



# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

# 2015

## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*

# Avertissement

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

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

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

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 14 avril 2015 et dans le prospectus de base EMTN d'EDF daté du 1<sup>er</sup> juillet 2015 et complété le 22 septembre 2015 (consultables en ligne sur le site internet de l'AMF à l'adresse [www.amf-france.org](http://www.amf-france.org) ou celui d'EDF à l'adresse [www.edf.com](http://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

- Chiffre d'affaires consolidé P. 4
- Notations financières P. 7
- Stratégie et investissements P. 9
- Réglementation P.14
- EDF Énergies Nouvelles P.17
- France P.20
- International P.26
- Marchés P.31



# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

# 2015

## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*

Chiffre d'affaires consolidé

# Chiffre d'affaires 9M 2015 par segment

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL GROUPE	France	Royaume- Uni	Italie	Autre International	Autres activités
<b>Chiffre d'affaires 9M 2013 retraité IFRS 10&amp;11</b>	<b>52 116</b>	<b>29 095</b>	<b>6 991</b>	<b>9 366</b>	<b>4 497</b>	<b>2 167</b>
Change	363	-	389	-	(45)	19
Périmètre	505	(111) <sup>(1)</sup>	(5)	50	-	571
Croissance organique	(653)	139	(57)	(224)	(494)	(17)
<b>Chiffre d'affaires 9M 2014 publié</b>	<b>52 331</b>	<b>29 123</b>	<b>7 318</b>	<b>9 192</b>	<b>3 958</b>	<b>2 740</b>
Impact IFRIC 21	-	-	-	-	-	-
<b>Chiffre d'affaires 9M 2014 retraité</b>	<b>52 331</b>	<b>29 123</b>	<b>7 318</b>	<b>9 192</b>	<b>3 958</b>	<b>2 740</b>
Change	921	-	816	(1)	19	87
Périmètre	1 642	(176) <sup>(1)</sup>	-	7	48	1 763
Croissance organique	(1 119)	(249)	(381)	(607)	60	58
<b>Chiffre d'affaires 9M 2015</b>	<b>53 775</b>	<b>28 698</b>	<b>7 753</b>	<b>8 591</b>	<b>4 085</b>	<b>4 648</b>

# Croissance organique du chiffre d'affaires du Groupe par segment

<i>En millions d'euros</i>	<b>9M 2014</b>	<b>9M 2015</b>	<b>Δ% Org.<sup>(1)</sup></b>
France	29 123	28 698	-0,9 %
<i>France hors rattrapage tarifaire 2012<sup>(2)</sup></i>	28 215	28 698	+2,3 %
Royaume-Uni	7 318	7 753	-5,2 %
Italie	9 192	8 591	-6,6 %
Autre International	3 958	4 085	+1,5 %
Autres activités	2 740	4 648	+2,1 %
<i>Autres activités hors rattrapage tarifaire 2012<sup>(2)</sup></i>	2 727	4 648	+2,6 %
<b>Total Groupe</b>	<b>52 331</b>	<b>53 775</b>	<b>-2,1 %</b>
<b><i>Total Groupe hors rattrapage tarifaire<sup>(2)</sup></i></b>	<b>51 410</b>	<b>53 775</b>	<b>-0,4 %</b>



# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

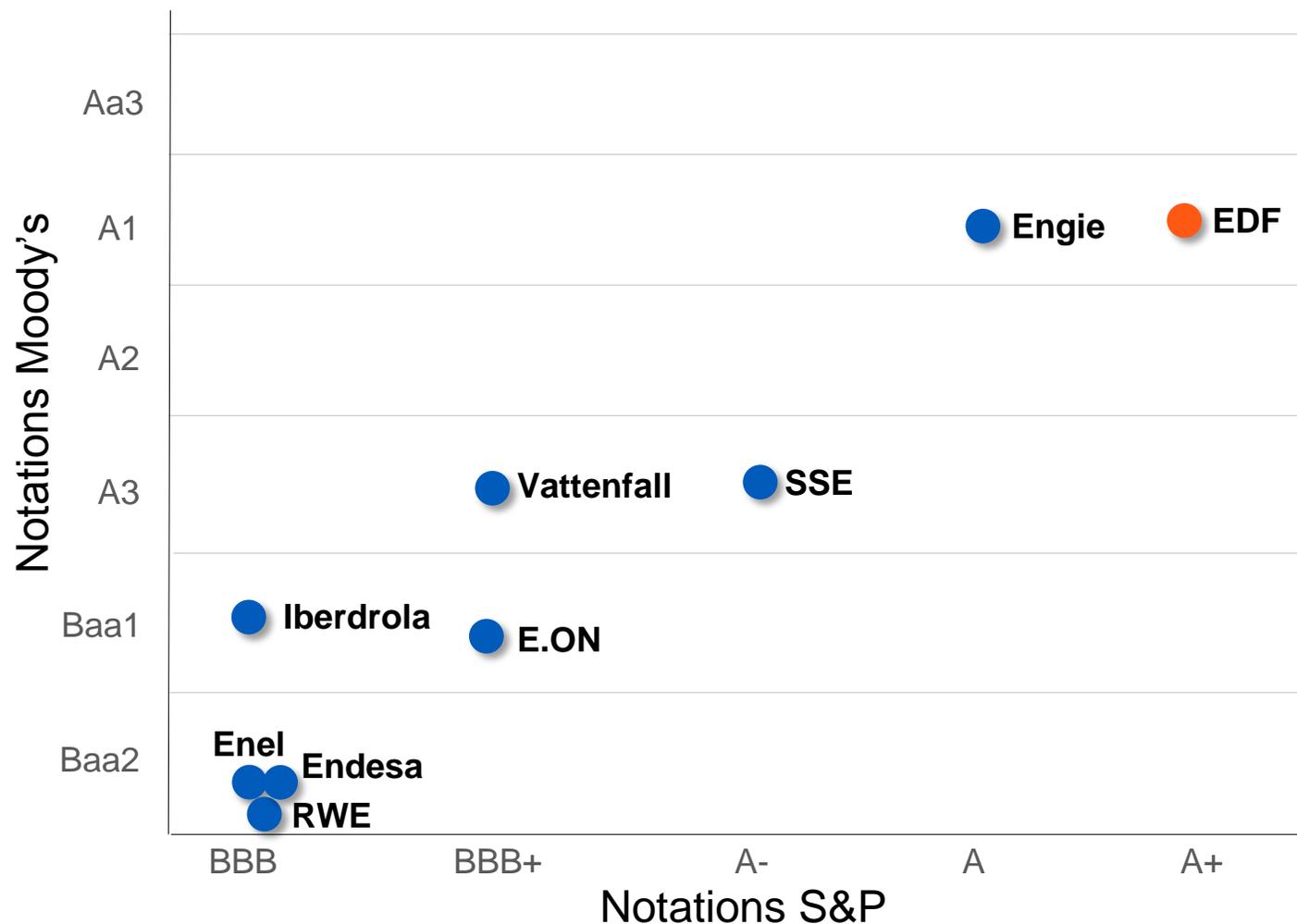
# 2015

## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*

Notations financières

# Notations financières comparées



	Notations S&P	Notations Moody's	Notations Fitch
<b>EDF</b>	A+ négatif	A1 négatif	A stable <sup>(1)</sup>
<b>Engie</b>	A stable	A1 négatif	nc
<b>E.ON</b>	BBB+ stable	Baa1 négatif	BBB+ stable
<b>Enel</b>	BBB positif	Baa2 stable	BBB+ stable
<b>Iberdrola</b>	BBB positif	Baa1 stable	BBB+ stable
<b>SSE</b>	A- négatif	A3 négatif	BBB+ stable
<b>RWE</b>	BBB négatif	Baa2 négatif	BBB+ négatif
<b>Endesa</b>	BBB positif	Baa2 stable	BBB+ stable
<b>Vattenfall</b>	BBB+ négatif	A3 négatif	A- négatif

nc : non communiqué



# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

# 2015

## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*

Stratégie et investissements

# Électricité nette produite

En TWh

**9M 2014<sup>(1)</sup>**

**9M 2015**

Nucléaire

353,8 77 %

354,7 77 %

Charbon-fioul

32,1 7 %

30,0 6 %

CCG

25,3 5 %

30,1 7 %

Hydro

40,8 9 %

35,1 8 %

Autres ENR

9,3 2 %

10,1 2 %

**Groupe**

**461,3 100 %**

**460,0 100 %**

# Emissions de CO<sub>2</sub>

## Emissions nettes par segment

	En kt				En g/kWh			
	9M 2014 <sup>(1)</sup>		9M 2015		9M 2014 <sup>(1)(2)</sup>		9M 2015	
France	6 159	14 %	6 028	14 %	18		17	
Royaume-Uni	14 396	33 %	13 742	31 %	230		220	
Italie	4 507	11 %	5 366	12 %	316		338	
Autre International	16 629	39 %	15 059	34 %	577		551	
Autres activités	1 381	3 %	4 164	9 %	173		327	
<b>Groupe</b>	<b>43 072</b>	<b>100 %</b>	<b>44 359</b>	<b>100 %</b>	<b>93</b>		<b>95</b>	

Engagement # 2 d'industriel responsable : émissions de CO<sub>2</sub> du groupe EDF ≤ 150 g/kWh

# Avancement du projet Hinkley Point C

## ■ Annonces du 21 octobre 2015

- EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un Accord Stratégique d'Investissement conduisant au co-investissement dans la construction de deux réacteurs à Hinkley Point C ; la participation d'EDF sera de 66,5% et celle de CGN de 33,5%. L'accord inclut un large partenariat au Royaume-Uni afin de développer des centrales nucléaires à Sizewell et à Bradwell
- Les contrats avec les quatre principaux fournisseurs d'Hinkley Point C sont finalisés
- Les contrats entre le gouvernement britannique et EDF sont finalisés. Le contrat de transfert des déchets a été approuvé par la Commission européenne le 9 octobre 2015
- EDF sera le responsable du design et de l'ingénierie de la centrale d'Hinkley Point C
- Le coût total de construction à la mise en service est estimé à 18 milliards de livres en coût courant (les coûts de construction sont stables en monnaie constante depuis l'annonce d'octobre 2013)
- La mise en service d'Hinkley Point C est prévue en 2025
- Le projet bénéficiera également d'une garantie initiale du gouvernement de 2 Mds£ comme annoncé par le ministre des Finances britannique en septembre 2015

## ■ Prochaines étapes avant la décision finale d'investissement

- Finalisation de la version intégrale de la documentation contractuelle avec CGN
- Finalisation par EDF de son plan de financement
- Approbation par les conseils d'EDF et de CGN
- Autorisation des autorités de la concurrence au titre du contrôle des concentrations et d'autres autorités gouvernementales en Chine et en Europe



# Terminal méthanier de Dunkerque

- EDF, via Dunkerque LNG (65 % EDF, 25 % Fluxys, 10 % Total) construit un terminal méthanier d'importation de Gaz Naturel Liquéfié (GNL)
  - 1<sup>er</sup> bateau de GNL reporté à janvier 2016 et mise en gaz à partir de cette date, pour des premières opérations commerciales possibles à partir de mars/avril 2016
  - Capacité de 13 Gm<sup>3</sup>/an (20 % des capacités d'importation en France et Belgique), dont 8 Gm<sup>3</sup> souscrits par EDF et 2 Gm<sup>3</sup> par TOTAL, ce qui en fait le plus important terminal en Europe continentale
  - Double raccordement vers les marchés gaziers français et belge – cas unique en Europe – augmentant la liquidité à l'aval
- **Avancée du chantier : 95 % - en ligne avec le budget**
  - Montage des principaux équipements réalisé et début des essais hors gaz par les contractants
  - Tunnel creusé, raccordé au CNPE de Gravelines et mis en eau
  - Réservoirs finalisés et en cours de connexion
  - Connexions réalisées aux réseaux électrique (RTE) et gazier (GRTgaz)





# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

# 2015

## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*

Règlementation

# Certification des moyens de production d'EDF et organisation du marché de certificats de capacité

## Certification par RTE des moyens de production pour l'année de livraison 2017

- EDF a obtenu la certification de 83,2 GW de capacité totale pour l'année 2017
  - Dont 59,8 GW de capacité nucléaire
- Certification en cours pour 2018 et 2019
- Estimation à venir du niveau de certification des capacités sous obligation d'achat (OA) EDF
  - Seront vendues sur le marché pour le compte de la CSPE (échéance de certification des OA : 01/12/2015)
- La certification des effacements se fera en 2016
  - Échéance : 31/10/2016 (règles en cours de définition)

## Marché organisé EPEX

- Produit 2017 : 1<sup>ère</sup> enchère prévue en février 2016, cinq autres prévues sur 2016
  - Prix de référence 2017 utilisé par la CRE : moyenne arithmétique du prix des enchères 2016 (prix fixé fin 2016)
- Produit 2018 : 4 enchères prévues en 2016

# Mise en œuvre de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014 sur les modalités de gestion de l'obligation d'achat (OA) en métropole continentale et sur les principes de calcul du coût évité

**Rappel : depuis longtemps, EDF exerce une mission de service public d'acheteur obligé**

- De l'électricité produite par les filières bénéficiant d'un mécanisme de soutien (éolien, PV, cogénération, etc.)
- Sur son territoire de desserte historique (géré par les réseaux RTE et ERDF)
- EDF est compensé du surcoût de ces achats par rapport à la valeur marché de cette énergie

