

2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

Annexes



Avertissement

Cette présentation ne constitue pas une offre de vente de valeurs mobilières aux Etats-Unis ou 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 événements prévus auront lieu ou que les résultats attendus seront effectivement obtenus. Les facteurs importants susceptibles d'entraîner des différences entre les résultats envisagés et ceux effectivement obtenus comprennent notamment la réussite des initiatives stratégiques, financières et opérationnelles d'EDF fondées sur le modèle d'opérateur intégré, l'évolution de l'environnement concurrentiel et du cadre réglementaire des marchés de l'énergie, et les risques et incertitudes concernant l'activité du Groupe, l'environnement climatique, les fluctuations des prix des matières premières et des taux de change, les évolutions technologiques, l'évolution de l'activité économique et les opérations internationales.

Des informations détaillées sur ces risques potentiels et incertitudes sont disponibles dans le Document de Référence d'EDF déposé par l'Autorité des marchés financiers le 10 avril 2012 (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).

Les informations de nature prévisionnelle contenues dans ce document ne valent qu'à la date de ce document et EDF ne s'engage pas à les mettre à jour ultérieurement pour refléter les faits et circonstances postérieurs ou la survenance d'événements non anticipés.

2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

Annexes

Chiffre d'affaires consolidé



Chiffre d'affaires par segment à fin septembre

En millions d'€

	TOTAL GROUPE	France	Royaume -Uni	Italie	Autre international	Autres activités
CA du 1^{er} janvier au 30 septembre 2010 (ajusté)	45 902	25 876	6 938	4 118	5 057	3 913
Change	(221)	-	(163)	-	(50)	(8)
Périmètre	(6)	10	-	9	(27)	2
Croissance organique	1 478	1 123	(528)	529	466	(112)
CA du 1^{er} janvier au 30 septembre 2011	47 153	27 009	6 247	4 656	5 446	3 795
Change	498	-	497	(4)	(15)	20
Périmètre	1 206	-	-	1 143	25	38
Croissance organique	3 112	1 219	257	1 102	186	348
CA du 1^{er} janvier au 30 septembre 2012	51 969	28 228	7 001	6 897	5 642	4 201

Évolution du chiffre d'affaires

En millions d'€

	9 premiers mois 2011	9 premiers mois 2012	Δ % organique
France	27 009	28 228	4,5%
Royaume-Uni	6 247	7 001	4,1%
Italie	4 656	6 897	23,7%
Autre international	5 446	5 642	3,4%
Autres activités	3 795	4 201	9,2%
Groupe	47 153	51 969	6,6%

2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

Annexes

Comptes consolidés 2011 retraités



Compte de résultat 2011 (12 mois) retraité

En millions d'€

	2011 publié	Impact option IAS 19	2011 retraité
Chiffre d'affaires	65 307	-	65 307
Achats de combustible et d'énergie	(30 195)	-	(30 195)
Autres consommations externes	(9 931)	-	(9 931)
Charges de personnel	(10 917)	115	(10 802)
Impôts et taxes	(3 101)	-	(3 101)
Autres produits et charges opérationnels	3 661	-	3 661
EBITDA	14 824	115	14 939
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie et Matières Premières hors activités de Trading	(116)	-	(116)
Dotations aux amortissements	(6 285)	-	(6 285)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(221)	-	(221)
(Pertes de valeur) / reprises	(640)	-	(640)
Autres produits et charges d'exploitation	724	51	775
EBIT	8 286	166	8 452
Résultat financier	(3 780)	-	(3 780)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 506	166	4 672
Impôts sur les résultats	(1 305)	(31)	(1 336)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	45	6	51
Résultat net consolidé	3 246	141	3 387
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(236)	(3)	(239)
Résultat net part du Groupe	3 010	138	3 148

Bilan au 31/12/2011 retraité - Actif

ACTIF <i>En millions d'€</i>	31/12/2011 publié	Impact option IAS 19	31/12/2011 retraité
Goodwill	11 648	-	11 648
Autres actifs incorporels	4 702	-	4 702
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	45 501	-	45 501
Immobilisations en concessions des autres activités	6 022	-	6 022
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	60 445	-	60 445
Participations dans les entreprises associées	7 684	(140)	7 544
Actifs financiers non courants	24 517	(257)	24 260
Impôts différés actifs	2 507	652	3 159
Actif non courant	163 026	255	163 281
Stocks	13 581	-	13 581
Clients et comptes rattachés	20 908	-	20 908
Actifs financiers courants	16 980	-	16 980
Actifs d'impôts courants	459	-	459
Autres débiteurs	10 309	-	10 309
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 743	-	5 743
Actif courant	67 980	-	67 980
Actifs détenus en vue de leur vente	701	-	701
Total de l'actif	231 707	255	231 962

Bilan au 31/12/2011 retraité – Capitaux propres et passif

PASSIF <i>En millions d'€</i>	31/12/2011 publié	Impact option IAS 19	31/12/2011 retraité
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	29 646	(2 087)	27 559
Capitaux propres – Part du groupe	30 570	(2 087)	28 483
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 337	(148)	4 189
Total des capitaux propres	34 907	(2 235)	32 672
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	37 198	-	37 198
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	809	-	809
Provisions pour avantages du personnel	12 215	2 396	14 611
Autres provisions	1 338	-	1 338
Provisions non courantes	51 560	2 396	53 956
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	41 769	-	41 769
Passifs financiers non courants	42 688	-	42 688
Autres créditeurs	4 989	-	4 989
Impôts différés passifs	4 479	-	4 479
Passif non courant	145 485	2 396	147 881
Provisions courantes	3 968	94	4 062
Fournisseurs et comptes rattachés	13 681	-	13 681
Passifs financiers courants	12 789	-	12 789
Dettes d'impôts courants	571	-	571
Autres créditeurs	19 900	-	19 900
Passif courant	50 909	94	51 003
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	406	-	406
Total des capitaux propres et du passif	231 707	255	231 962

Tableau des flux de trésorerie 2011 (12 mois) retraité

En millions d'€

	2011 publié	Impact option IAS 19	2011 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 506	166	4 672
Pertes de valeur (reprises)	640	-	640
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 325	(115)	7 210
Produits et charges financiers	1 117	-	1 117
Dividendes reçus des entreprises associées	334	-	334
Plus ou moins-values de cession	(686)	(51)	(737)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 785)	-	(1 785)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	11 451	-	11 451
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	-	(1 623)
Impôts sur le résultat payés	(1 331)	-	(1 331)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	8 497	-	8 497
Opérations d'investissement :			
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(6 791)	-	(6 791)
Opérations de financement :			
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(3 721)	-	(3 721)
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	2 130	-	2 130
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(1 591)	-	(1 591)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	115	-	115
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 567	-	5 567
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	115	-	115
Incidence des variations de change	54	-	54
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	44	-	44
Incidence des autres reclassements	(37)	-	(37)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	5 743	-	5 743

Cash flow statement 2011 (12 mois) retraité

En millions d'€

	2011 publié	Impact option IAS 19	2011 retraité
Excédent Brut d'Exploitation (EBITDA)	14 824	115	14 939
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(1 925)	(115)	(2 040)
Frais financiers nets	(1 623)	-	(1 623)
Impôts sur le résultat payés	(1 331)	-	(1 331)
Autres éléments	336	-	336
Cash Flow Opérationnel (FFO)	10 281	-	10 281
Variation du Besoin en Fonds de Roulement net	(1 121)	-	(1 121)
CAPEX Bruts	(11 134)	-	(11 134)
Cessions d'immobilisations	497	-	497
Free Cash Flow	(1 477)	-	(1 477)
Actifs dédiés	(315)	-	(315)
Autres investissements financiers nets	3 277	-	3 277
Dividendes versés	(2 383)	-	(2 383)
Autres variations	8	-	8
Variation monétaire de l'endettement financier net	(890)	-	(890)
Effets de la variation du périmètre	2 607	-	2 607
Effets de la variation de change	(516)	-	(516)
Autres variations non monétaires	(97)	-	(97)
Variation de l'endettement financier net	1 104	-	1 104
Endettement financier net ouverture	34 389	-	34 389
Endettement financier net clôture	33 285	-	33 285

2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

Annexes

Financement et gestion de trésorerie



Gestion actif-passif préventive

- Programme de financement pro-actif destiné à allonger l'échéance moyenne de la dette
 - Émission obligataire à 10,5 ans de 2 milliards d'€ avec un coupon de 2,75%

Évolution de l'endettement financier net du Groupe

<i>En millions d'€</i>	30 juin 11	31 déc. 11	30 juin 12	30 sep. 2012
Endettement financier net	29,2	33,3	39,7	n/c
Coupon moyen	4,2%	4,3%	4,1%	3,8%
Échéance moyenne	8,4 ans	9,2 ans	8,6 ans	8,6 ans

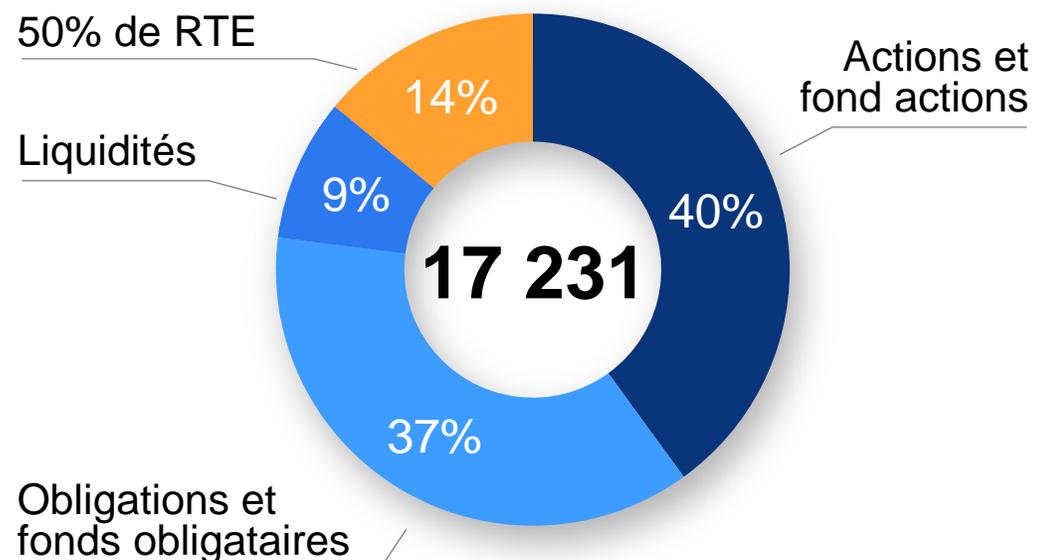
EDF est la société la mieux notée de son secteur grâce à sa solidité financière : S&P a abaissé sa note à A+ en janvier 2012 (dégradation de la France)

