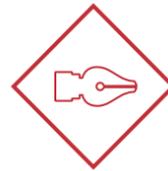




COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2015

15 ans
de régulation



3 minutes pour comprendre la CRE [4-7](#)

La CRE : 15 ans d'histoire [8-9](#)

Comment nos activités contribuent à la construction
du marché intérieur de l'énergie [10-11](#)

Concevoir des outils efficaces au service du marché de l'électricité [12-15](#)

Faire du développement de la concurrence en France une réalité [16-19](#)

Fin des tarifs publics : répondre aux enjeux concurrentiels [20-23](#)

La confusion des marques : une entrave à la concurrence [24-27](#)

Énergies vertes : pour une transition énergétique soutenable [28-31](#)

Chiffres clés 2015 [32-37](#)

3 MINUTES POUR COMPRENDRE LA CRE

« Depuis sa création il y a 15 ans, le 24 mars 2000, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique. »

STATUT

**Autorité
administrative
indépendante**

PRINCIPES

Indépendance

vis-à-vis de l'industrie de l'énergie et du gouvernement (actionnaire d'entreprises du secteur) pour la mise en œuvre de certaines missions définies par la loi

Transparence

des travaux et des procédures d'élaboration des décisions et avis

DES MISSIONS EN DÉVELOPPEMENT CONTINU DEPUIS 2010

Participer

à la construction du marché intérieur européen de l'énergie

Veiller

au bon fonctionnement des marchés d'électricité et de gaz naturel, au bénéfice du consommateur final

Réguler les réseaux

de gaz et d'électricité, qui sont des monopoles : fixer leurs tarifs et veiller à ce qu'ils ne favorisent aucun utilisateur

Veiller à la bonne information

des consommateurs

Mettre en œuvre certains dispositifs

de soutien aux énergies renouvelables, en instruisant des appels d'offres

OBJECTIFS

Garantir l'indépendance

des gestionnaires de réseaux

Établir des règles harmonisées

de fonctionnement des réseaux et des marchés pour que circule librement l'énergie entre les pays des États membres de l'Union européenne

Développer la concurrence

entre les fournisseurs d'énergie

Veiller à ce que les consommateurs

obtiennent le meilleur service et paient le juste prix



Le collège

De gauche à droite : Catherine Edwige, Philippe de Ladoucette (président), Christine Chauvet, Jean-Pierre Sotura, Yann Padova, Hélène Gassin



15 consultations
publiques

72 acteurs
de marché auditionnés
par le collège

83 réunions
de concertation des groupes
de travail de la CRE

8 auditions
du président et des services
de la CRE devant le Parlement

2 ORGANES INDÉPENDANTS

Le collège

6 commissaires, à parité entre les femmes et les hommes, nommés en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques, définissent les grandes orientations et adoptent les décisions et avis en s'appuyant sur l'expertise des directions, placées sous l'autorité du président et du directeur général.

Le CoRDIS

4 membres composent le Comité de règlement des différends et des sanctions, dont deux conseillers d'État et deux conseillers à la Cour de cassation. Ils sont chargés de régler les différends portant sur l'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz et leur utilisation entre gestionnaires et utilisateurs, et de sanctionner les infractions au code de l'énergie.



236
délibérations



15
saisines du CoRDIS

EFFECTIFS

124

agents, dont 54 femmes
et 70 hommes



BUDGET

18,6

millions d'euros
en 2015

Les crédits nécessaires au fonctionnement de la CRE sont proposés par la commission au ministre chargé des Finances afin d'être inscrits dans la loi de finances. Les crédits alloués sont inscrits au budget général de l'État. La CRE est soumise au contrôle de la Cour des comptes.