**Prise en compte dans le calcul de la compensation d'EDF du coût de l'imprévisibilité des OA...**

- Un coût de l'imprévisibilité croissant avec le développement des volumes couverts
- La création au 01/07/2015 d'un périmètre d'équilibre dédié aux OA d'EDF permet d'objectiver ce coût d'imprévisibilité

**...accompagnée par une mise en vente de cette électricité issue des OA d'EDF**

- Sur le marché EPEX Spot, pour les volumes aléatoires / non-prévisibles à long terme
  - Prévu à partir de novembre 2015
- Sur le marché à terme par appel d'offres, pour les volumes quasi-certains
  - Prévu à partir de début 2016



# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

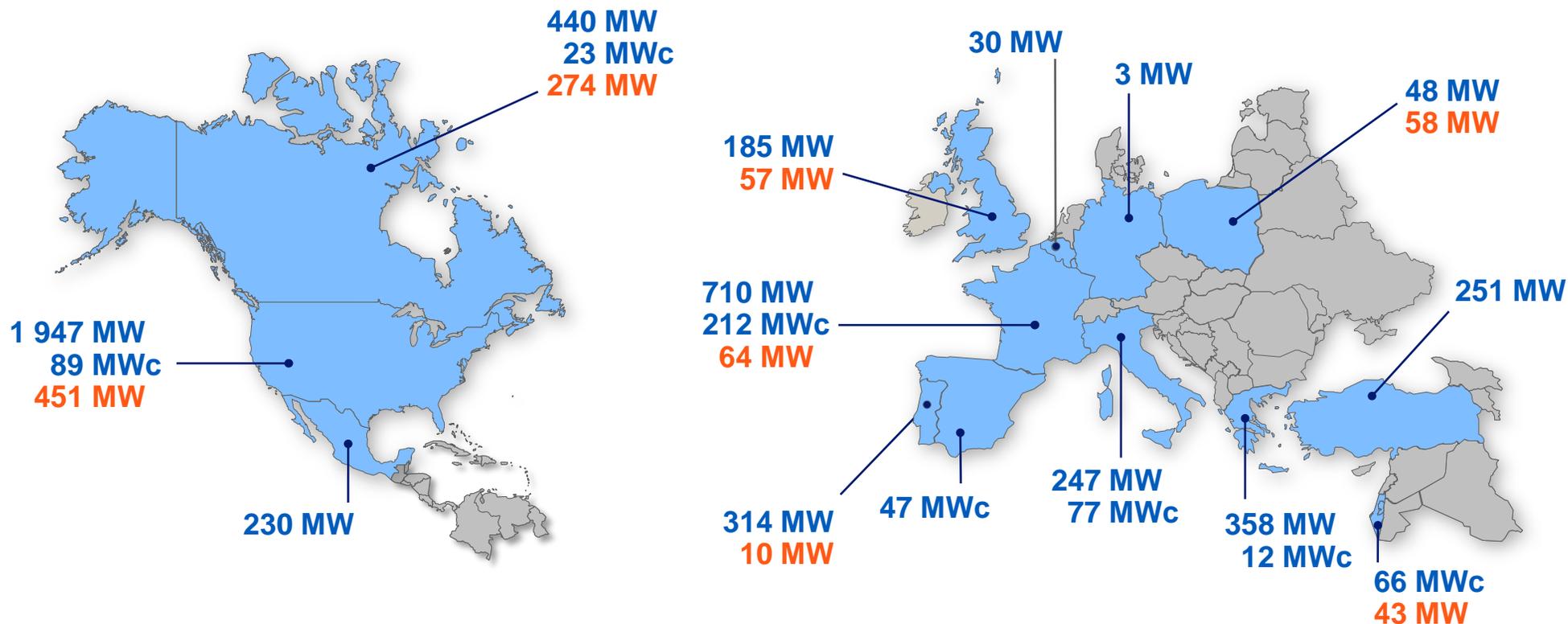
# 2015

## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*

EDF Énergies Nouvelles

# EDF EN : capacité nette installée au 30 septembre 2015



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

Capacité installée :  
 Capacité en construction :  
**Total :**

**Brute**

8 363 MW  
 1 242 MW  
**9 605 MW**

**Nette**

5 564 MW<sup>(1)</sup>  
 1 079 MW<sup>(2)</sup>  
**6 643 MW**

**Autres filières**

**En exploitation 190 MW**  
**En construction 39 MW**

Source : EDF EN

(1) Dont 47 MWc nets en Inde et 39 MW en Afrique du Sud

(2) Dont 11 MW nets en Afrique du Sud et 73 MWc nets au Chili

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

# EDF EN : capacité installée et en construction, par filière, au 30 septembre 2015

En MW	Brute <sup>(1)</sup>		Nette <sup>(2)</sup>	
	au 31/12/2014	au 30/09/2015	au 31/12/2014	au 30/09/2015
Eolien	6 554	7 232	4 388	4 801
Solaire	727	918	516	573
Hydro	77	77	74	74
Biogaz	78	51	73	51
Biomasse	62	66	54	58
Cogénération	19	19	7	7
<b>Capacité installée totale</b>	<b>7 517</b>	<b>8 363</b>	<b>5 112</b>	<b>5 564</b>
Eolien en construction	1 735	1 006	1 635	923
Solaire en construction	450	197	231	117
Autres en construction	19	39	19	39
<b>Capacité totale en construction</b>	<b>2 204</b>	<b>1 242</b>	<b>1 885</b>	<b>1 079</b>



# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

# 2015

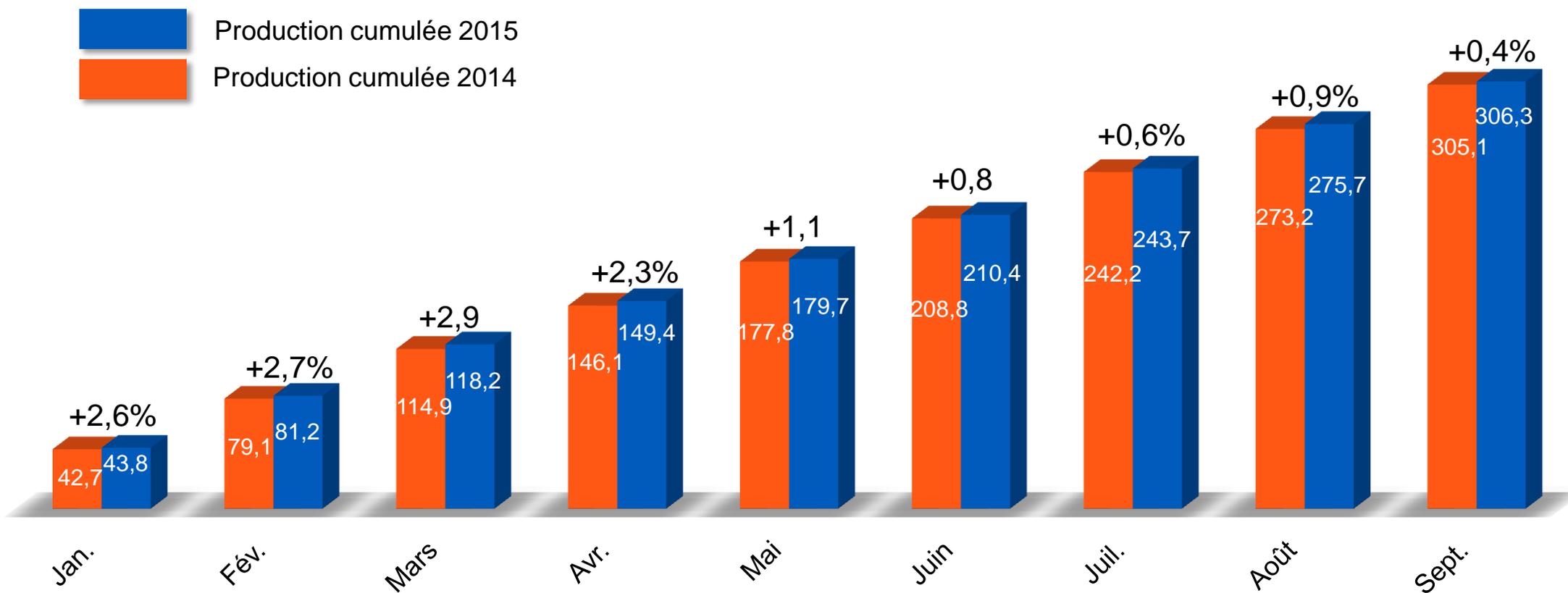
## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*

France

# Production nucléaire France mensuelle

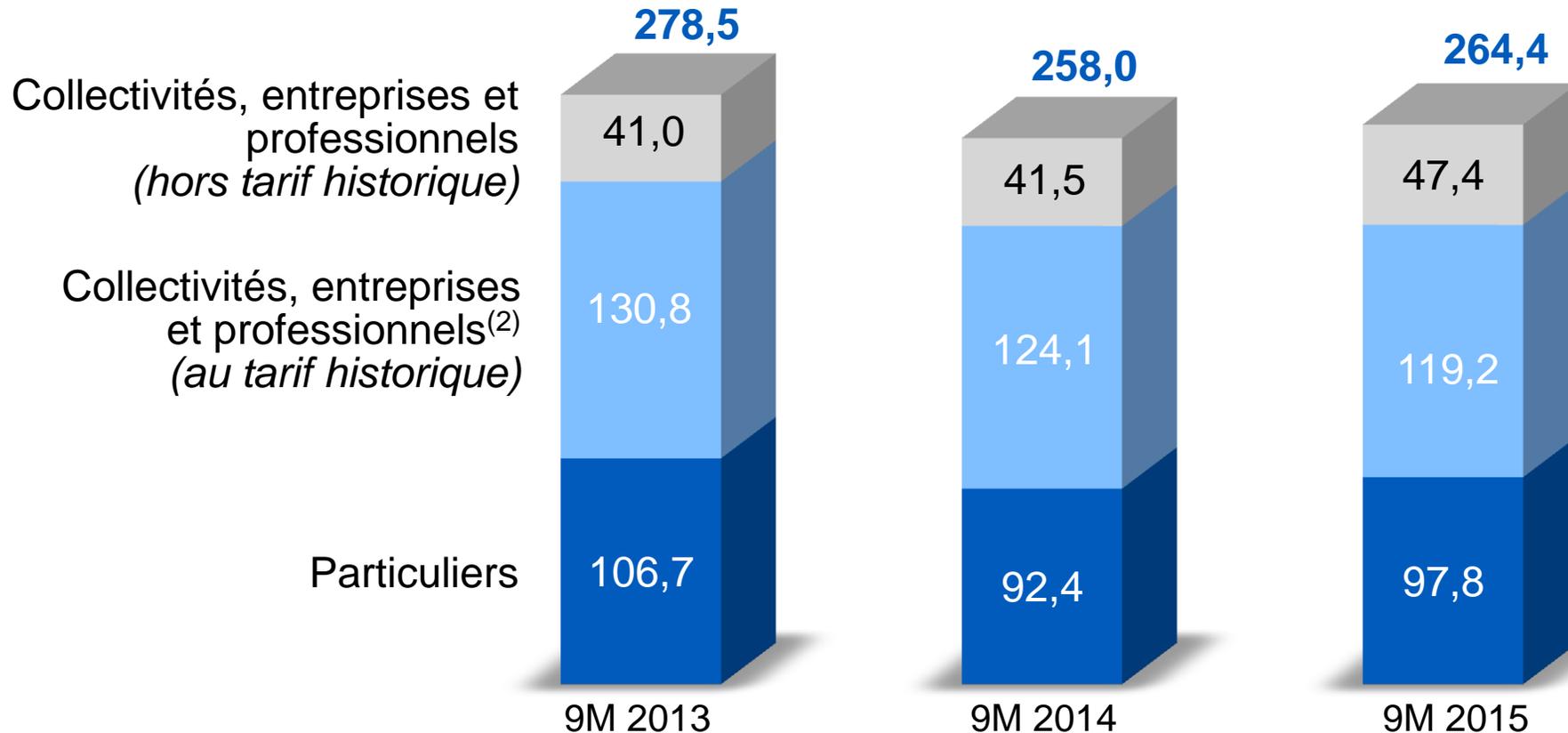
En TWh



# L'activité électricité d'EDF en France

En TWh

Ventes aux clients finals<sup>(1)</sup>

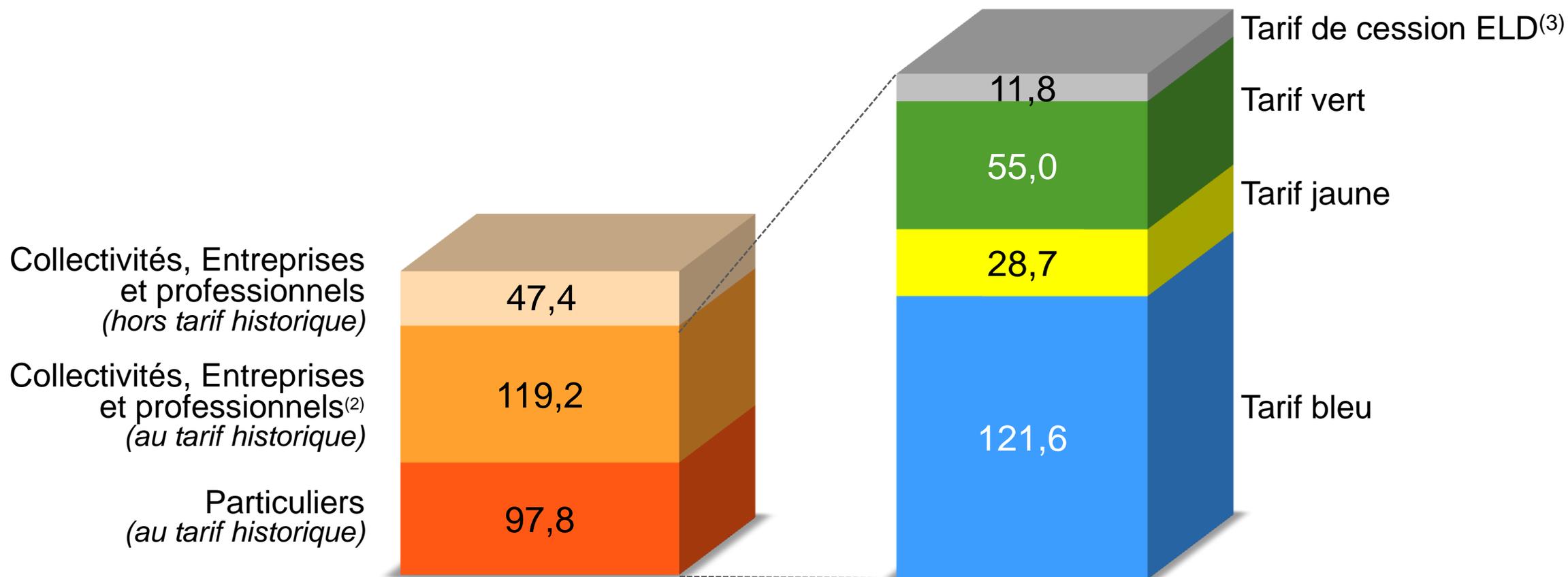


Hausse des volumes vendus aux particuliers par rapport à 2014, principalement liée à un effet climat plus favorable