Actifs dédiés EDF

- Couverture des coûts de démantèlement des centrales nucléaires et de stockage des déchets radioactifs, et gestion à long terme
- Date de couverture complète des engagements fixée à juin 2016
- Bonne performance sur 9 mois

Répartition du portefeuille au 28 septembre 2012

En millions d'€



28 septembre 2012
Performance⁽¹⁾ : 9,3%

(1) Depuis le 1^{er} janvier sur le portefeuille financier, avant impôts, contre + 10,2% pour l'indice de référence

2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

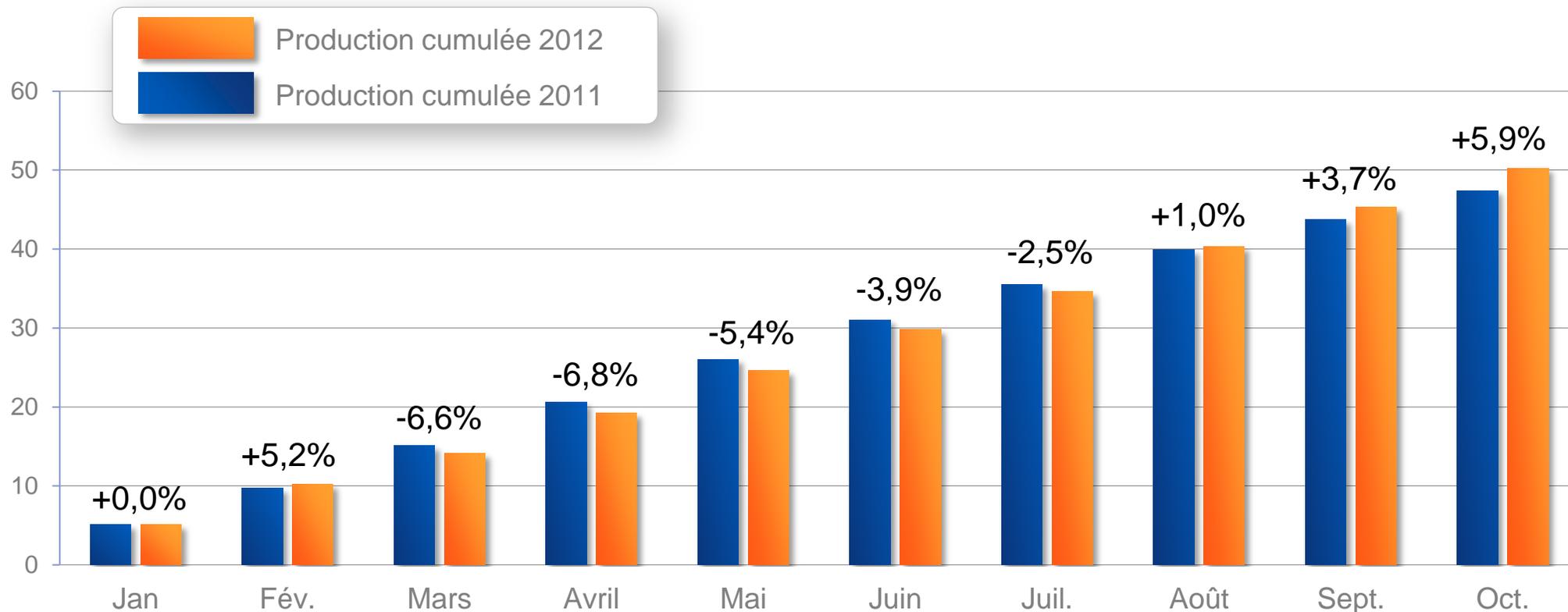
Annexes

Production d'électricité



Production nucléaire au Royaume-Uni

En TWh



Objectif de production nucléaire 2012 compris entre 57-60 TWh

2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

Annexes

Stratégie et investissements



Groupe EDF: Capacité installée, par type, à fin septembre 2012

En GW

	Brute		Nette	
	au 31/12/2011	au 30/09/2012	au 31/12/2011	au 30/09/2012
Nucléaire	77,5	77,4	74,8	74,7
Thermique fossile (hors CCG)	30,2	28,6	23,7	23,3
Cycle combiné Gaz et cogénération	20,2	18,7	10,7	13,2
Hydraulique	26,4	26,0	21,4	21,9
Autres ENR	4,5	4,7	3,9	4,4
<i>dont éolien</i>	3,5	3,7	3,2	3,7
Capacité installée totale	158,8	155,4	134,6	137,5
France	99,3	99,7	99,3	99,7
Royaume Uni	13,0	12,9	13,0	12,9
Italie	12,0	8,1	6,1	8,1
Autre International	26,4	26,4	10,4	10,7
Autres Activités	8,1	8,3	5,8	6,0
Total	158,8	155,4	134,6	137,5

Mise en service d'un CCG à Martigues

- Une première en Europe : la réalisation d'un Cycle Combiné Gaz (CCG) d'une puissance de 465 MW
- Repowering :
 - Réutilisation d'une partie des installations existantes (rénovées) :
 - turbine à vapeur
 - station de pompage
 - station de rejet
 - circuit de refroidissement
 - Association à une turbine à combustion et une chaudière de récupération des fumées
- Amélioration des performances du site :
 - Diminution par 2 des émissions de CO₂
 - Diminution par 4 des émissions d'oxyde d'azote
 - Pas de poussières, très peu d'oxyde de soufre
 - Rendement de 57% contre 37% sur les anciennes installations
- Mise en service du second cycle combiné gaz d'une puissance similaire début 2013



Réduction des coûts de 15 % par rapport à une installation neuve

Pose de la première pierre du terminal de Dunkerque, le 5 octobre 2012

- Le terminal méthanier de Dunkerque, qui entrera en activité fin 2015, sera composé des installations suivantes :
 - 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 m³ chacune
 - Une unité de re-gazéification du GNL (de -160°C jusqu'à 0°C)
 - Un tunnel amenant une partie des eaux tièdes de rejet la centrale nucléaire de Gravelines (qui seront réutilisées pour re-gazéifier le GNL)
 - Un raccordement au réseau de transport du gaz vers les marchés français et belge
- Trois maîtres d'ouvrage seront impliquées dans ce projet :
 - Le Grand Port Maritime de Dunkerque en charge du dragage de la darse, la création d'une plate-forme de plus de 50 hectares pour la construction des installations terrestres et la réalisation des ouvrages de protection maritimes
 - EDF, via Dunkerque LNG (65% EDF, 25% Fluxys, 10% Total), en charge des infrastructures industrielles de déchargement, de stockage et de regazéification du GNL (total: 1 Md€₂₀₁₀)
 - GRTgaz et Fluxys Belgium en charge du raccordement aux réseaux de transport gazier
- Le terminal aura une capacité de 13 Gm³/an, représentant près de 20% des capacités d'importation en France. EDF en sera un des principaux utilisateurs



Projet de nouveau nucléaire au Royaume-Uni

Des étapes importantes franchies :

- **Juillet 2011** : la “Nuclear Site Licence” pour le site d’Hinkley Point est jugée recevable par l’Autorité de Sûreté Nucléaire
- **Novembre 2011** : le permis de construire est déclaré recevable par la Commission de Planification des Infrastructures (CPI)
- **Décembre 2011** : l’Autorité de sûreté donne un accord intermédiaire sur le design dans le cadre du processus de certification du modèle EPR
- **Février 2012** : premiers accords signés avec Kier BAM pour les travaux de préparation du site, avec Areva pour la livraison de chaudières et de systèmes d’instrumentation et de contrôle commande, et avec le Bridgwater College pour la formation
- **Mai 2012** : présentation par le gouvernement britannique du projet de loi sur l’énergie (« Energy Market Reform ») instaurant notamment des « contracts for difference »⁽¹⁾
- **Juin 2012** : la co-entreprise Bouygues TP/ Laing O’Rourke est sélectionnée comme « soumissionnaire préféré » pour les travaux de génie civil d’Hinkley Point
- **Juillet 2012** : Rapport évaluant le projet de loi sur l’énergie
- **Septembre 2012** : Convergence technique du design générique (GDA), fin de l’examen du planning d’inspection (PINS), signature du plan d’exécution du projet (PEP)



2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

Annexes

Edison



Edison : prise de contrôle le 24 mai 2012

- Achat de 50% de TdE pour ~ 780 M€⁽¹⁾
 - Edison valorisé à ~ 9x EBITDA 2011
- Cession de 50% d'Edipower pour ~ 680 M€⁽²⁾
 - Edipower cédé à plus de 10x EBITDA 2011
- Signature d'un contrat long terme d'approvisionnement en gaz d'Edipower par Edison
 - Volume représentant 50% des besoins d'Edipower, soit 5% des approvisionnements d'Edison
- Acquisition via offre publique obligatoire sur le capital restant d'Edison, finalisée le 6 septembre 2012, à un prix de 0,89€/action pour 869 M€

A l'issue de l'offre publique obligatoire, EDF détient 99,5% d'Edison

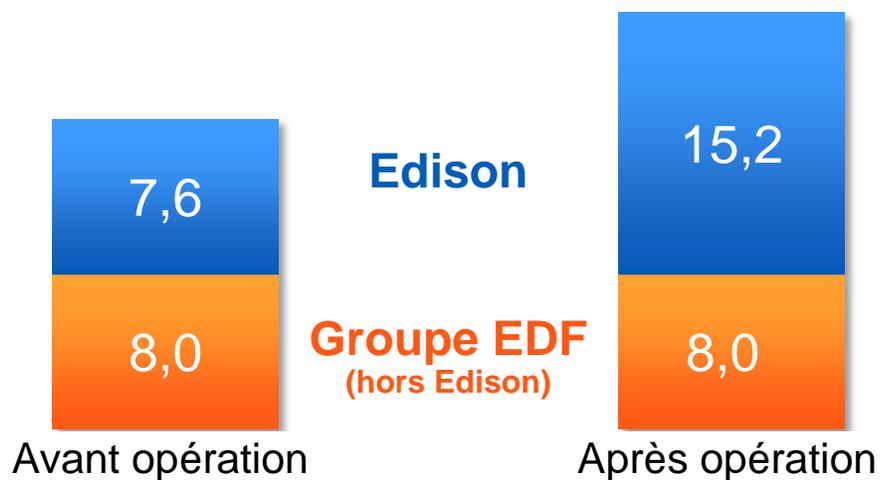
(1) Et reprise d'environ 600 M€ de quote-part de dette existante