20

milliards d'euros

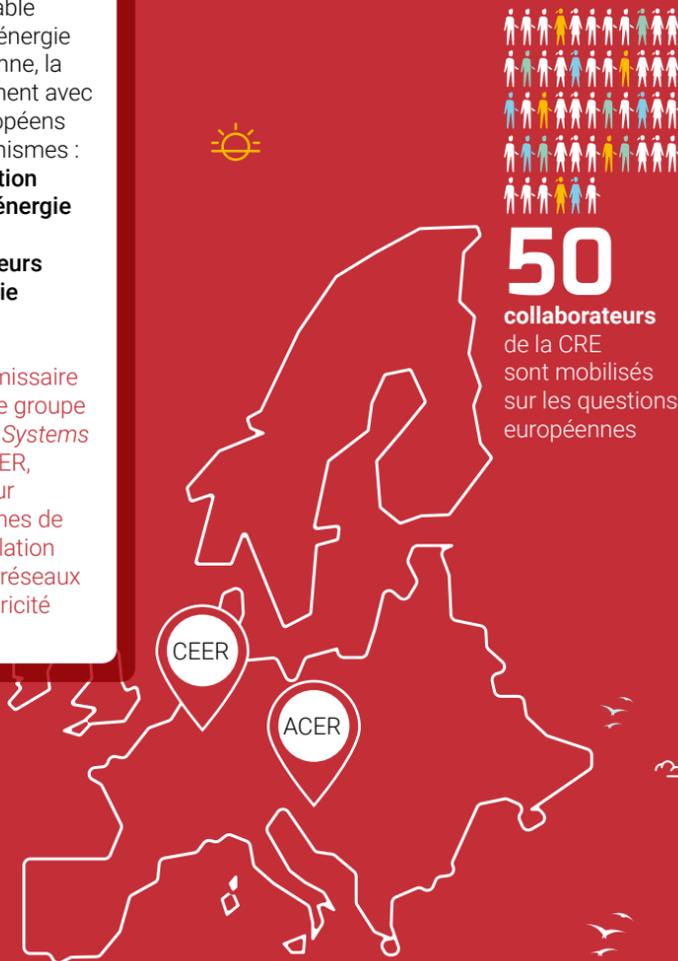
Charges fixées par la CRE liées à la tarification des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz

EN EUROPE

Afin de créer un véritable marché intérieur de l'énergie dans l'Union européenne, la CRE coopère étroitement avec ses homologues européens au sein de deux organismes :

- Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)
- Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)

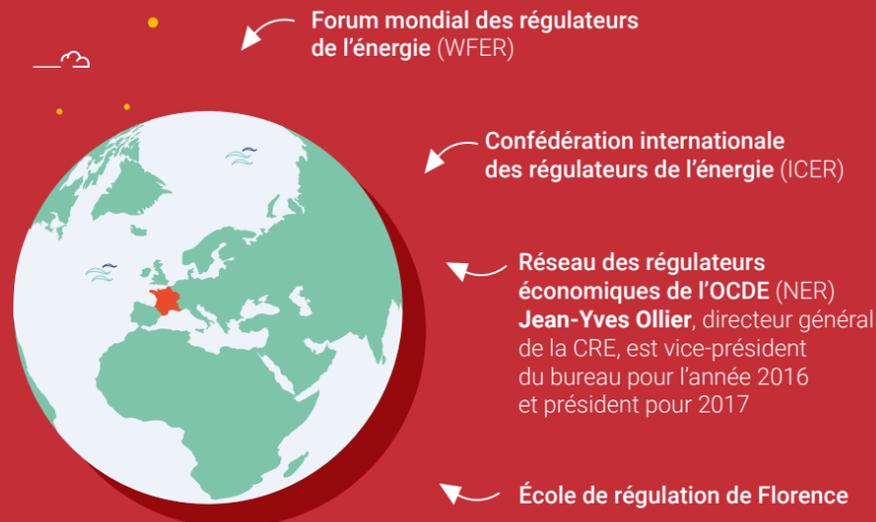
Hélène Gassin, commissaire à la CRE, co-préside le groupe de travail *Distribution Systems Working Group* du CEER, chargé de travailler sur l'évolution des systèmes de distribution et la régulation des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz



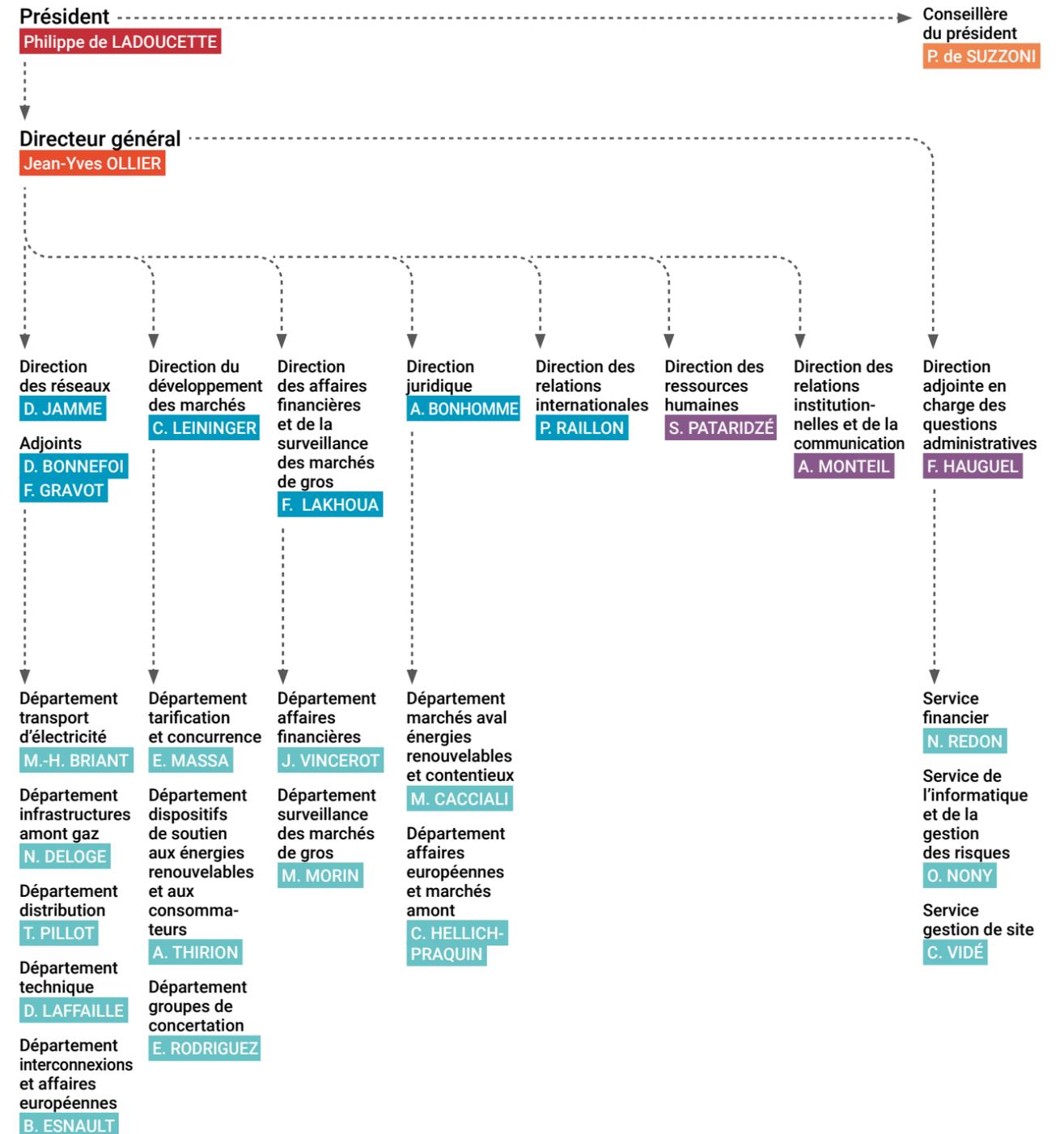
Les services de la CRE ont effectué **303** missions de courte durée pour participer aux travaux des régulateurs européens en 2015.