# L'activité électricité d'EDF en France – répartition des tarifs historiques par couleur

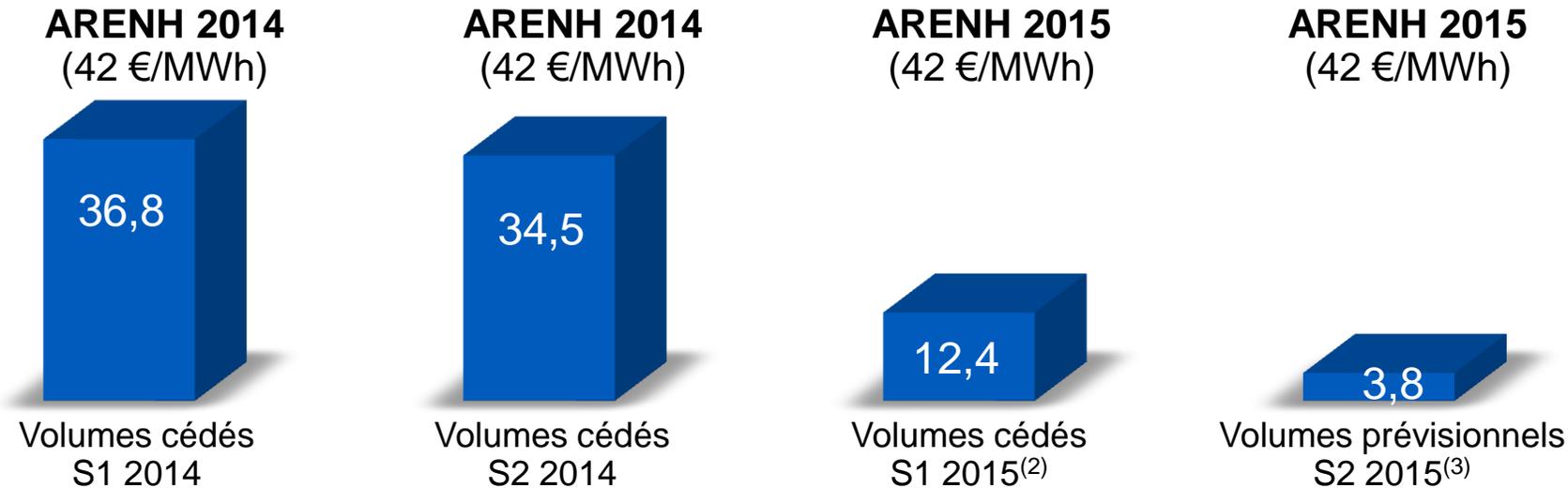
Ventes aux clients finals pour 9M 2015<sup>(1)</sup>

En TWh



# Volumes d'ARENH cédés aux fournisseurs alternatifs

En TWh



- Volumes cédés en 2014 : 71,3 TWh (dont 11,9 TWh au titre des pertes)<sup>(1)</sup>
- Volumes cédés au 1<sup>er</sup> semestre 2015 : 12,4 TWh<sup>(2)</sup>
  - Volumes impactés par le choix des concurrents de s'approvisionner davantage sur les marchés, compte tenu des prix de marché inférieurs à celui de l'ARENH
- Volumes prévisionnels pour le 2<sup>ème</sup> semestre 2015 : 3,8 TWh<sup>(3)</sup>

(1) Le volume total maximum de ventes d'EDF aux fournisseurs alternatifs (hors pertes réseaux) est de 100 TWh/an (défini par la loi)

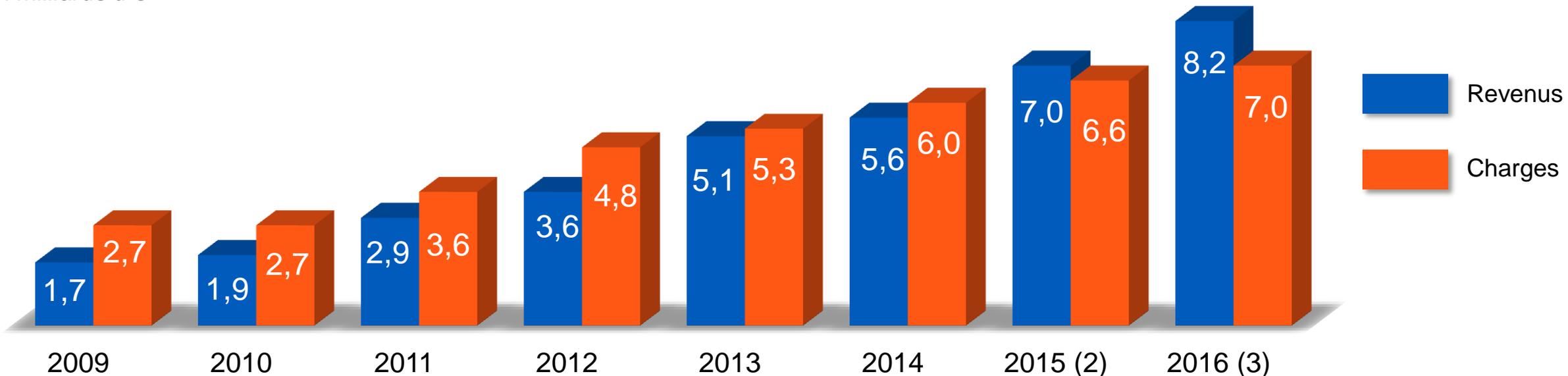
(2) La CRE a notifié à EDF le volume global à céder aux fournisseurs alternatifs sur S1 2015 au titre de leur demande d'ARENH pour le guichet 9 en date du 2 juin 2015

(3) Révision de la demande ARENH prévisionnelle du deuxième semestre 2015 : suite à la résiliation des accords cadres d'un fournisseur alternatif, cette demande a été révisée à 3,8 TWh, donc à la baisse de 0,1 TWh par rapport à la souscription du guichet de juin 2015

Source : CRE

# CSPE<sup>(1)</sup> : excédent prévu à partir de 2015

En milliards d'€



- Déficit de compensation cumulé à fin 2014 : 5,8 Mds€, avec un remboursement des déficits à partir de 2015
- Niveau actuel de la CSPE : **19,5 €/MWh** depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015
- Niveau proposé par la CRE au 1<sup>er</sup> janvier 2016 : 27,05 €/MWh - si la CSPE pour l'année 2016 n'est pas fixée par arrêté ministériel avant le 31 décembre 2015, le niveau de **22,5 €/MWh** entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2016, soit une hausse de +3 €/MWh vs 2015



# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

# 2015

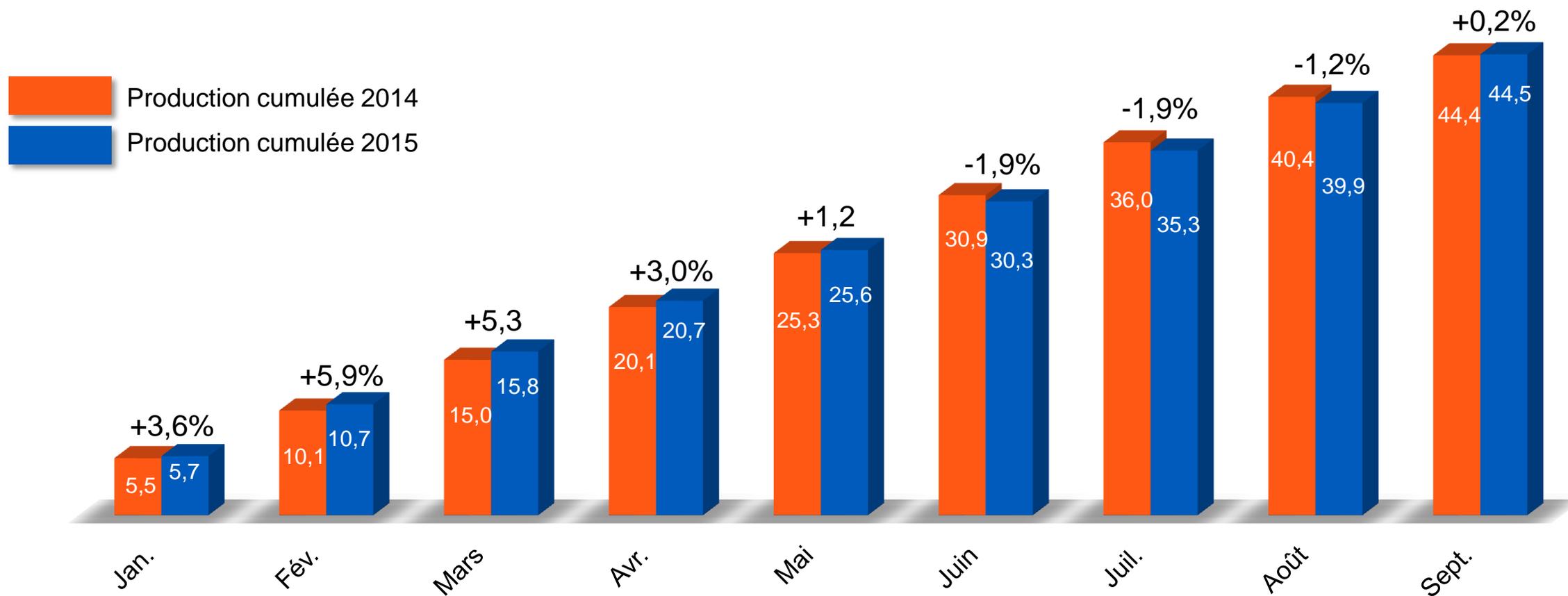
## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*