(2) Et déconsolidation d'environ 550 M€ de dette

Contrats gaziers

- Les résultats d'arbitrage des contrats gaz (Qatar, Libye, Algérie)
 - Contrat russe renégocié en 2011
 - Succès des arbitrages sur les contrats qatari et libyen (+700 M€ sur EBITDA de l'année 2012)
 - Le résultat d'arbitrage sur le contrat algérien devrait aboutir en 2013
 - L'ensemble des contrats long terme de gaz d'Edison représente 14,4 Mds m³/an

Consommation 2011 de gaz d'Edison + EDF (Mds m³)



534 000 clients gaz en Italie
à fin juin 2012

2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



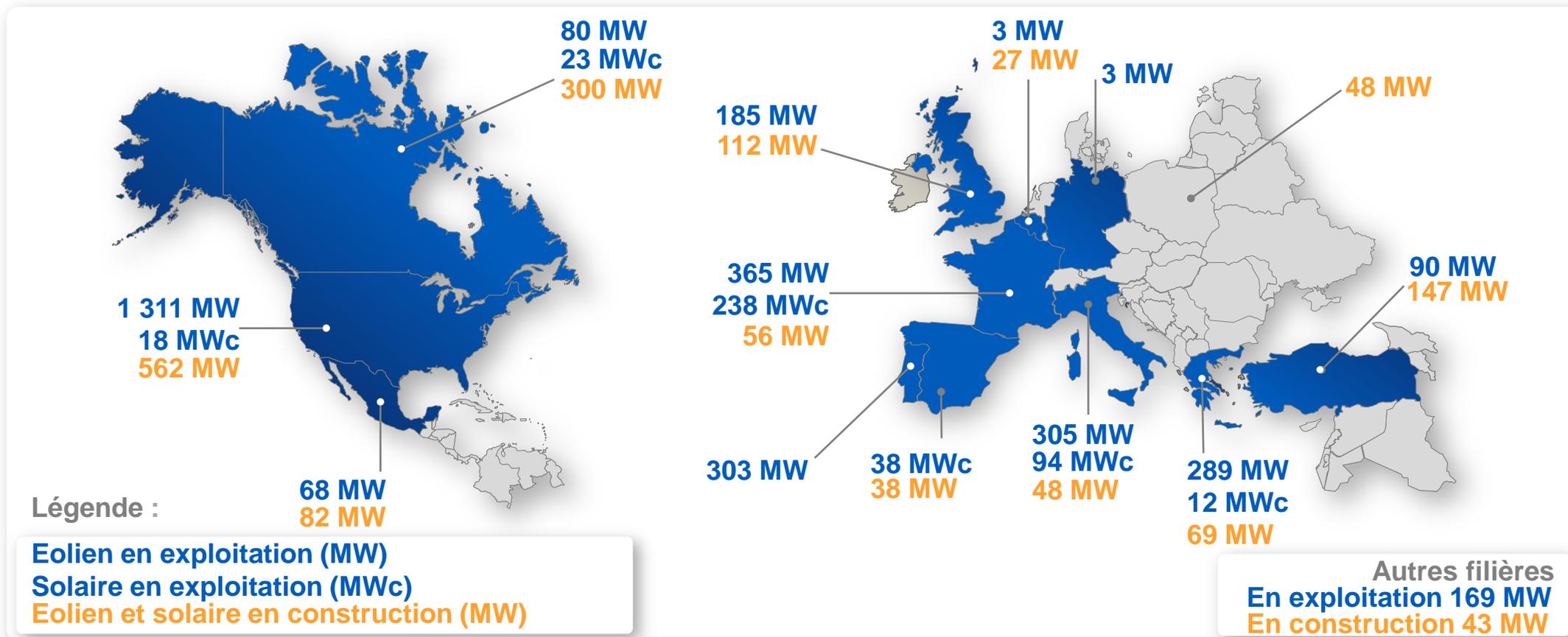
13 novembre 2012

Annexes

Renouvelables



Capacité installée nette d'EDF EN au 30 septembre 2012



	Brute	Nette
Capacité installée :	4 420 MW	3 592 MW
Capacité en construction :	2 445 MW	1 500 MW

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

Source : EDF EN

EDF EN – Capacité installée et en construction, par type, à fin septembre 2012

En MW

	Brute		Nette	
	au 31/12/2011	au 30/09/2012	au 31/12/2011	au 30/09/2012
Éolien	3 521,5	3 734,0	2 789,5	3 000,3
Solaire	413,5	492,3	340,6	422,7
Hydraulique	84,2	84,2	77,1	81,4
Biogaz	60,3	64,2	59,5	62,4
Biomasse	26,0	26,0	18,2	18,2
Cogénération	19,2	19,2	6,7	6,7
Capacité installée totale	4 124,7	4 420,0	3 291,6	3 591,7
Éolien en construction	1 490,1	2 200,1	892,2	1 282,6
Solaire en construction	287,1	200,8	153,5	175,0
Autres en construction	4,3	44,0	3,2	42,7
Capacité totale en construction	1 781,5	2 444,9	1 048,9	1 500,3
Total	5 906,2	6 864,9	4 340,5	5 092,0

EDF Energies Nouvelles

Principales mises en service en 2012

■ Photovoltaïque

- Lipa (USA) 8 MW
- Toul (France) 115 MW bruts / 55 MW nets
- Crucey (France) 60 MW bruts / 36 MW nets
- Massangis (France) 56 MW bruts / 20 MW nets

■ Eolien

- Pacific Wind (USA) 140 MW
- St Robert (Canada) 80 MW
- Green Rigg (UK) 36 MW bruts / 18 MW nets