DANS LE MONDE

Les régulateurs de l'énergie des différents continents se rencontrent pour des échanges sur leurs enjeux et problèmes communs



L'ORGANISATION DE LA CRE



LA CRE : 15 ANS D'HISTOIRE



DES COMPÉTENCES ET DES MISSIONS QUI SE RENFORCENT ET S'ÉLARGISSENT

2000

- propose les tarifs d'utilisation des réseaux
- donne son avis sur les tarifs réglementés d'électricité
- évalue les charges de service public, met en œuvre les appels d'offres énergies renouvelables
- règle les différends pour l'accès aux réseaux

2006

- surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz

2010

- met en œuvre l'ARENH et le mécanisme de capacité

2011

- fixe les tarifs d'utilisation des réseaux
- certifie les gestionnaires de réseaux de transport
- encadre le déploiement de Linky et Gazpar



mars 2000

création de la CRE, compétente en matière d'électricité

janvier 2003

la compétence de la CRE s'élargit au gaz naturel

décembre 2006

la CRE se dote d'un organe de sanction et de règlement de différends, le CoRDIS

2013

- veille à l'absence de manipulations des marchés de gros (REMIT)

2015

- 13 nouvelles missions issues de la loi de transition énergétique (régulation du stockage de gaz, expérimentations smart grids...)
- peut faire auditer les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions aux frais des entreprises

2016

- propose le montant des tarifs réglementés de vente d'électricité (tarifs bleus)

UNE OUVERTURE À LA CONCURRENCE PROGRESSIVE

31 décembre 2008

- en électricité, 1 million de clients résidentiels en offre de marché chez un fournisseur alternatif

31 décembre 2011

- en gaz, 1,5 million de clients résidentiels en offre de marché chez un fournisseur alternatif



UN MARCHÉ QUI SE STRUCTURE

2005

- filialisation des gestionnaires de réseaux de transport : naissance de RTE, GRTgaz et TIGF

2007

- premier couplage de marchés en électricité entre la France, la Belgique et les Pays-Bas

2008

- filialisation des gestionnaires de réseaux de distribution : naissance d'ERDF et GRDF

DES OUTILS



février 2005 : lancement de l'observatoire des marchés de détail et de gros de la CRE



janvier 2007 : publication du 1^{er} numéro de Décryptages, lettre d'information pédagogique de la CRE



juin 2015 : création d'un site dédié à la fin des tarifs réglementés
www.tarifsreglementes-cre.fr



mai 2007 : création du site Énergie-Info



publication de rapports thématiques sur les tarifs, l'indépendance des gestionnaires de réseaux, les marchés de détail et de gros, les interconnexions, les énergies renouvelables...

2011

- premier couplage de marchés en gaz entre les zones Nord et Sud de GRTgaz
- développement massif des appels d'offres énergies renouvelables

2012

- mise en œuvre de REMIT, règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie

2013

- réforme des tarifs réglementés de gaz : évolutions mensuelles des coûts d'approvisionnement, audits systématiques

2014

- réforme des tarifs réglementés d'électricité : tarification par empilement des coûts

2015

- GDF SUEZ devient ENGIE
- réduction du nombre de places de marchés à 2

2016

- ERDF devient Enedis

UNION EUROPÉENNE



1996, 1998 ET 2003

1^{RES} DIRECTIVES ÉNERGIE

Libre choix du fournisseur pour les consommateurs / Liberté d'établissement pour les producteurs / Droit d'accès non discriminatoire, transparent et disponible au juste prix pour tous les utilisateurs des réseaux