International

# Royaume-Uni : production nucléaire mensuelle

En TWh



# Royaume-Uni : bilan électrique

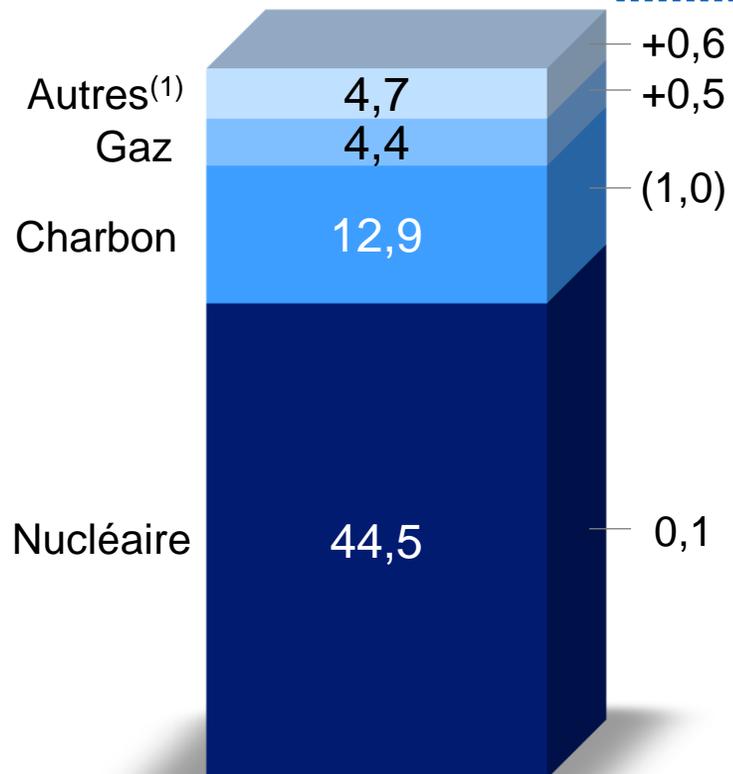
En TWh

Δ 9M 2015  
vs 9M 2014

## Production / Achats

66,5

+0,3

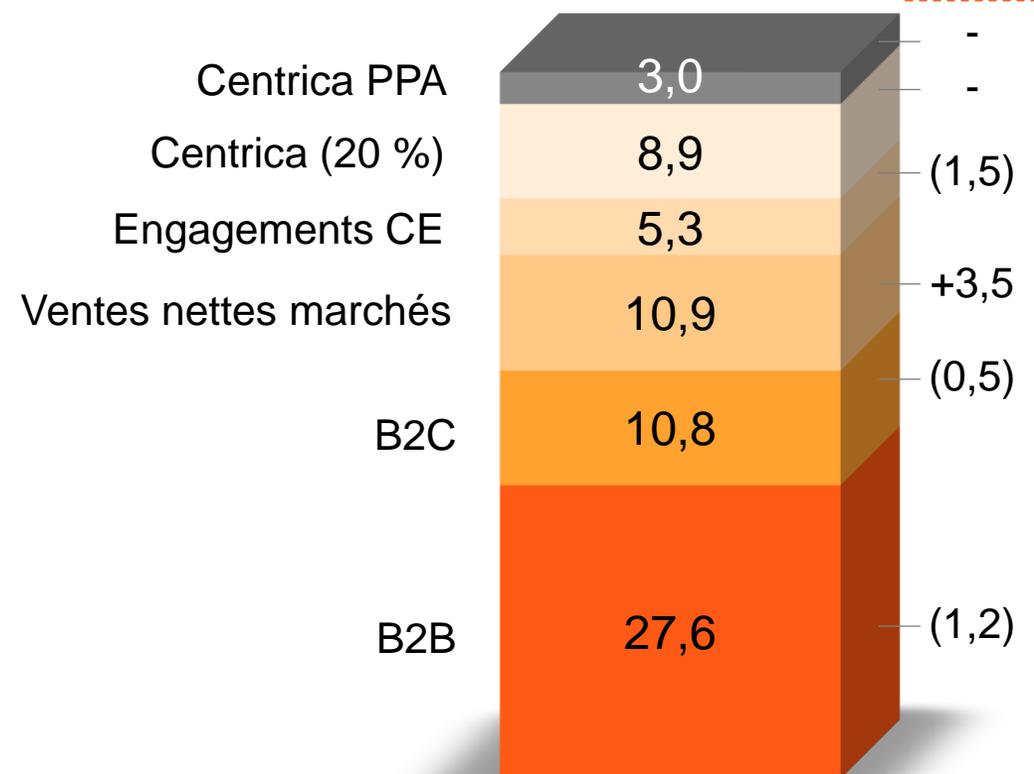


Δ 9M 2015  
vs 9M 2014

## Ventes

66,5

+0,3



# Royaume-Uni : enquête de la CMA(1) sur le marché de l'énergie

26 juin 2014	L'Ofgem <sup>(2)</sup> dépose une requête auprès de la CMA pour réaliser une enquête sur « la fourniture et l'achat d'énergie en Grande Bretagne »
7 – 10 juillet 2015	Publication par la CMA de ses conclusions provisoires et de ses propositions de solutions envisagées telles qu'identifiées au cours de son enquête préliminaire
28 juillet 2015	Exposé de la position d'EDF Energy lors d'une audience orale avec le Comité CMA
5 août 2015	Soumission des réponses écrites aux deux documents par EDF Energy
21 sept. 2015	Annonce par la CMA d'une prolongation de 6 mois dans son enquête statutaire, du 25/12/2015 au 25/06/2016
Janvier 2016	Publication par la CMA d'un document de décision provisoire, comprenant les solutions qu'elle suggère de mettre en place
25 juin 2016	Finalisation de l'enquête statutaire

## Conclusions provisoires

- Listent les éléments que la CMA considère provisoirement comme ayant des impacts négatifs sur la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité (la CMA en relève 9)
- Concluent de manière provisoire de l'absence d'effet négatif significatif relatif à la production, à la mise en commun des ressources de production et de fourniture (intégration verticale) ou à l'efficacité des marchés de gros de l'électricité et du gaz
- La « faible réponse client », à la fois des clients résidentiels et des très petites entreprises, offre aux fournisseurs une force concurrentielle vis-à-vis de leurs clients inactifs, qu'ils peuvent exploiter par le biais de politiques de prix

## Propositions de solutions envisagées

- Indiquent les mesures potentielles que la CMA pourrait prendre pour « corriger, atténuer ou prévenir » les impacts négatifs sur la concurrence identifiés provisoirement, ou « tout impact négatif pour les clients qui en découlerait »
  - La CMA cherche à recueillir des avis sur 18 solutions envisagées, dont la plupart restent générales à ce stade
- Les solutions envisagées se concentrent en majorité sur la commercialisation et le cadre réglementaire, et en particulier sur des mesures permettant d'améliorer l'implication des clients

# Edison : bilans électrique et gazier

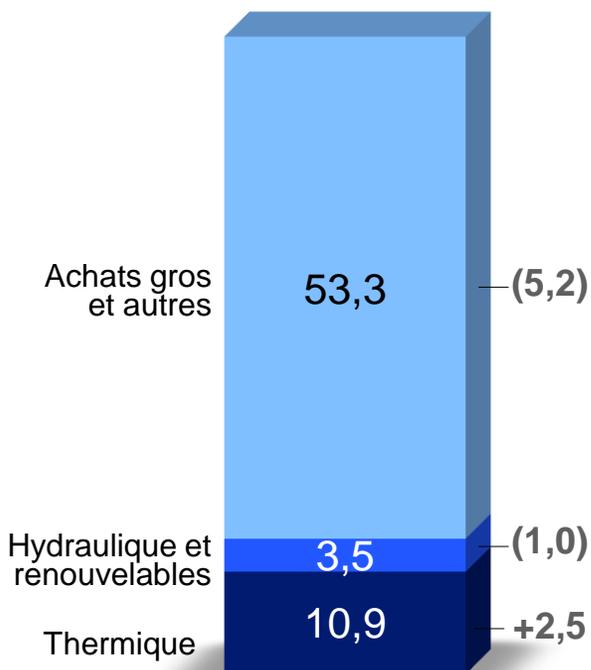
En TWh

## Electricité<sup>(1)</sup>

Δ 9M 2015  
vs 9M 2014

**Production / Achats** 67,7

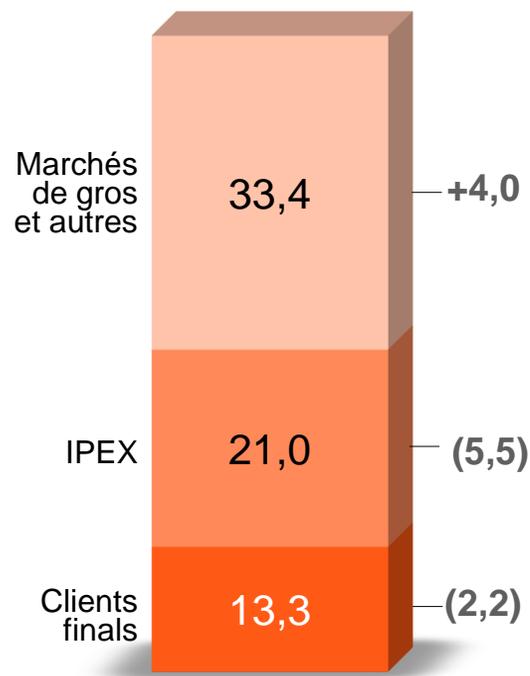
(3,7)



Δ 9M 2015  
vs 9M 2014

**Ventes** 67,7

(3,7)