2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

Annexes

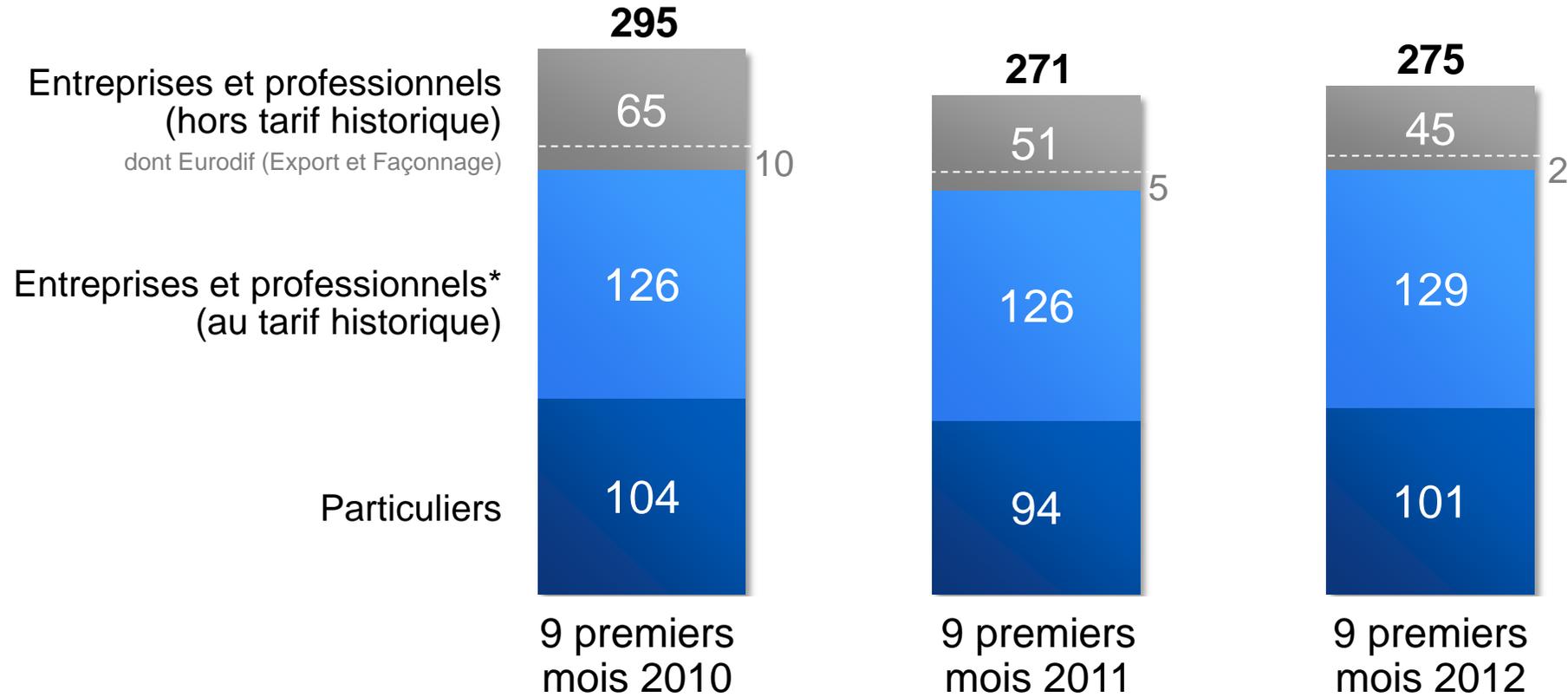
France - Commerce



L'activité électricité d'EDF en France

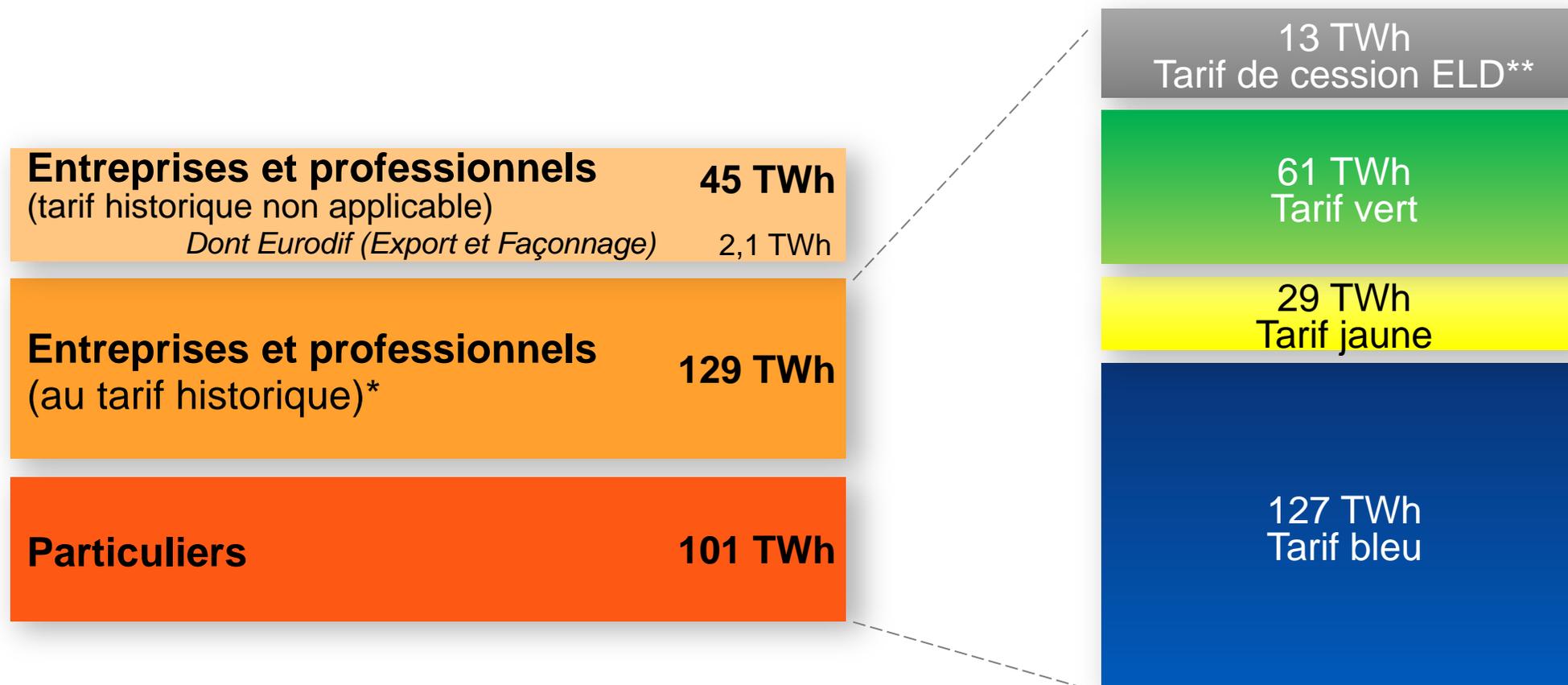
En TWh

Ventes aux clients finaux



L'activité électricité d'EDF en France

Ventes aux clients finals au 30 septembre 2012



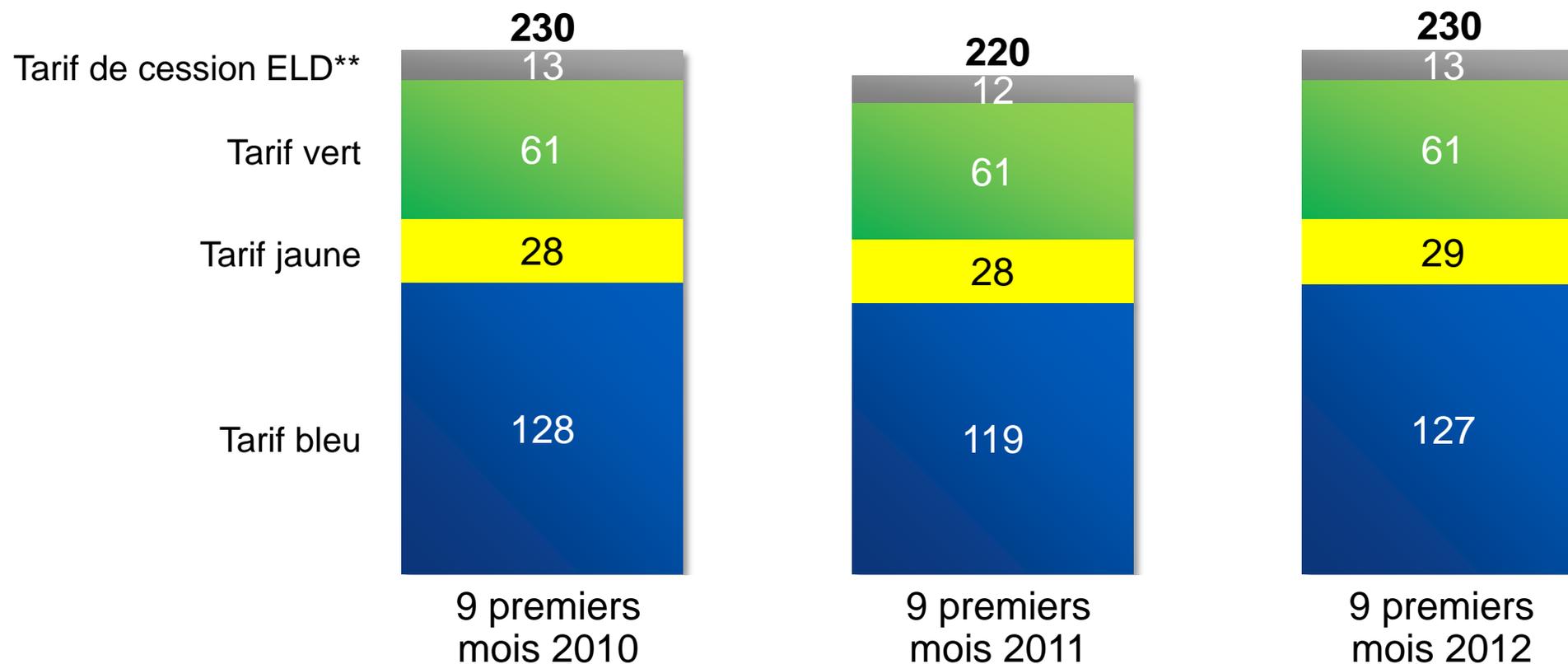
* Y compris auto-consommations EDF SA

** ELD: Entreprises Locales de Distribution

L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

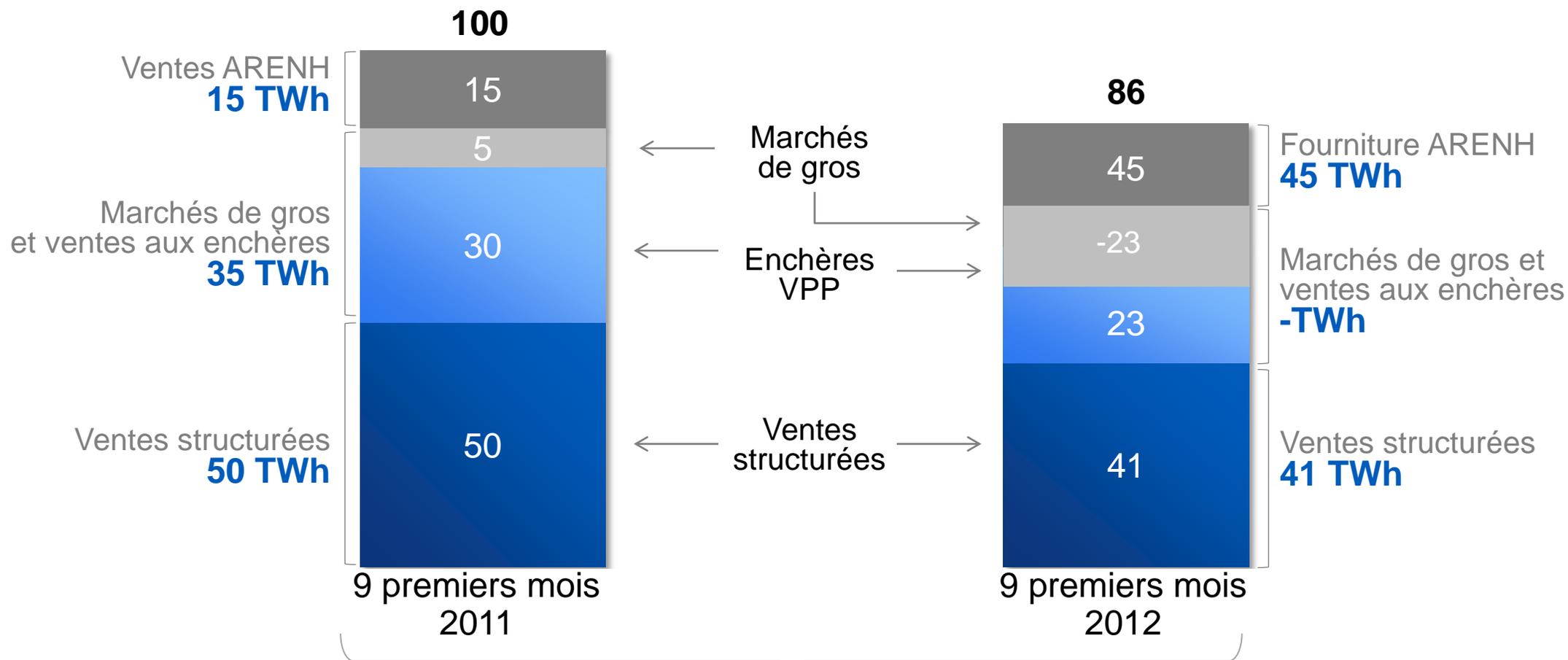
Ventes aux tarifs historiques*



* Y compris auto-consommations EDF SA

** Entreprises Locales de Distribution (ELD)

Le portefeuille aval d'EDF



Portefeuille aval géré par l'optimiseur
 (via EDF Trading pour l'interface marché de gros)