2008

PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT

Porter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen à 20 % / Réduire les émissions de CO₂ des pays de l'Union de 20 % / Accroître l'efficacité énergétique d'ici à 2020 de 20 %



2009

3^E PAQUET ÉNERGIE

Fixation des tarifs d'acheminement par les régulateurs / Création de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) / Élaboration de codes de réseaux européens

FRANCE



DÉCEMBRE 2010

LOI NOME

Création d'un accès et d'un tarif d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH) aux fournisseurs d'électricité / Suppression des tarifs réglementés pour les clients non résidentiels ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA d'ici le 31 décembre 2015 / Renforcement des pouvoirs de surveillance de la CRE



MARS 2014

LOI CONSOMMATION

Suppression des tarifs réglementés de gaz naturel pour les clients non résidentiels consommant plus de 30 MWh par an d'ici le 31 décembre 2015



AOÛT 2015

LOI DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Réduire les émissions de gaz à effet de serre et la consommation énergétique finale / Porter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français à 32 % d'ici à 2030 / Réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % d'ici 2025

COMMENT NOS ACTIVITÉS CONTRIBUENT À LA CONSTRUCTION DU MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE

Marché européen de l'électricité 12

Pionnière dans le lancement du couplage de marchés et du flow-based aux frontières françaises, la CRE veille à soutenir des projets bénéfiques pour les consommateurs

Marchés de détail 16

La CRE s'est fortement mobilisée pour édifier un socle législatif et réglementaire qui favorise l'émergence de la concurrence

Fin des tarifs réglementés pour les professionnels 20

La CRE a investi d'importants moyens pour répondre aux enjeux concurrentiels de ce tournant-clé de l'ouverture des marchés

Indépendance des gestionnaires de réseaux 24

La CRE a pris les mesures nécessaires pour supprimer tout risque de confusion des marques entre la filiale de distribution d'électricité ERDF et sa maison-mère EDF

Développement des énergies renouvelables 28

La CRE est particulièrement attentive au bon dimensionnement des dispositifs de soutien et à leurs impacts sur la facture des consommateurs

CONCEVOIR DES OUTILS EFFICACES, AU SERVICE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Construire le marché intérieur de l'énergie fait partie de l'ADN de la CRE. Depuis quinze ans, elle travaille à fluidifier les échanges d'électricité entre la France et ses pays voisins. L'objectif ? Permettre aux États membres de bénéficier de la complémentarité des parcs de production nationaux, diversifier leurs approvisionnements et réduire les coûts globaux de production.

— Se coordonner

L'Europe de l'énergie repose sur un principe d'interdépendance. Grâce aux interconnexions qui relient les réseaux de transports européens, le courant circule en permanence, à l'import comme à l'export, permettant une assistance mutuelle entre pays voisins. Le développement de ces échanges d'énergie permet aux États membres de bénéficier de la complémentarité des parcs énergétiques nationaux, diversifiant ainsi leurs approvisionnements et réduisant les coûts globaux de production à l'échelle européenne.

L'un des objectifs de la Commission européenne en matière d'énergie a été d'éliminer les obstacles réglementaires et techniques à l'intégration européenne des marchés en promouvant l'harmonisation des législations nationales tout en prenant en compte les caractéristiques techniques des systèmes énergétiques de chaque pays. Dans le cadre d'un processus de décision

entre les gestionnaires de réseaux et les régulateurs nationaux, et en concertation avec les acteurs de marché, des modèles de référence d'organisation du marché ont été définis (les modèles-cibles), puis traduits dans des règles communes (les codes de réseau) adoptés par les États membres.

Les autorités de régulation étant chargées de contrôler les règles d'accès et de gestion des interconnexions élaborées par les gestionnaires de réseaux de transport, la CRE s'est fortement impliquée tout au long du processus de préparation des modèles-cibles et des codes de réseau. Elle a par ailleurs veillé à ce que la France mette en œuvre de manière anticipée les dispositions prévues par ces codes et a en particulier encouragé RTE et EPEX à pleinement participer à l'élaboration et la mise en œuvre du couplage des marchés avec ses pays voisins.