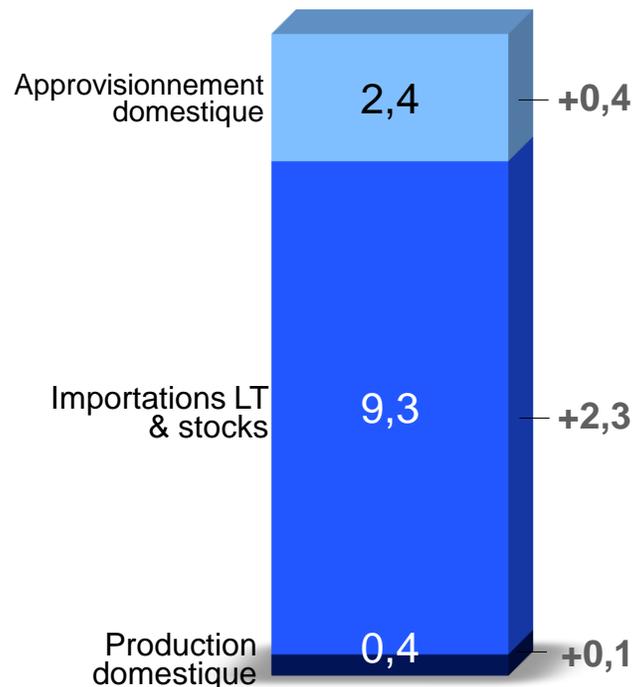
En Mds de m<sup>3</sup>

## Gaz

Δ 9M 2015  
vs 9M 2014

**Production / Achats** 12,1

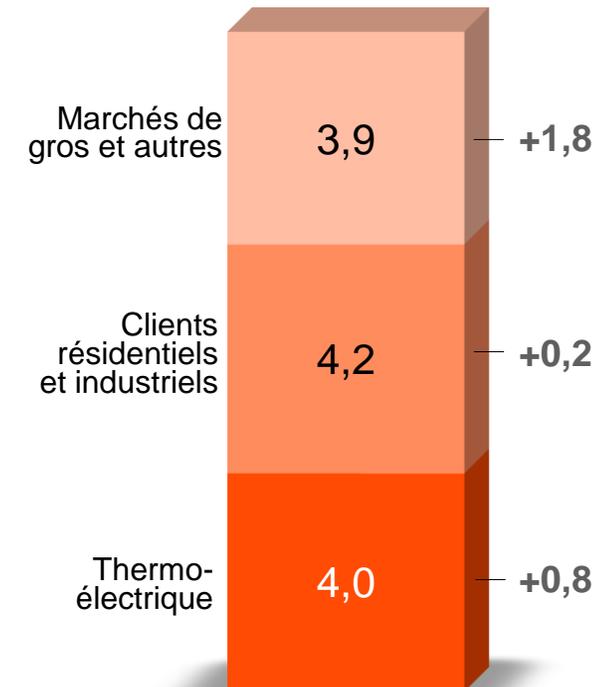
+2,8



Δ 9M 2015  
vs 9M 2014

**Ventes** 12,1

+2,8





# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

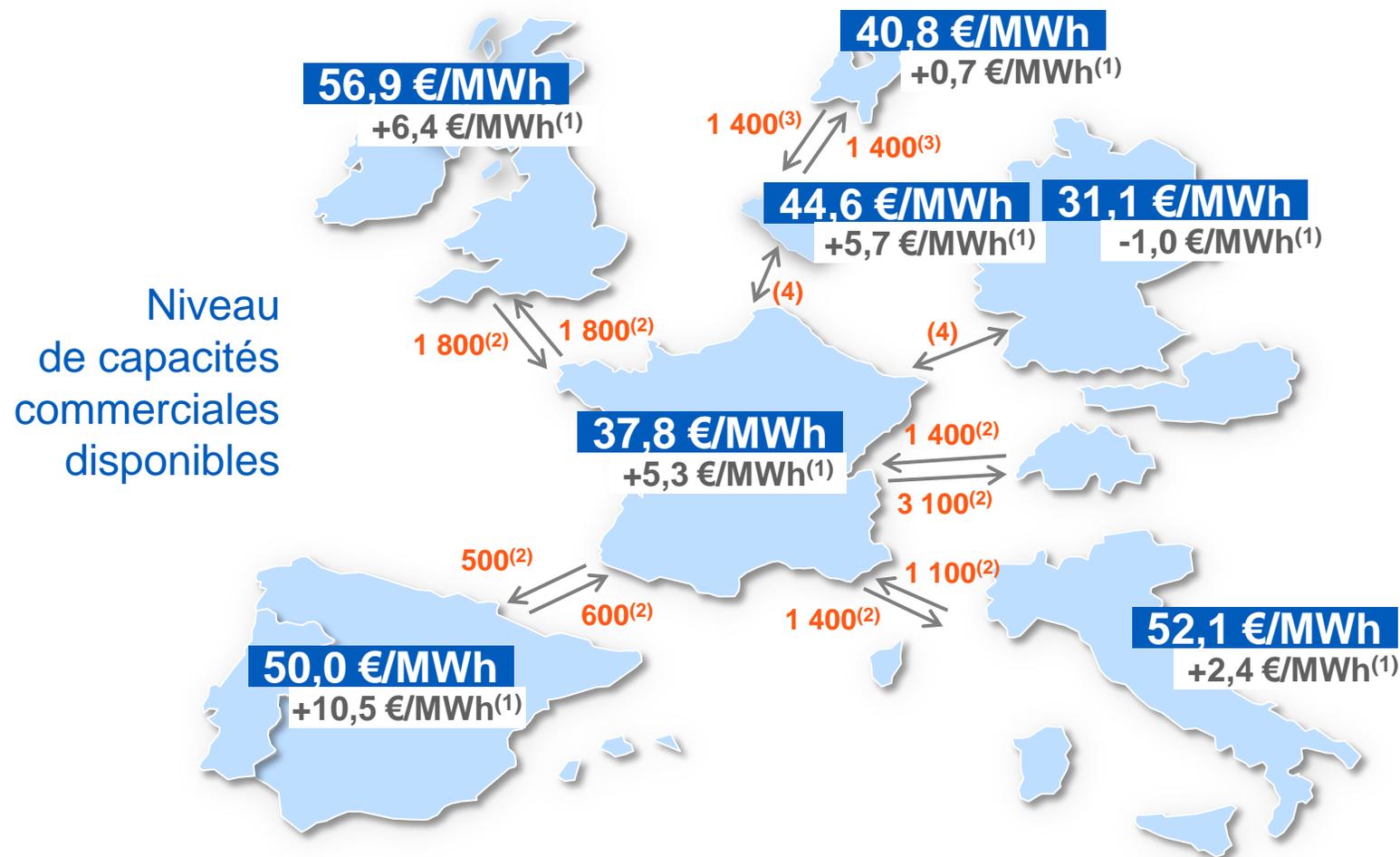
# 2015

## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*

Marchés

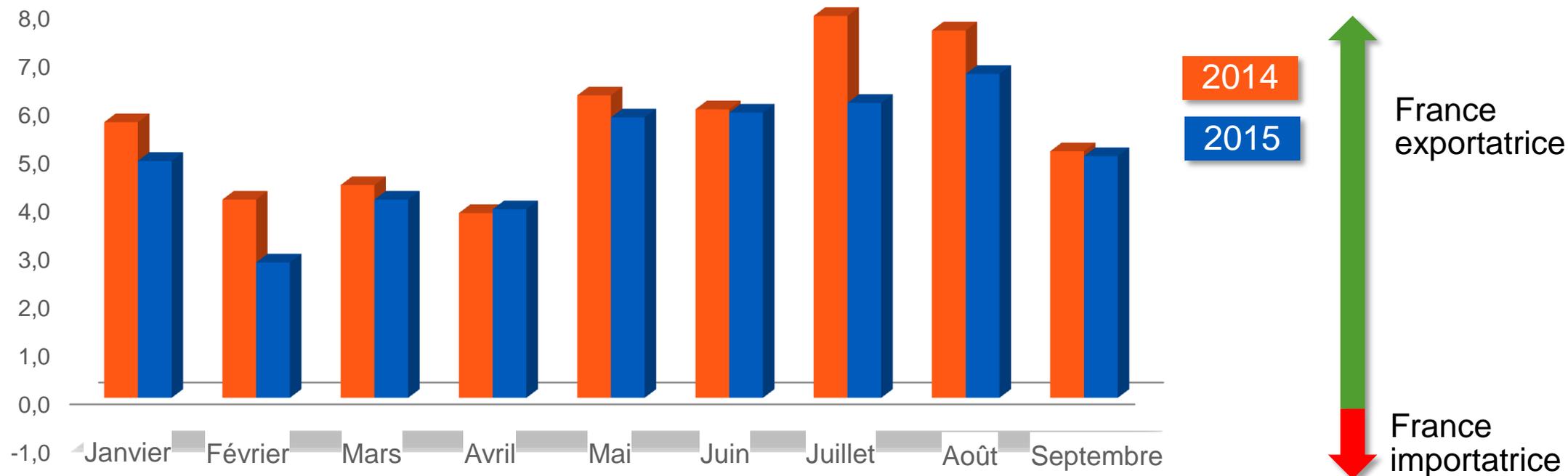
# Un marché européen de l'énergie encore divisé en « plaques électriques » - moyenne des prix 9M 2015



- Des zones de marché interconnectées mais distinctes
  - Prix : moyenne des prix spot au cours des 9 premiers mois 2015 pour la France et l'Allemagne (Epex), le Royaume Uni (N2EX), l'Espagne (OMEL), les Pays-Bas (APX), la Belgique (Belpex) et l'Italie (GME)

# Solde des échanges transfrontaliers d'électricité

En TWh



Solde de la France globalement exportateur de 45,1 TWh, en baisse de 5,7 TWh par rapport à 2014. Exportations en légère hausse vers tous les pays limitrophes de la France excepté vers la zone CWE<sup>(1)</sup>. Importations en hausse (+7,4 TWh), notamment de la zone CWE et la Suisse.

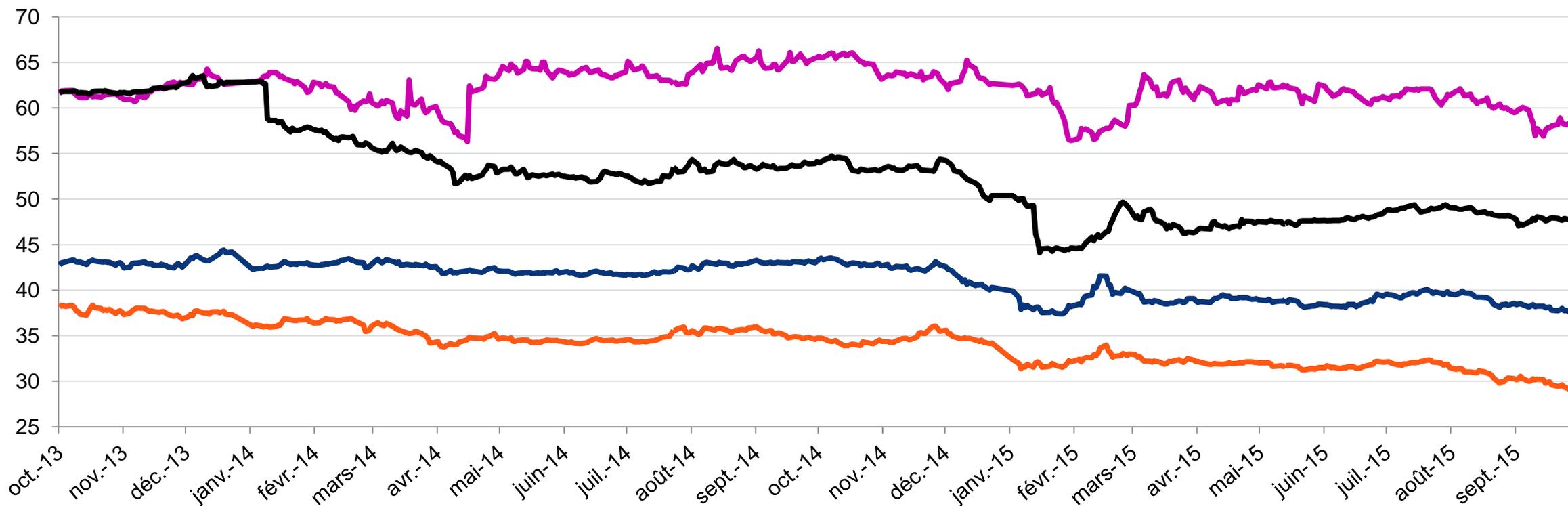
# Echanges d'électricité aux frontières françaises

En TWh <sup>(1)</sup>		9M 2014				9M 2015			
		T1	T2	T3	Total	T1	T2	T3	Total
<b>CWE<sup>(2)</sup></b>	exportations	4,9	6,5	7,5	18,9	3,9	7,1	7,6	18,7
	importations	4,2	2,8	2,1	9,1	5,7	3,5	2,0	11,2
	solde	0,7	3,7	5,4	9,8	-1,8	3,6	5,6	7,4
<b>Royaume-Uni</b>	exportations	3,8	4,0	4,2	12,0	3,8	4,3	4,3	12,4
	importations	0,1	0,2	0,1	0,4	0,6	0,2	0,3	1,1
	solde	3,7	3,8	4,1	11,6	3,2	4,0	4,1	11,3
<b>Espagne</b>	exportations	0,8	1,6	2,3	4,6	1,4	2,2	1,9	5,5
	importations	1,9	0,4	-	2,3	1,1	0,2	0,1	1,4
	solde	-1,1	1,2	2,3	2,4	0,3	2,0	1,8	4,1
<b>Italie</b>	exportations	5,6	3,9	4,3	13,7	5,8	4,2	4,2	14,3
	importations	0,1	0,1	-	0,2	0,2	0,1	-	0,3
	solde	5,4	3,8	4,3	13,5	5,6	4,2	4,2	14,0
<b>Suisse</b>	exportations	6,7	5,9	6,4	18,9	6,6	6,4	5,9	19,0
	importations	1,2	2,3	1,8	5,3	2,2	4,6	3,9	10,7
	solde	5,5	3,6	4,6	13,6	4,5	1,8	2,1	8,3
<b>TOTAL</b>	exportations	21,7	21,7	24,8	68,2	21,5	24,3	24,1	69,8
	importations	7,5	5,7	4,1	17,3	9,7	8,7	6,3	24,7
	Solde	14,2	16,0	20,7	50,9	11,8	15,5	17,7	45,1

# Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+1) du 01/10/13 au 30/09/2015

En €/MWh

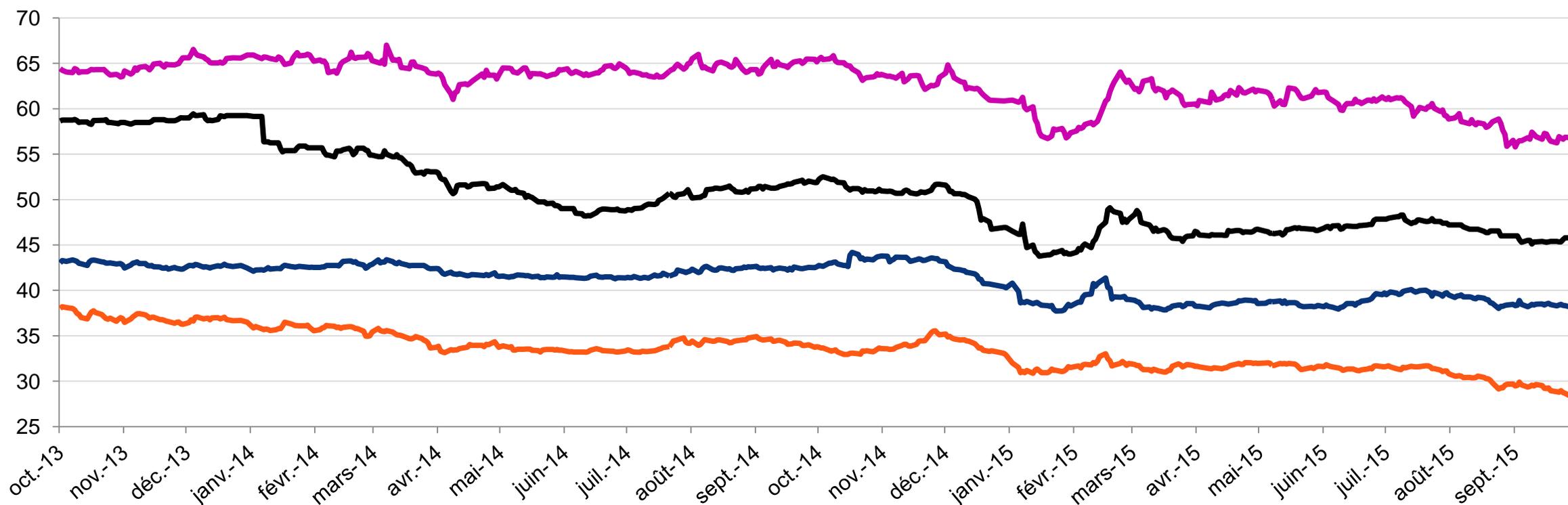
— Electricité – Contrat annuel base France (Powernext)    — Electricité – Contrat annuel base R-U (ICE)  
— Electricité – Contrat annuel base Allemagne (EEX)    — Electricité – Contrat annuel base Italie (IPEX)



# Prix à terme de l'électricité France, R-U, Italie et Allemagne (N+2) du 01/10/13 au 30/09/2015

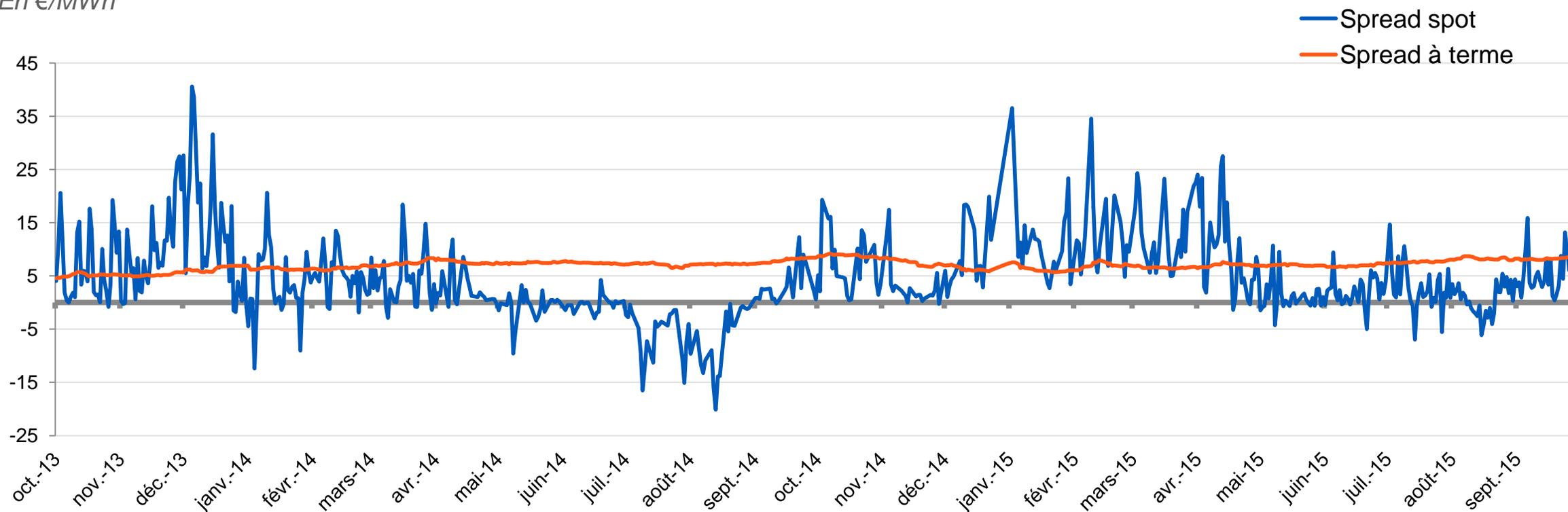
En €/MWh

— Electricité – Contrat annuel base France (Powernext)     — Electricité – Contrat annuel base R-U (ICE)  
— Electricité – Contrat annuel base Allemagne (EEX)     — Electricité – Contrat annuel base Italie (IPEX)



