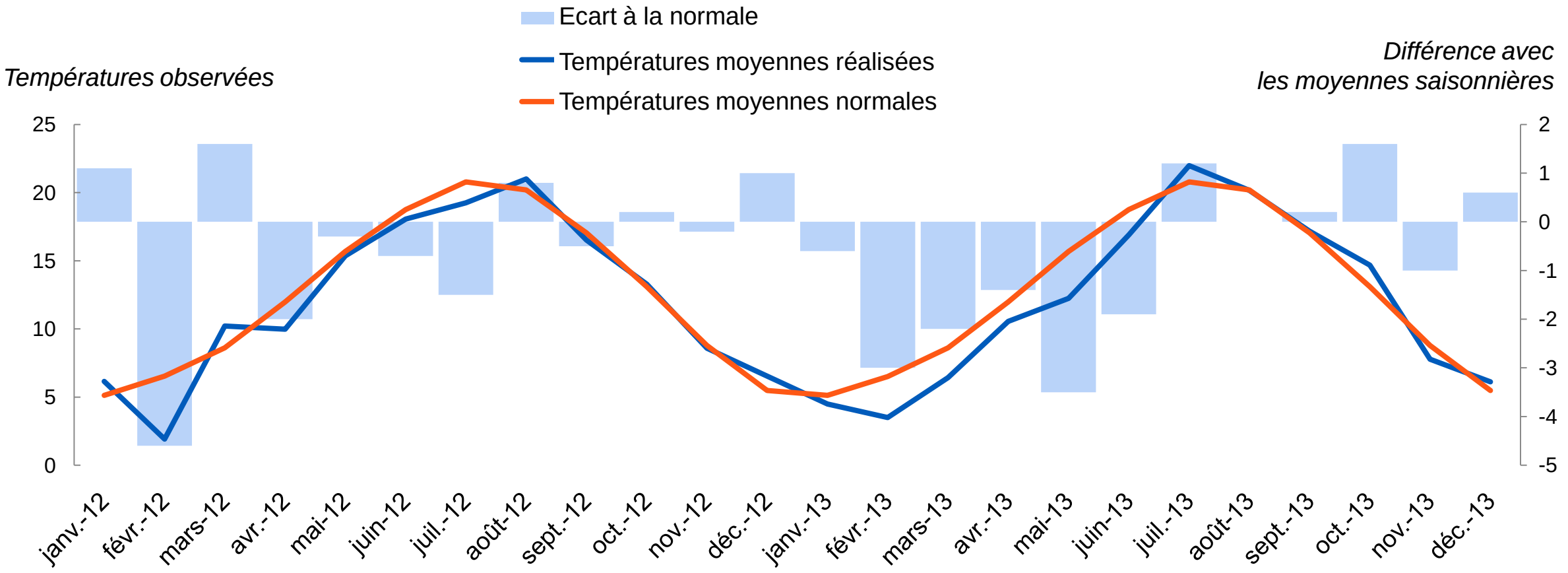


Baisse de la demande de gaz (-6,4 % vs. 2012) principalement due à une moindre utilisation du gaz pour la production thermoélectrique, reflétant la baisse de la demande et la contribution croissante des énergies renouvelables

Source : Ministère du Développement Economique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 bcm = 10,76 TWh