Évolution des tarifs et de l'inflation en France

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Inflation (<i>juin N / juin N-1</i>)	1,1%	3,6%	-0,7%	1,6%	2,1%	2,0%
Moyenne	1,2%	3,6%	2,7%	3,8%	2,2%	2,0%
<i>dont:</i>						
Bleu	1,1%	2,0%	1,9%	3,2%	1,7%	2,0%
Jaune	1,5%	6,0%	4,0%	4,5%	3,2%	2,0%
Vert	1,5%	8,0%	5,0%	5,5%	3,2%	2,0%
TaRTAM	1,5%	8,0%	0,0%	0,6%	n/a	n/a
Hausse moyenne TaRTAM compris	1,3%	4,1%	2,3%	3,4%	n/a	n/a
Tarif de cession aux ELD*	0,0%	8,0%	5,6%	10,0%	1,3%	2,3%

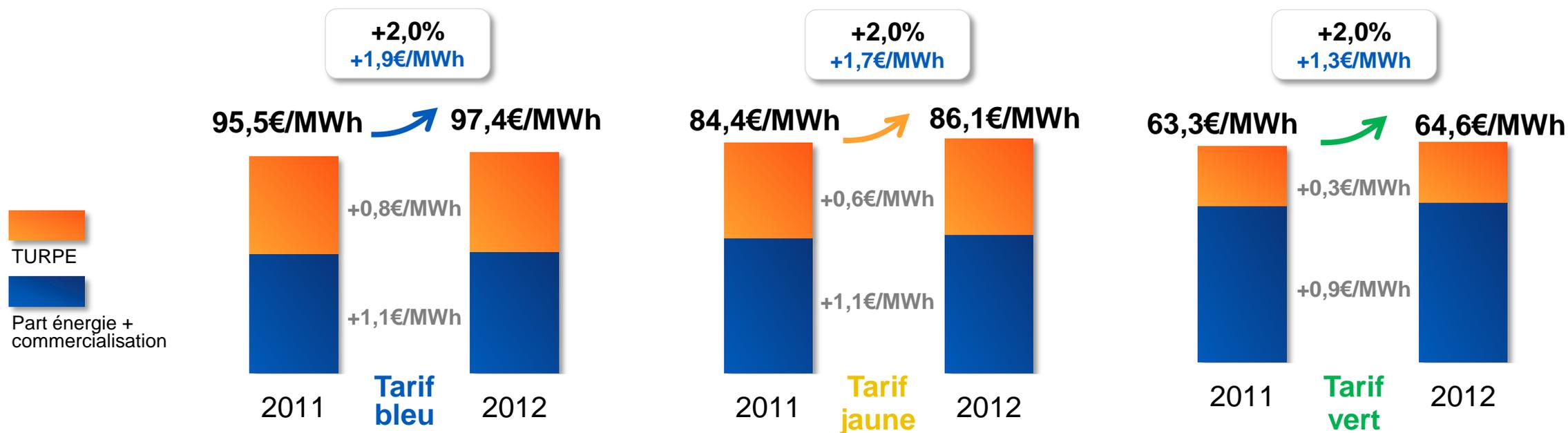
Source Insee

n/a = non applicable

* Entreprises Locales de Distribution

Hausse des tarifs régulés de vente en France en 2012

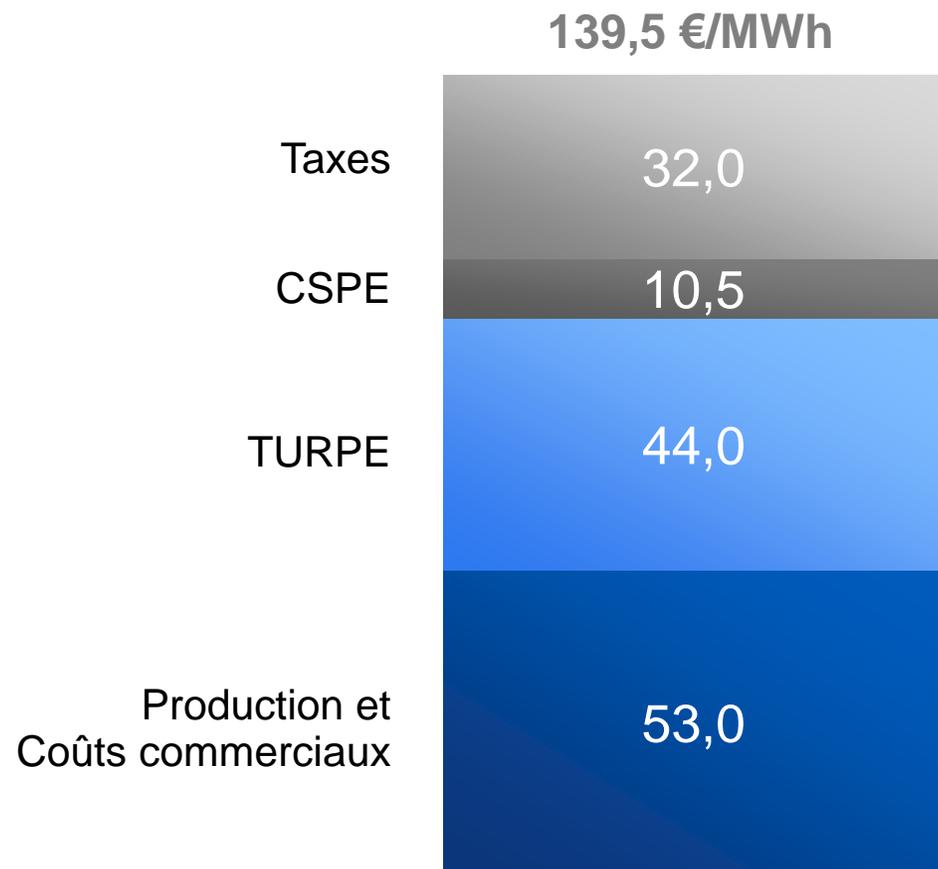
- Les hausses de tarif sont décidées une fois par an :
En 2012, les hausses suivantes ont été mises en œuvre au 23 juillet
 - 2,0 % pour les particuliers, professionnels et entreprises (tarifs bleu, jaune et vert)
 - Ces hausses comprennent l'augmentation des tarifs d'acheminement (TURPE) en vigueur au 1^{er} août 2012 : 1,80 % pour la distribution et 2,79 % pour le transport



Progression de la part énergie et commercialisation

Equation tarifaire

Composition de la facture moyenne TTC
Tarif bleu résidentiel (23 juillet 2012)



Volumes d'ARENH attribués aux concurrents

En TWh



- Volume total maximum de ventes d'EDF aux fournisseurs concurrents : 100TWh⁽²⁾
- Volumes attribués correspondant à environ 85% de la fourniture
- Option pour les mêmes volumes pour les 6 premiers mois de 2013
 - Modifiable par les concurrents jusqu'au 15 novembre 2012
- Augmentation du prix de l'ARENH au 1^{er} janvier 2013 sur décision du gouvernement

(1) Notification prévisionnelle

(2) Défini par la loi

2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

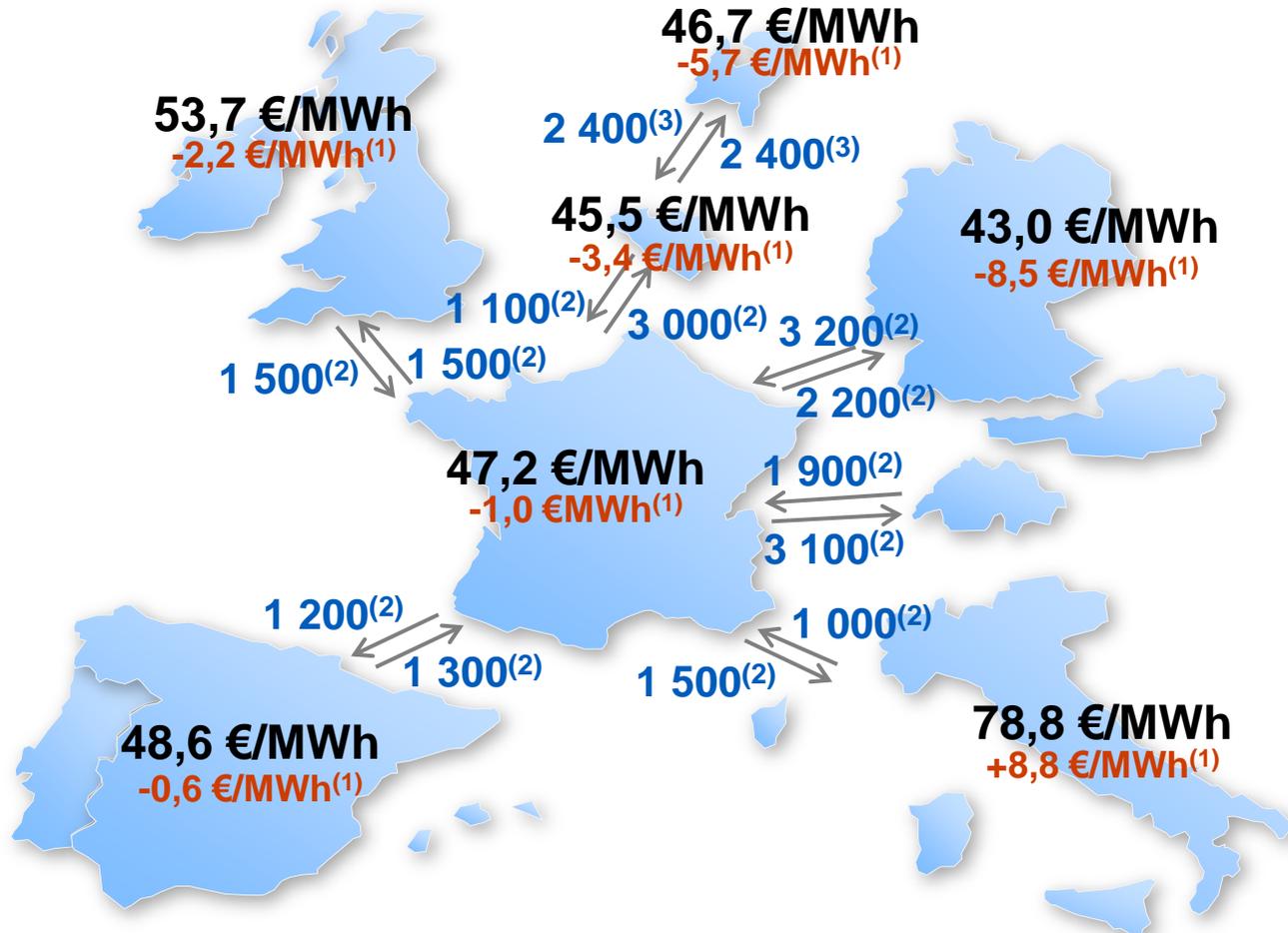
Annexes

Marchés



Un marché européen de l'énergie encore divisé en "plaques électriques" *moyenne des prix au T1-T3 2012*