# Spread France / Allemagne base du 01/10/13 au 30/09/2015

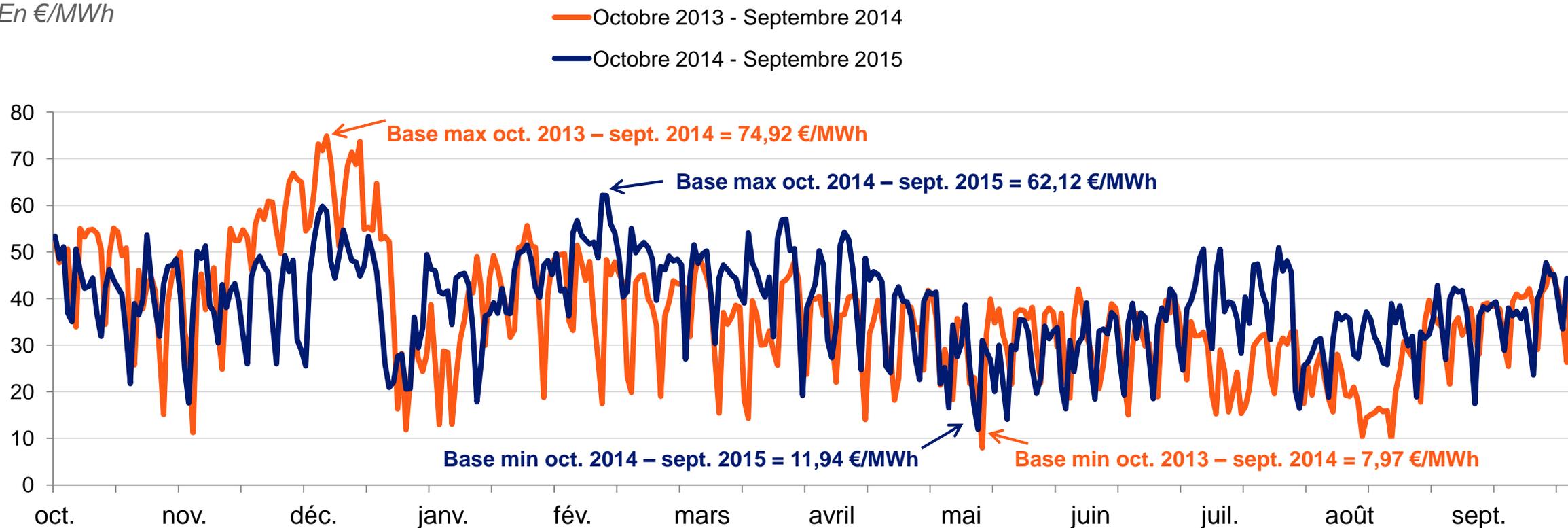
En €/MWh



Sur les 9 premiers mois de l'année 2015, les prix français ont été supérieurs à ceux allemands 63% du temps (contre 24% sur 9M 2014), sous l'effet d'un premier semestre plus froid et d'une hydraulité inférieure tout au long de l'année en 2015. Par ailleurs, la mise en place du flowbased mi-mai a changé l'optimisation aux interconnexions.

# France : prix de marché spot en base de l'électricité

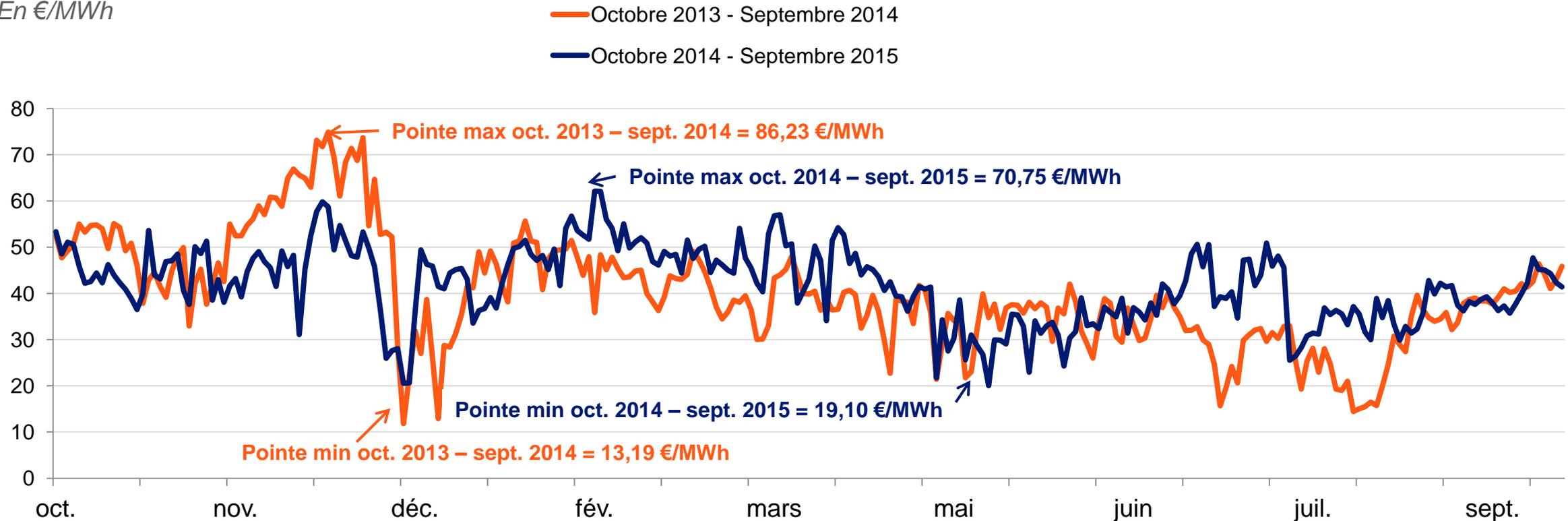
En €/MWh



A 37,8 €/MWh, le prix spot moyen en base sur les 9 premiers mois est en hausse de 5,3 €/MWh par rapport à 2014, en raison des conditions météorologiques ayant nécessité l'utilisation accrue des CCG.

# France : prix de marché spot en pointe de l'électricité

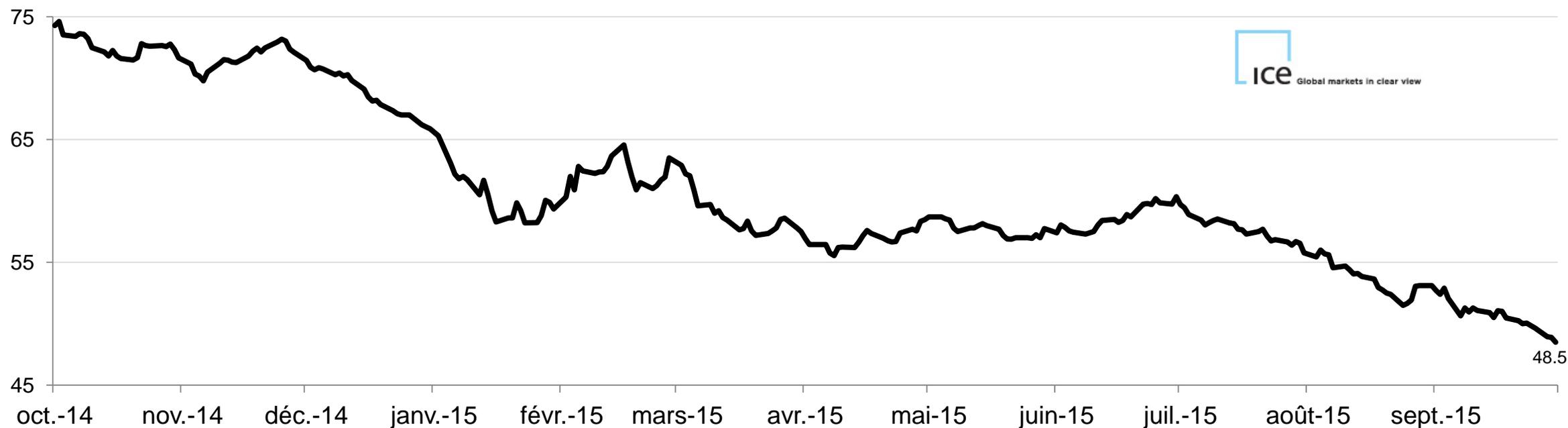
En €/MWh



Le prix spot moyen s'est établi à 45,5 €/MWh en pointe sur 9M 2015, en hausse de 4,3 €/MWh par rapport à 2014. Cette hausse est principalement expliquée par les effets climatiques, ayant entraîné une hausse de la demande et une utilisation accrue des moyens thermiques.

# Prix du charbon (N+1) du 01/10/2014 au 30/09/2015

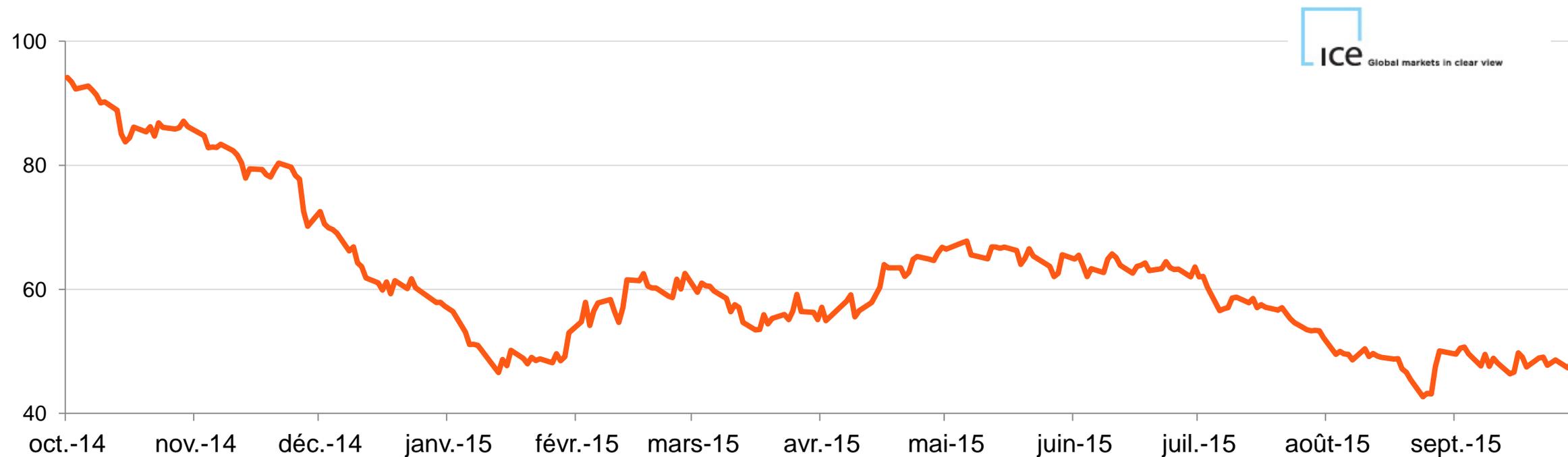
En \$/T



Le prix à terme du charbon est en baisse de plus de 25 \$/t, en raison d'un équilibre offre/demande mondial toujours très détendu. La faiblesse de la demande mondiale, notamment chinoise, maintient les prix à un niveau très bas. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2016 termine le 3<sup>e</sup> trimestre à 48,5 \$/t.