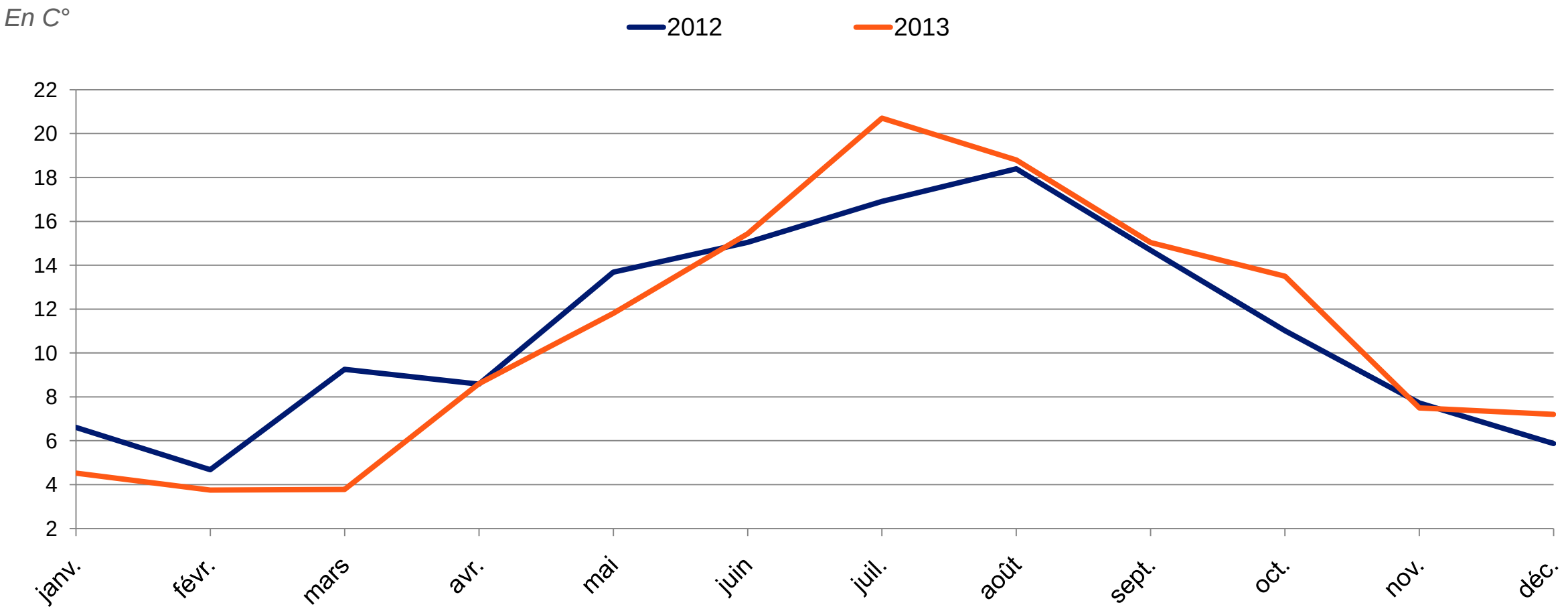
Températures moyennes mensuelles en France du 01/01/12 au 31/12/13 et écart à la normale

En C°



Source : Météo France

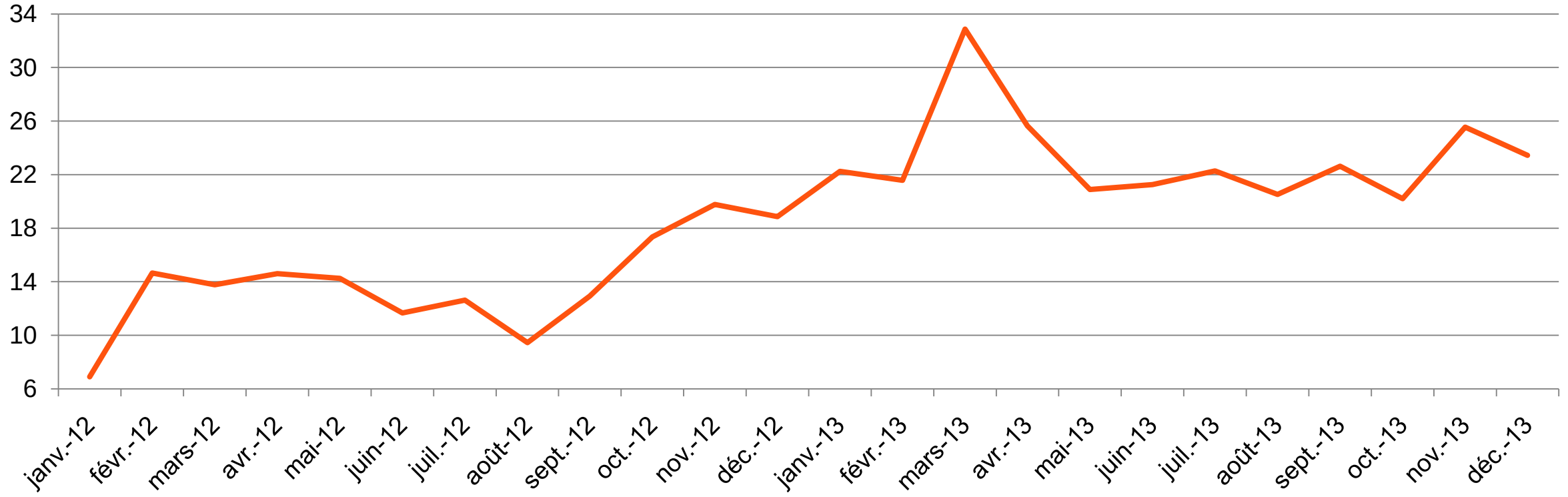
Températures moyennes à Londres(1)



Source : Météo France
(1) Représentatif des activités d'EDF Energy

Clean dark spread(1) au Royaume-Uni *(day ahead)*

En £/MWh



Market spread =
- \+ *Prix de l'électricité*
- – *Prix API 2 x estimation marché de la quantité de charbon / MWh d'électricité*
- – *Prix EUA x estimation marché des émissions de CO_2/ MWh d'électricité*

(1) Spread d'une centrale à charbon fonctionnant à plein régime, incluant le coût du charbon, des émissions de CO2 (mais sans certificat vert) sous une hypothèse d'efficience de marché

RÉSULTATS ANNUELS 2013