Niveau de capacités commerciales disponibles



- Des zones de marché interconnectées mais avec des prix distincts du fait des limites physiques des interconnexions
- Prix: moyenne des prix spot (base T1-T3 2012) pour la France (Epex), l'Allemagne (Epex), le R-U (EDFT), l'Espagne (OMEL), les Pays-Bas (APX), la Belgique (Belpex) et l'Italie (Ipex)

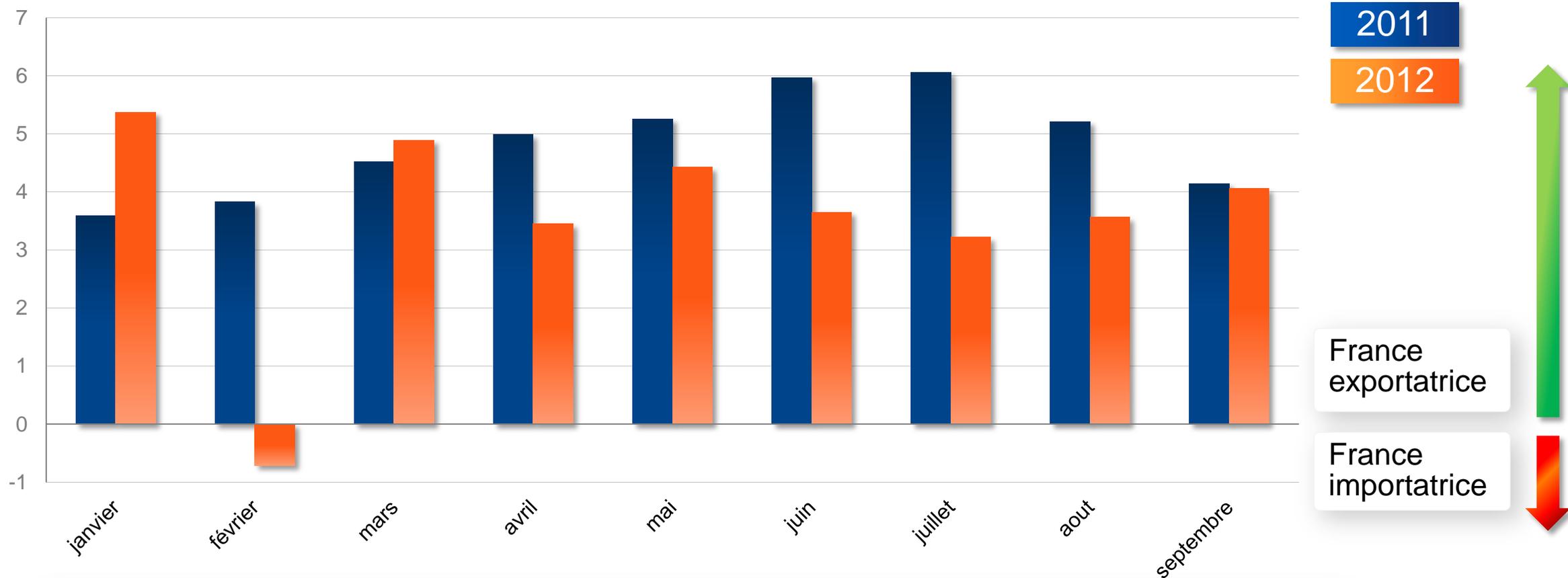
(1) Variation par rapport aux prix moyens des neuf premiers mois de 2011

(2) Capacités nettes totales annuelles calculées par RTE en décembre 2011 pour l'année 2012 exprimées en MW

(3) Source ENTSOE, en MW

Echanges transfrontaliers d'électricité, T1-T3 2012 vs. T1-T3 2011

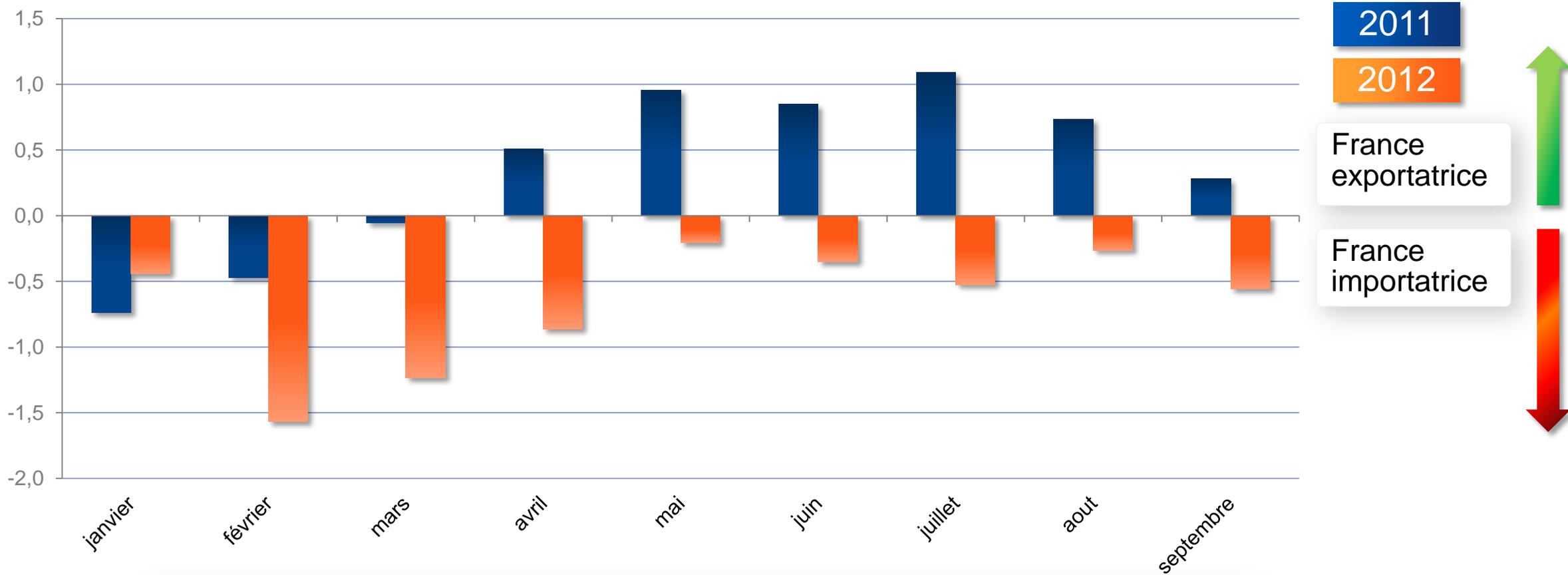
En TWh



Recul des exportations françaises, dû à la vague de froid de février et à une inversion du solde des échanges avec l'Allemagne

Echanges transfrontaliers d'électricité avec l'Allemagne, T1-T3 2012 vs. T1-T3 2011

En TWh



Hausse des importations liée à la baisse des prix en Allemagne, générée par plus une forte production d'électricité d'origine renouvelable

Echanges commerciaux aux frontières françaises sur 9 mois de 2011

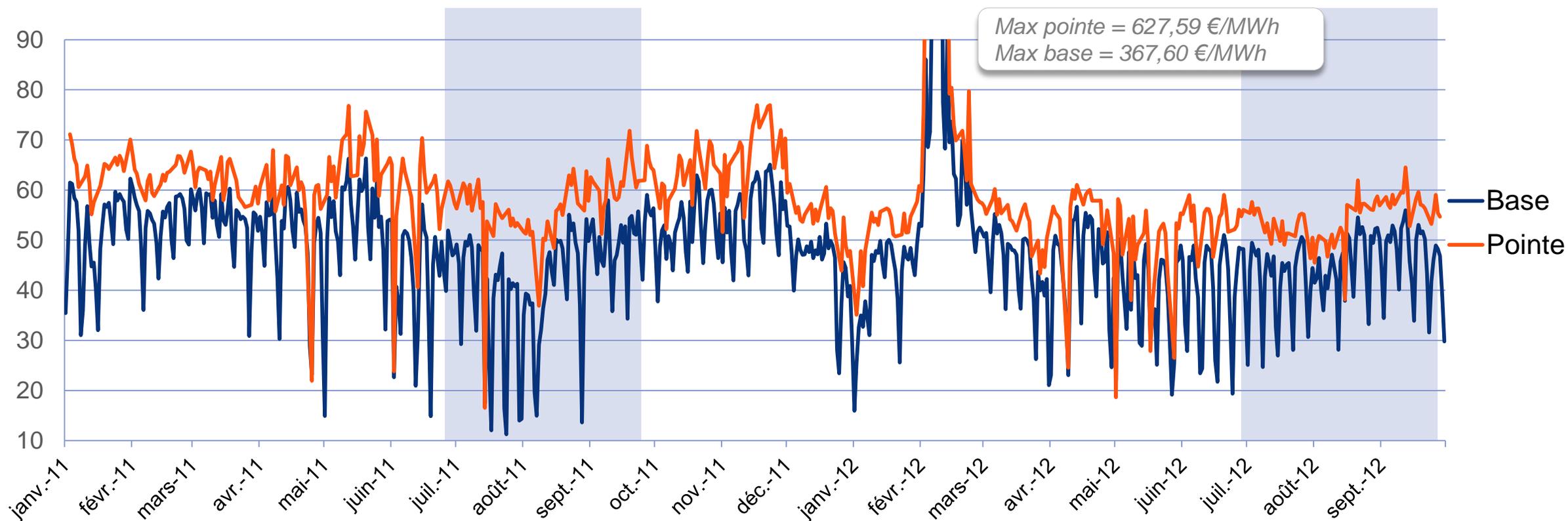
En TWh		2011									
		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Septembre	
Allemagne	Exportations	0,6	0,5	0,9	1,0	1,3	1,3	1,3	1,2	0,8	
	Importations	1,4	1,0	1,0	0,5	0,4	0,4	0,2	0,4	0,5	
	Solde commercial	-0,7	-0,5	-0,1	0,5	1,0	0,8	1,1	0,7	0,3	
Royaume-Uni	Exportations	0,9	0,7	0,7	0,6	0,5	0,6	0,7	0,7	0,4	
	Importations	0,4	0,4	0,3	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	
	Solde commercial	0,5	0,3	0,4	0,5	0,2	0,6	0,7	0,6	0,3	
Belgique	Exportations	0,8	0,7	0,9	0,7	0,6	0,9	0,8	0,5	0,6	
	Importations	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	
	Solde commercial	0,7	0,6	0,8	0,6	0,5	0,9	0,6	0,4	0,5	
Espagne	Exportations	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	0,5	
	Importations	0,4	0,2	0,5	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	
	Solde commercial	-0,2	-0,2	-0,4	-0,2	0,1	0,4	0,5	0,6	0,3	
Italie	Exportations	1,5	1,7	1,7	1,5	1,4	1,3	1,0	0,8	0,8	
	Importations	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solde commercial	1,4	1,6	1,5	1,5	1,3	1,3	1,0	0,8	0,8	
Suisse	Exportations	2,5	2,3	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
	Importations	0,5	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	
	Solde commercial	2,0	2,0	2,2	2,2	2,1	2,1	2,2	2,1	2,0	
Global	Exportations	6,5	6,0	6,8	6,3	6,3	6,8	6,6	6,0	5,2	Total T1 - T3 2011
	Importations	2,9	2,1	2,2	1,3	1,1	0,9	0,6	0,8	1,1	56,6
	Solde commercial	3,6	3,8	4,5	5,0	5,3	6,0	6,1	5,2	4,1	13,0
											43,6