# Prix du Brent<sup>(1)</sup> du 01/10/2014 au 30/09/2015

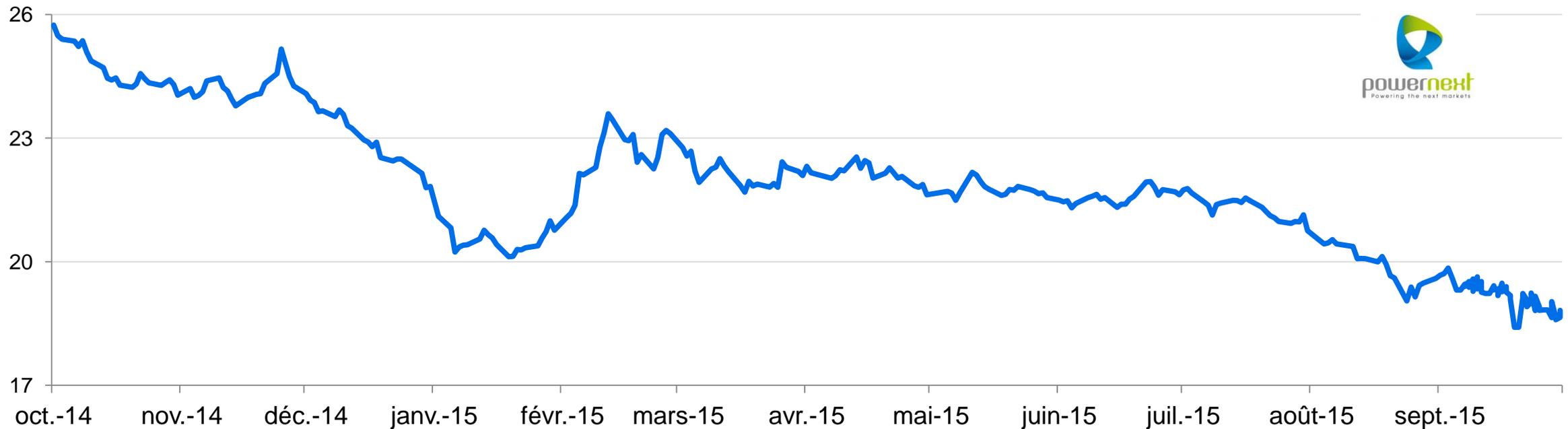
En \$/bbl



Le cours du pétrole s'est établi en moyenne à 56,5 \$/t, soit 47 % en-dessous du niveau moyen des 9 premiers mois 2014. Cette forte baisse des prix s'explique par l'abondance de l'offre (notamment d'Arabie Saoudite) et de stocks élevés (niveau record aux Etats-Unis et réserves stratégiques chinoises), couplés à l'atonie de la demande mondiale.

# Prix du gaz<sup>(1)</sup> (N+1) du 01/10/2014 au 30/09/2015

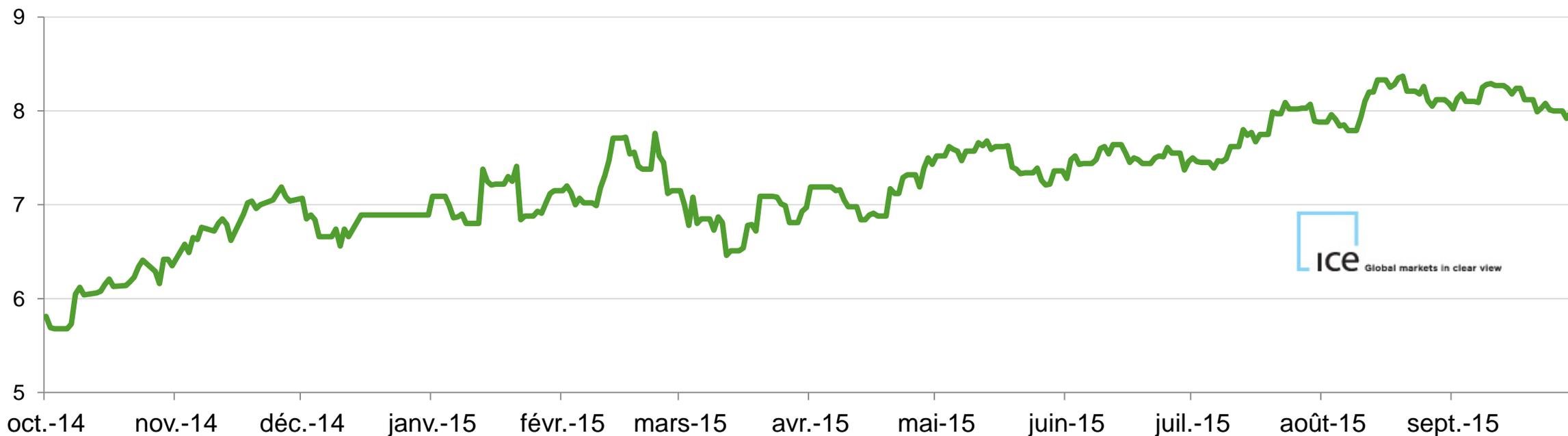
En €/MWh



Le prix du contrat annuel de gaz naturel en France a atteint un plus bas historique depuis 2010, à 18,65 €/MWh à fin septembre 2015. Les prix ont diminué en raison d'une plus grande disponibilité du GNL en Europe (demande plus faible en Asie et anticipation de livraison de GNL australien et américain) et de la baisse du prix du pétrole, les contrats d'approvisionnement de long terme étant pour partie indexés sur le prix des commodities pétrolières.

# Prix du CO<sub>2</sub> (N+1) du 01/10/2014 au 30/09/2015

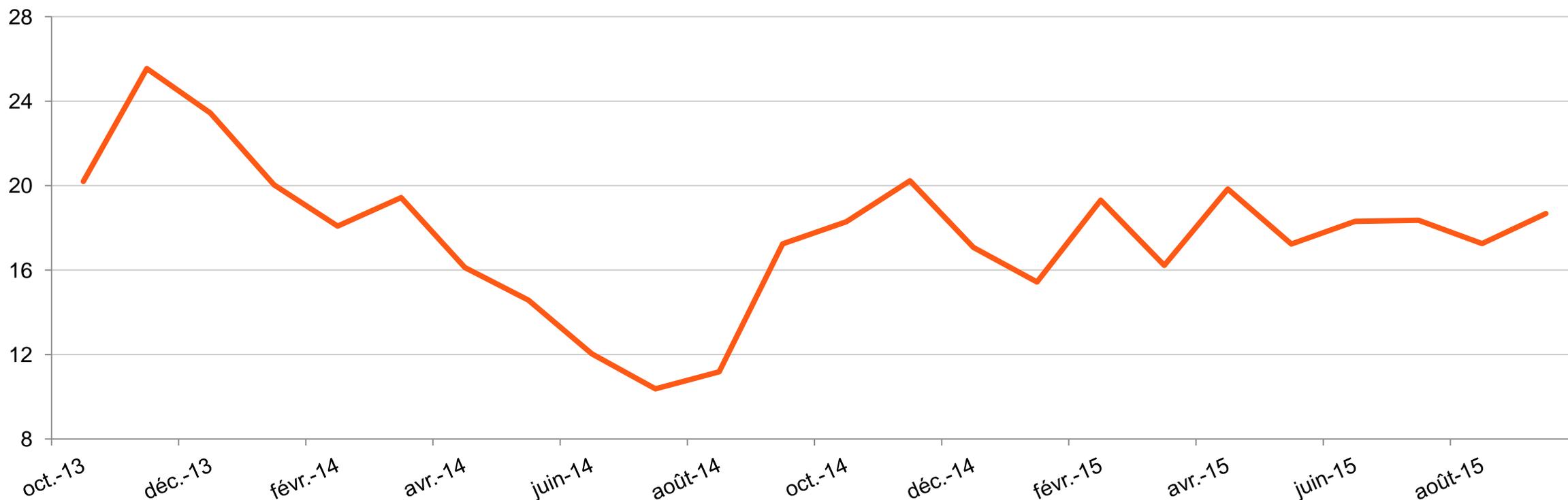
En €/t



Le prix du CO<sub>2</sub> pour livraison en décembre 2015 s'est établi en moyenne à 7,6 €/t au cours des 9 premiers mois 2015, en hausse de 1,6 €/t par rapport à 9M 2014. Cette hausse est liée aux décisions sur la mise en œuvre du mécanisme de réserve de stabilité, dont les termes ont été approuvés par le Conseil de l'Europe en juillet 2015.

# Clean dark spread<sup>(1)</sup> au Royaume-Uni (day ahead)

En £/MWh

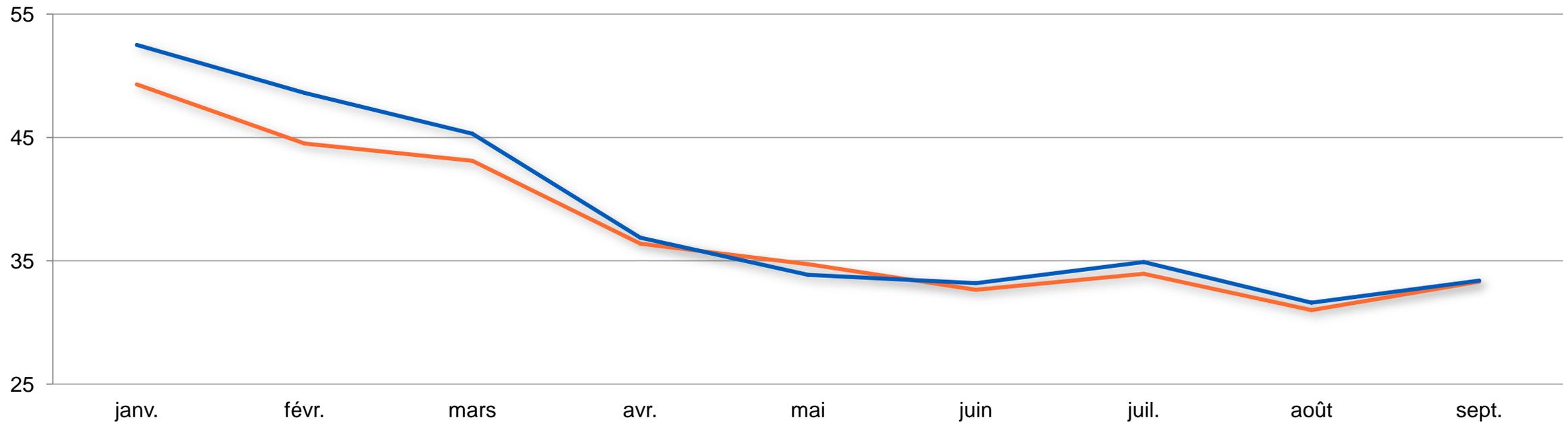


$$\text{Market spread} = \begin{cases} + \text{Prix de l'électricité} \\ - \text{Prix API 2} \times \text{estimation marché de la quantité de charbon / MWh d'électricité} \\ - (\text{Prix EUA} + \text{Prix taxe gouvernementale}) \times \text{estimation marché des émissions CO}_2 \text{ / MWh d'électricité} \end{cases}$$

# France : consommation électrique

En TWh

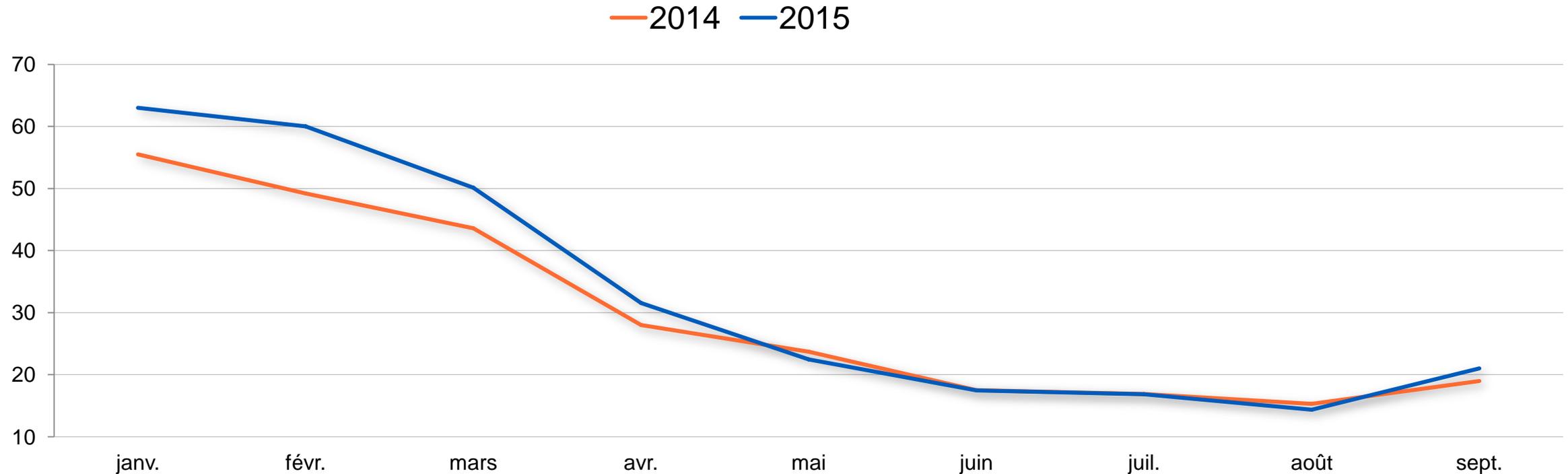
— 2014 — 2015



Consommation électrique en hausse (+3,3 % vs 9M 2014) en France en raison de températures plus froides en hiver, et plus chaudes en été. Ajustée de l'effet climat, la demande est quasiment stable vs 2014.