« Les régulateurs ont un rôle central dans la réflexion autour de l'organisation des marchés. »



Interconnexions, couplage, flow-based : créer une zone d'échange unique

Le réseau de transport d'électricité français est relié aux réseaux de six autres pays : l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, la Grande-Bretagne, l'Italie et la Suisse. Ces interconnexions électriques sont le vecteur de transactions commerciales transfrontalières qui permettent aux acteurs du marché de gros de l'électricité de s'approvisionner dans le pays où le prix du marché est le plus bas pour une heure donnée. Par exemple, en cas de pic de consommation en France, il est plus pertinent d'importer d'Allemagne de l'électricité d'origine éolienne que d'allumer des centrales thermiques coûteuses et polluantes. Grâce aux interconnexions, la France a importé 31,4 TWh et a exporté 93,9 TWh en 2015.

Pour que les flux commerciaux circulent des pays où le prix de gros de l'électricité est le plus bas vers les pays où il est plus élevé, le couplage des marchés a été mis en place entre 17 pays européens. Il fait correspondre aux offres d'achat de tous ces pays les moyens de production les moins chers et tend à harmoniser les prix entre les zones couplées.

Cette mutualisation des moyens de production est par ailleurs dépendante des caractéristiques physiques du réseau. En France, les capacités de transport disponibles aux interconnexions sont de 13,5 GW à l'export et 9,8 GW à l'import.

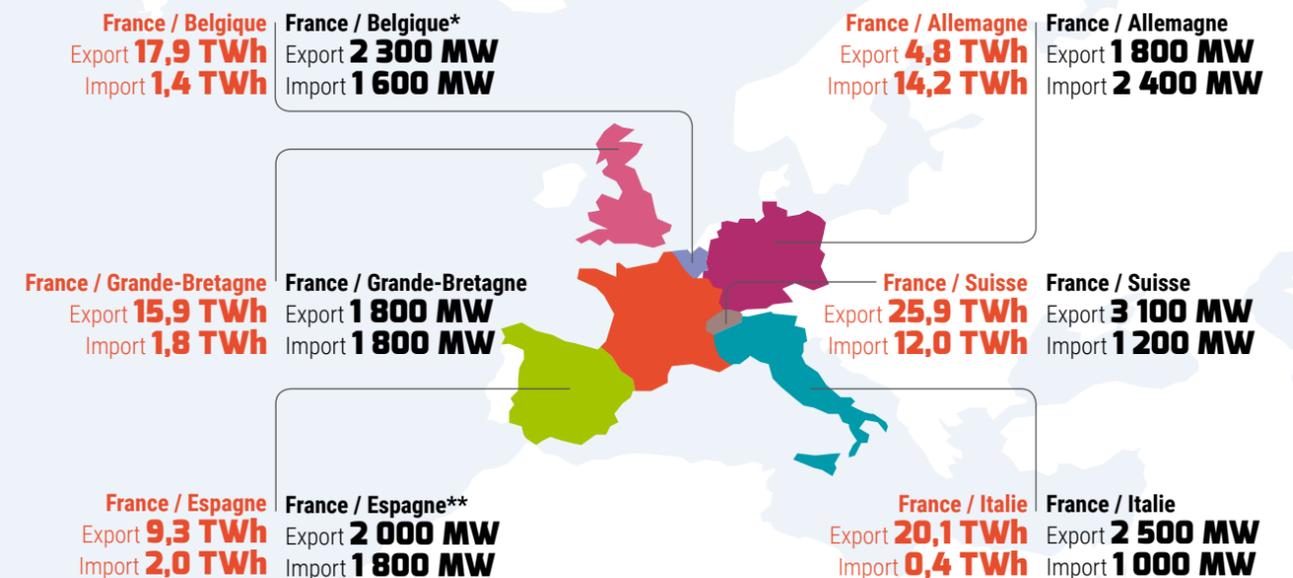
C'est pourquoi, afin de tirer le meilleur parti de l'interdépendance entre les échanges sur plusieurs frontières, le flow-based a par ailleurs été mis en place depuis 2015 sur la région Centre-Ouest (France, Allemagne, Autriche et Benelux) et devra être étendu conformément aux dispositions prévues par les codes de réseau. Cette méthode de calcul de capacités d'échanges transfrontaliers fondée sur les flux permet de dédier la capacité physique des lignes aux échanges commerciaux ayant le plus de valeur économique, c'est-à-dire où le différentiel de prix est le plus important.