Echanges commerciaux aux frontières françaises sur 9 mois de 2012

En TWh		2012									
		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Septembre	
Allemagne	Exportations	0,5	0,1	0,3	0,4	0,6	0,5	0,4	0,6	0,4	
	Importations	1,0	1,7	1,5	1,2	0,8	0,9	1,0	0,9	1,0	
	Solde commercial	-0,4	-1,6	-1,2	-0,9	-0,2	-0,4	-0,5	-0,3	-0,6	
Royaume-Uni	Exportations	1,0	0,3	0,6	0,6	0,7	0,5	0,8	1,1	1,1	
	Importations	0,1	1,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	
	Solde commercial	0,9	-0,8	0,6	0,5	0,7	0,4	0,8	0,9	1,0	
Belgique	Exportations	0,7	0,1	1,3	1,0	1,3	1,3	0,9	1,2	1,4	
	Importations	0,3	0,9	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
	Solde commercial	0,4	-0,9	1,2	0,8	1,3	1,3	0,8	1,1	1,3	
Espagne	Exportations	0,9	0,3	0,7	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3	
	Importations	0,2	0,6	0,3	0,4	0,3	0,1	0,1	0,2	0,3	
	Solde commercial	0,7	-0,3	0,3	0,0	0,3	0,5	0,5	0,3	0,1	
Italie	Exportations	1,6	1,5	1,7	1,3	1,3	1,2	0,8	0,6	0,8	
	Importations	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Solde commercial	1,6	1,2	1,7	1,3	1,3	1,2	0,8	0,6	0,8	
Suisse	Exportations	2,4	2,3	2,4	2,1	1,8	1,6	1,7	1,7	2,0	
	Importations	0,2	0,7	0,2	0,4	0,8	1,0	1,0	1,0	0,6	
	Solde commercial	2,2	1,6	2,2	1,7	1,1	0,6	0,8	0,8	1,4	
Global	Exportations	7,0	4,5	7,0	5,8	6,4	5,7	5,3	5,8	6,0	Total T1 - T3 2012
	Importations	1,7	5,2	2,2	2,3	2,0	2,0	2,1	2,3	2,0	53,6
	Solde commercial	5,4	-0,7	4,9	3,4	4,4	3,6	3,2	3,6	4,1	21,7
											31,9

Prix de marché spot France du 01/01/2011 au 30/09/2012

En €/MWh

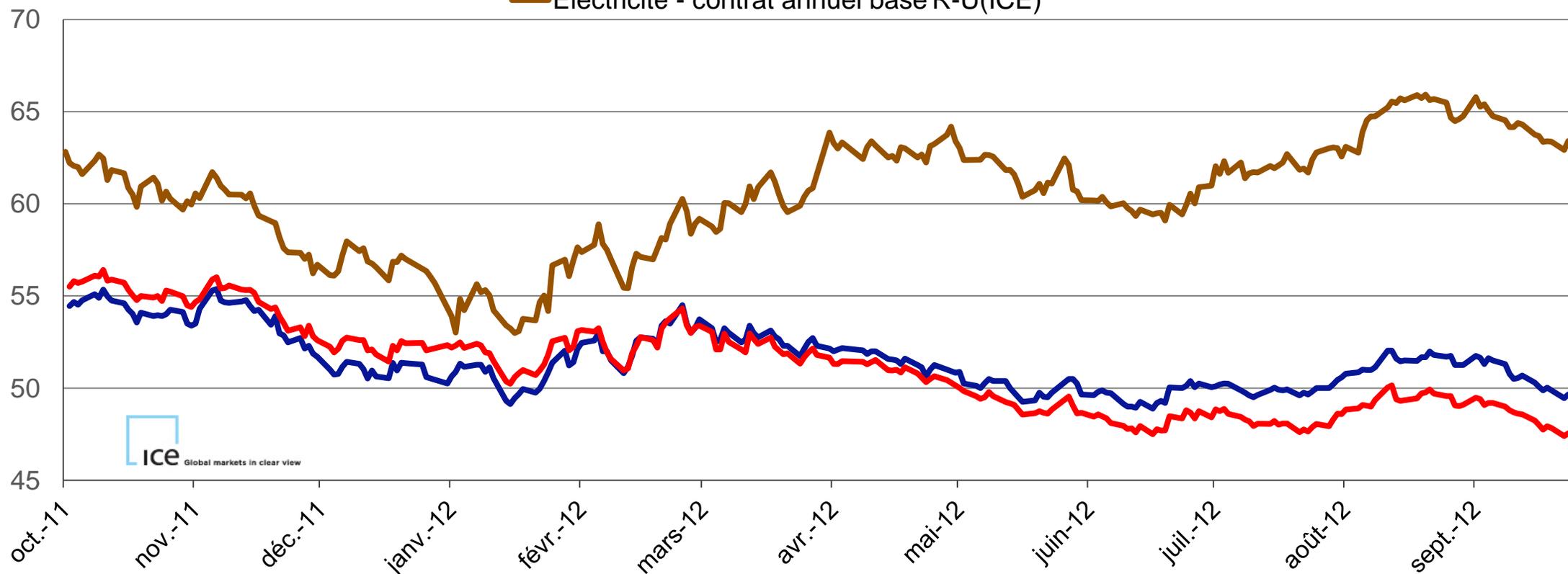


Recul des prix spot sur 2012 induit par la baisse des prix des combustibles fossiles et du CO₂ hors vague de froid en février

Prix à terme de l'électricité France, R-U et Allemagne (N+1) du 03/10/2011 au 28/09/2012

En €/MWh

- Electricité - contrat annuel base France (Powernext)
- Electricité - contrat annuel base Allemagne (EEX)
- Electricité - contrat annuel base R-U(ICE)

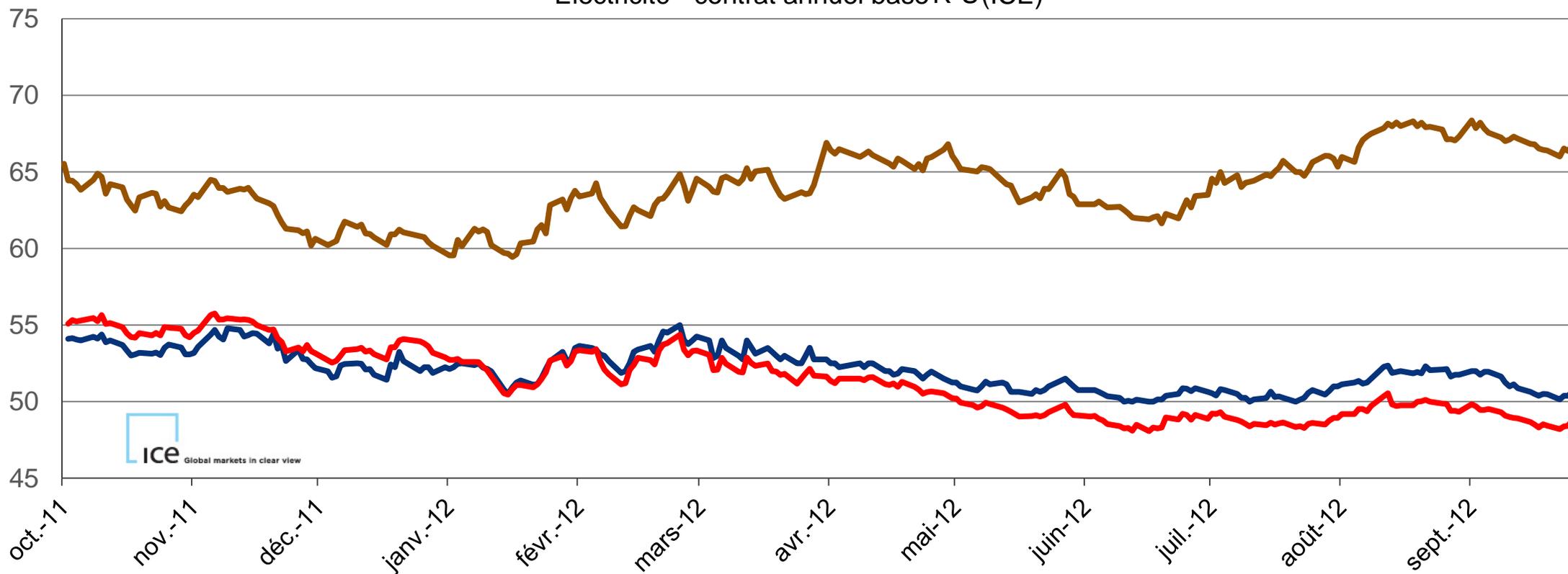


Ice Global markets in clear view

Prix à terme de l'électricité France, R-U et Allemagne (N+2) du 03/10/2011 au 28/09/2012