# France : consommation gaz

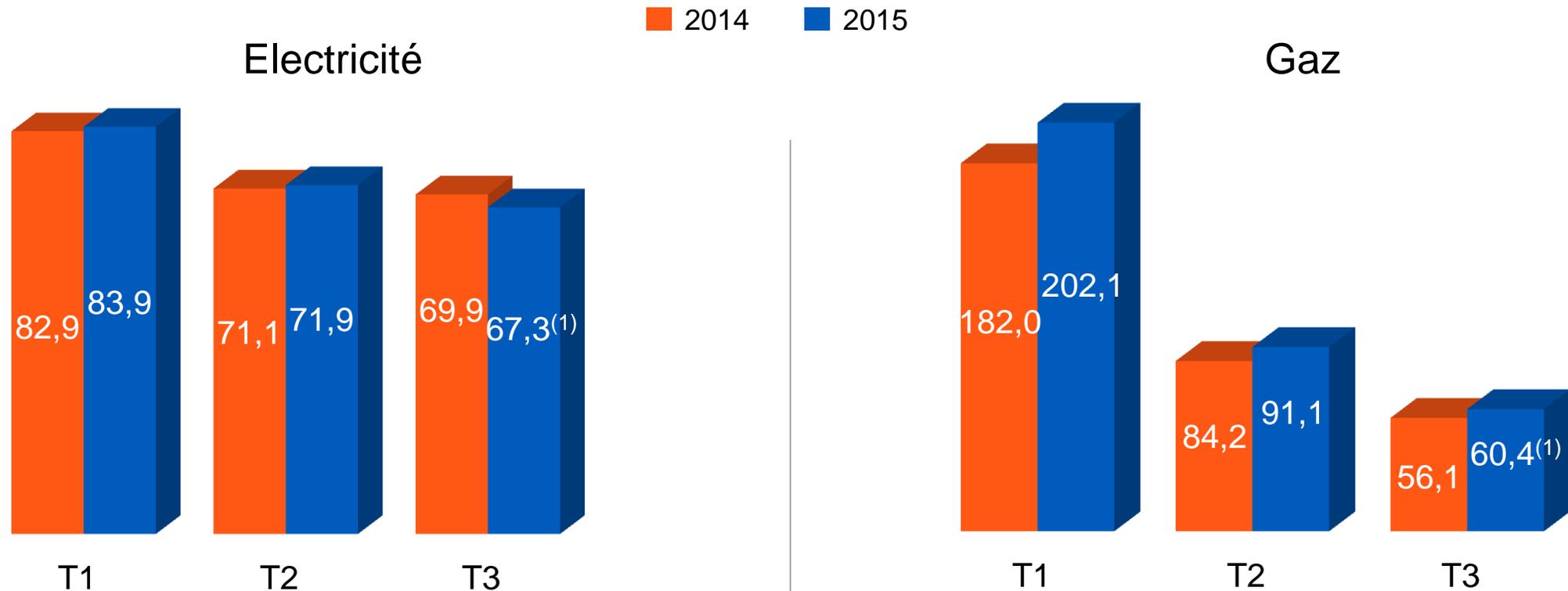
En TWh



Forte hausse de la demande en gaz (+10,6 % vs 9M 2014), principalement due aux températures plus froides de ce début d'année.

# Royaume-Uni : consommation électrique et gaz

En TWh

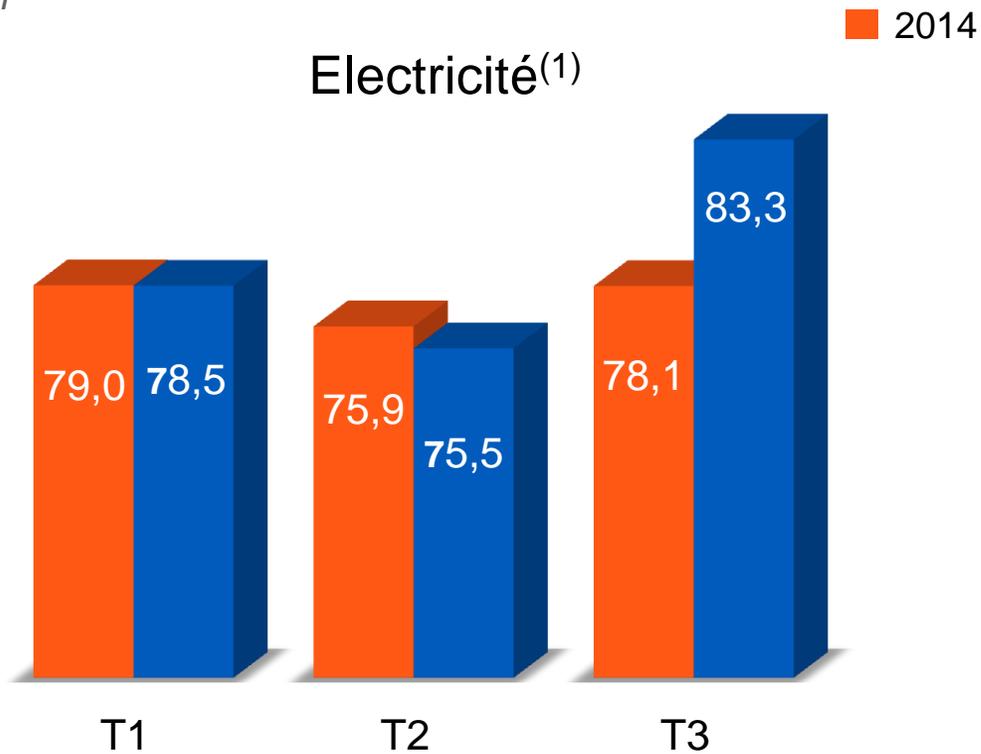


Consommation électrique en baisse (-0,9 TWh, i.e. -0,4 % vs 9M 2014), principalement liée à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

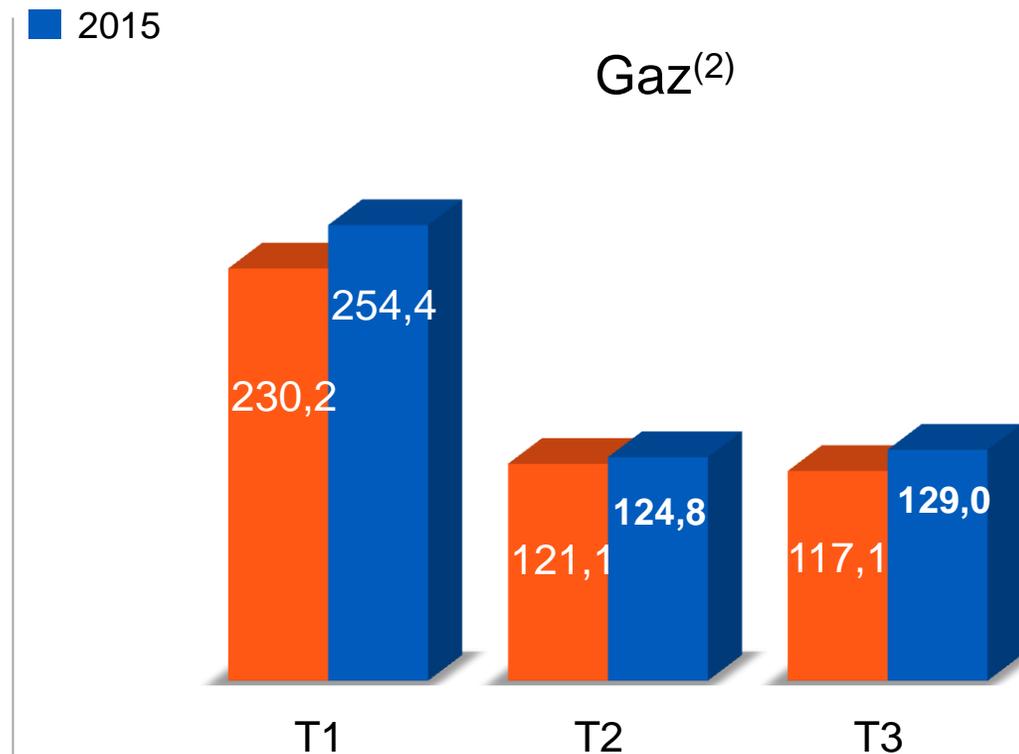
Hausse de la consommation gaz (+31,3 TWh, i.e. +9,7 % vs 9M 2014) en raison de températures plus basses et d'une plus forte demande.

# Italie : consommation électrique et gaz

En TWh



La consommation électrique est en hausse de +1,9% en raison de températures exceptionnelles sur T3. La baisse de la production hydraulique (-23 %), qui avait atteint un niveau exceptionnel en 2014, a été compensée par la production thermique et renouvelable.

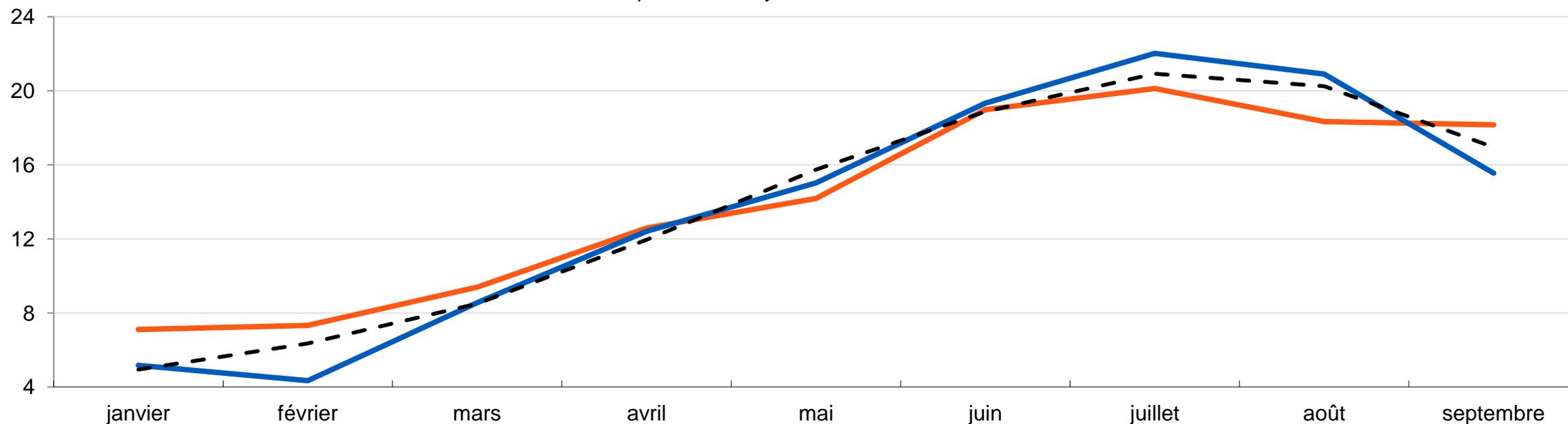


La demande de gaz a progressé de +8,5 % en raison de conditions climatiques favorables, induisant une hausse des consommations sur le marché résidentiel et de la production thermique.

# Températures mensuelles moyennes<sup>(1)</sup> en France

En °C

- Températures moyennes réalisées 9M 2014
- Températures moyennes réalisées 9M 2015
- - Températures moyennes normales



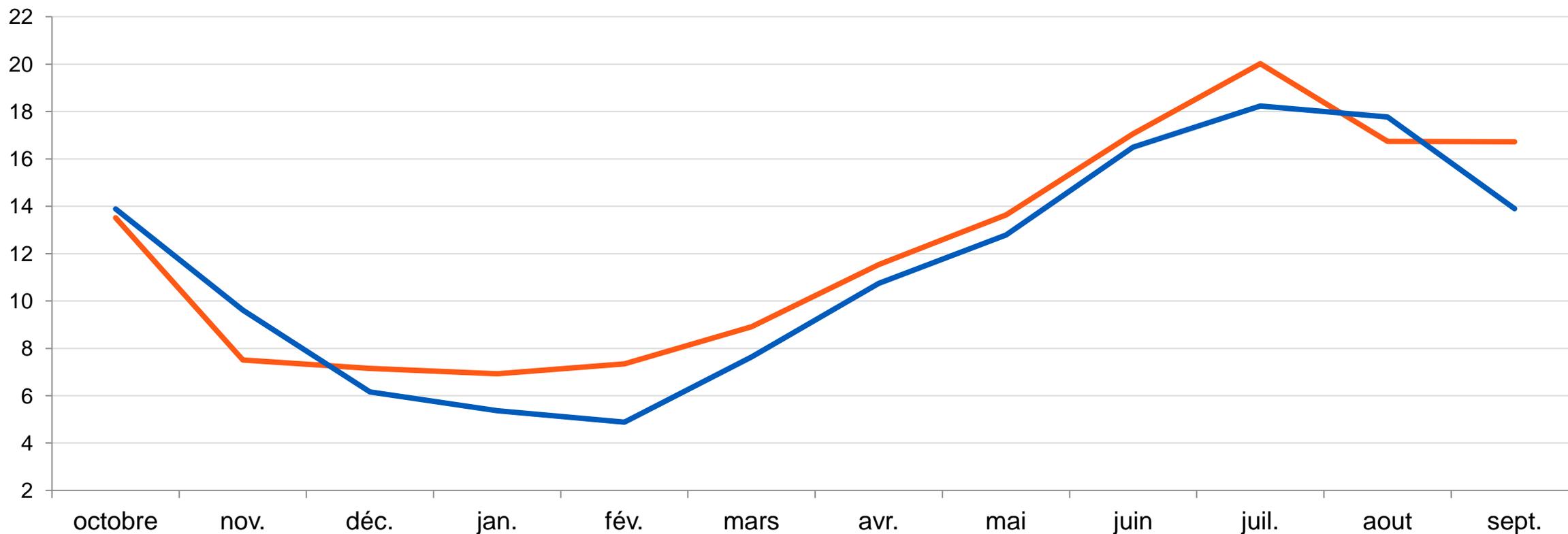
Des températures plus froides en hiver et plus chaudes en été qu'en 2014.  
Une température moyenne en baisse de 0,3°C par rapport à 2014 et inférieure de 0,1°C aux normales.

# Températures mensuelles moyennes à Londres<sup>(1)</sup>

— Octobre 2013 - Septembre 2014

— Octobre 2014 - Septembre 2015

En °C





# CHIFFRE D'AFFAIRES ET FAITS MARQUANTS

# 2015

## TROISIÈME TRIMESTRE

*Annexes*