En €/MWh

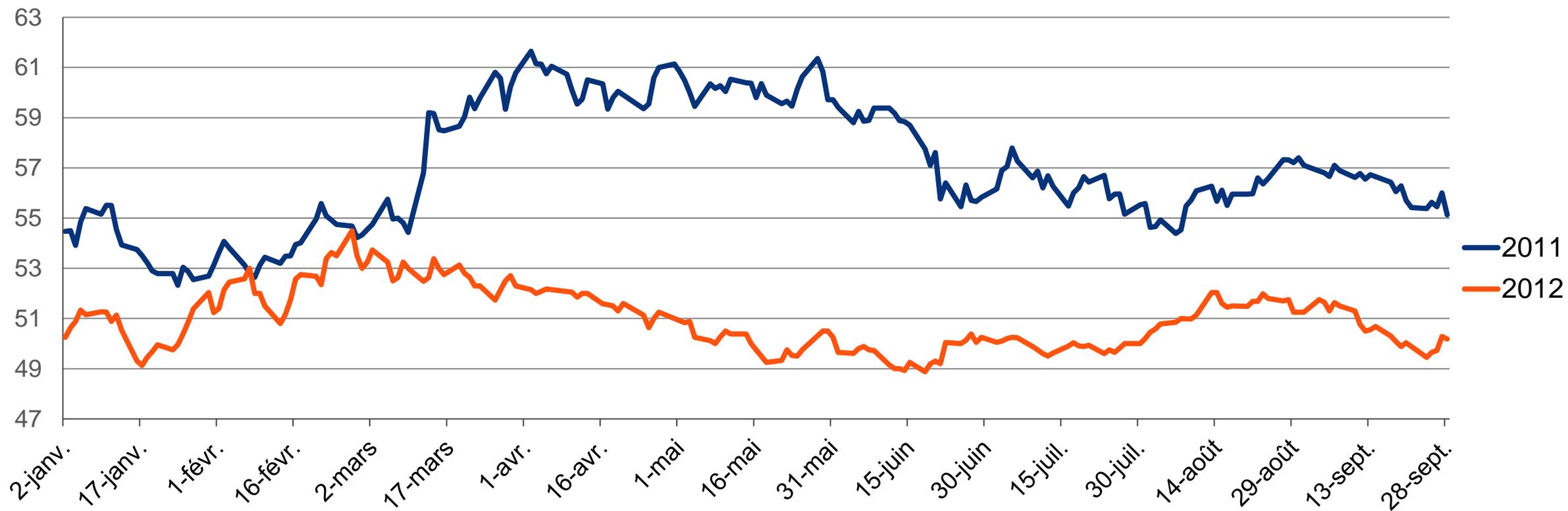
- Electricité - contrat annuel base France (Powernext)
- Electricité - contrat annuel base Allemagne (EEX)
- Electricité - contrat annuel base R-U(ICE)



ICE Global markets in clear view

Prix à terme de l'électricité (N+1) France, T1-T3 2012 vs. T1-T3 2011

En €/MWh



Recul des prix par rapport à 2011 reflétant la baisse des prix du charbon et des permis d'émissions de CO₂



Prix du Brent (N+1) en \$/bl du 03/10/2011 au 28/09/2012

En \$/bl



Forte volatilité des cours en 2012 marquée par :

- une baisse au printemps sur fond d'inquiétudes sur la demande mondiale
- une hausse à l'été liée aux tensions en Iran et à des maintenances en Mer du Nord

Prix du gaz NBP (N+1) du 03/10/2011 au 27/09/2012

En pence/therm



Demande sous les normales de saison ayant entraîné un recul du prix du gaz hors vague de froid de février

Prix du CO₂ (N+1) du 03/10/2011 au 28/09/2012

En €/t



Stabilité de bas prix dans un contexte d'offre excédentaire

Prix du charbon (N+1) du 03/10/2011 au 28/09/2012

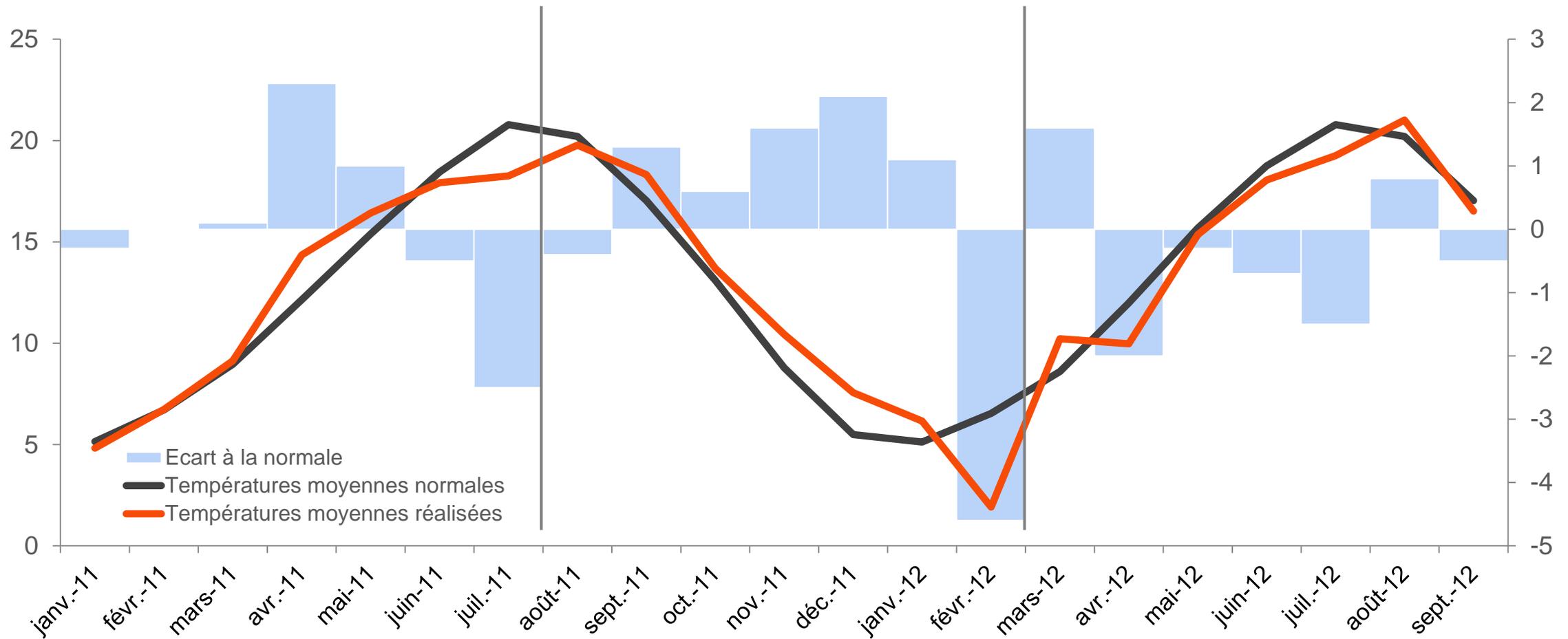
En \$/t



Equilibre offre-demande détendu : faible demande en Europe et niveau élevé d'importations bon marché

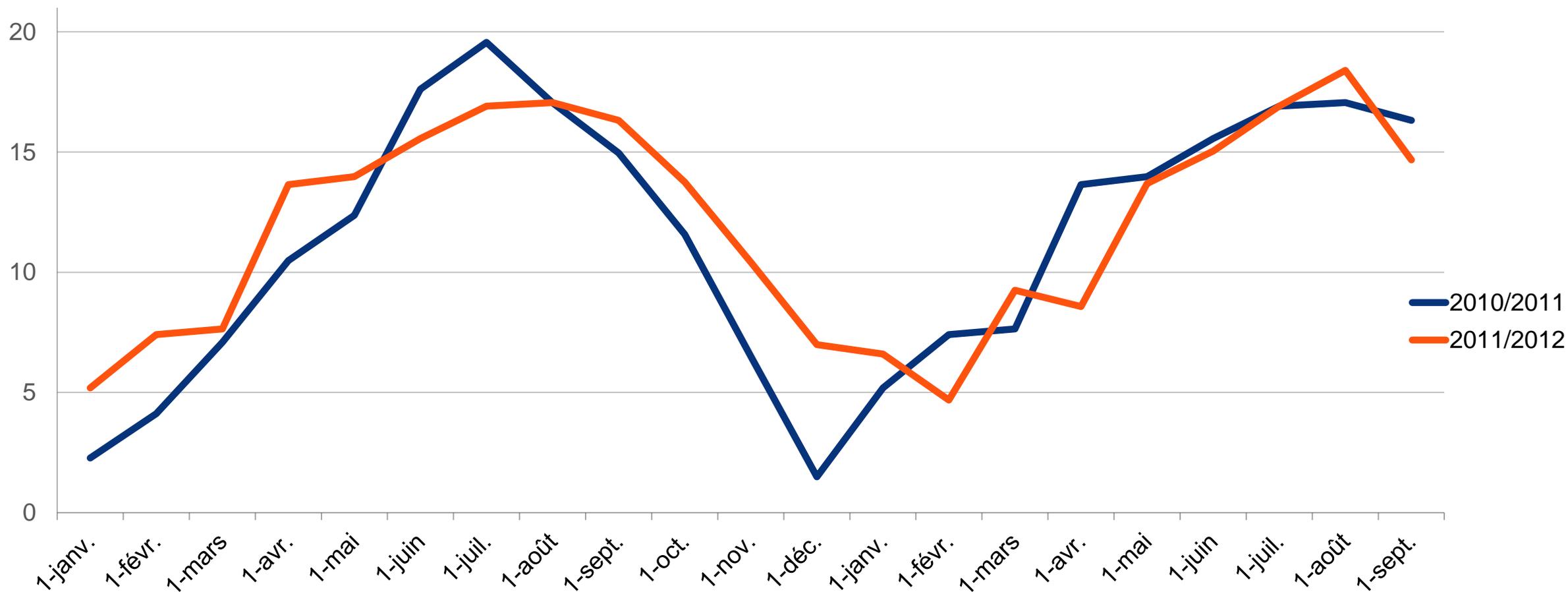
Températures mensuelles moyennes en France du 01/01/2011 au 30/09/2012 et écart à la normale

En C°



Températures mensuelles moyennes à Londres* du 01/01/2011 au 30/09/2012

En C°



Source: Météo France

* Représentatif des activités d'EDF Energy

2012

Troisième trimestre

Chiffre d'affaires et faits marquants



13 novembre 2012