— BILAN DES ÉCHANGES CONTRACTUELS EN 2015

Export **93,9 TWh**
Import **31,4 TWh**

— CAPACITÉS TOTALES D'INTERCONNEXION EN 2015

Export **13 500 MW**
Import **9 800 MW**



* Valeurs moyennes jusqu'à la mise en place du flow-based le 21 mai 2015
** Valeurs moyennes après la mise en service de la ligne Baixas-Santa Llogaia

— Être moteur

Le volontarisme et l'expérience dans la mise en œuvre du couplage de marchés, modèle-cible européen pour l'organisation des échanges transfrontaliers, ont permis à la France et plus généralement à la région Centre-Ouest de l'Europe, qui regroupe la France, l'Allemagne, l'Autriche et le Benelux, de faire figure de référence lors de la rédaction des codes de réseaux.

La CRE travaille en effet à la mise en place du couplage de marchés journaliers par les prix depuis de nombreuses années. Le premier couplage a eu lieu en 2007 entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, rejoints en 2010 par l'Allemagne et le Luxembourg, suivie en 2014 par la Grande-Bretagne et l'Espagne, et enfin par l'Italie en 2015. Au total, les bourses de 17 pays européens sont aujourd'hui connectées. Pour y parvenir, la CRE a collaboré étroitement avec les gestionnaires de réseaux européens, les bourses de l'électricité et ses homologues réunis au sein de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Pour la France, cela signifie que ses capacités d'interconnexion électriques sont allouées de manière efficace à cinq de ses six frontières : Allemagne, Belgique, Espagne, Grande-Bretagne et Italie.

La généralisation du couplage des marchés journaliers a permis d'exploiter plus efficacement les complémentarités entre parcs de production, notamment pour faire face aux demandes de pointes de consommation. Elle permet à la France de pleinement contribuer à la sécurité d'approvisionnement de ses voisins tout en bénéficiant des baisses de prix dues au développement des énergies renouvelables en Allemagne.

Afin d'améliorer encore l'efficacité des mécanismes transfrontaliers, la CRE a été moteur dans la mise en place en 2015 du couplage de marchés fondé sur les

flux dans la région Centre-Ouest. Cette méthode consiste à exploiter la souplesse permise par la gestion des réseaux de transport pour affecter en priorité les capacités d'interconnexion aux frontières où les besoins sont les plus importants. Elle a ainsi appliqué de manière anticipée le code de réseau sur l'allocation de la capacité et la gestion de la congestion aux interconnexions. On estime que cette évolution du couplage de marchés, véritable outil innovant et sophistiqué,

devrait contribuer à la diminution des coûts de production d'environ 100 millions d'euros par an à l'échelle de la région Centre-Ouest.

— Répondre aux besoins du marché

Le développement des infrastructures doit lui aussi s'apprécier dans une perspective européenne afin de s'assurer de l'adéquation entre les investissements envisagés et les besoins du marché. Les gestionnaires de réseaux de transport doivent donc se coordonner en ce qui concerne la planification des infrastructures en préparant des plans décennaux de développement européens des réseaux d'énergie, publiés tous les deux ans par ENTSO-E, organisation qui regroupe les gestionnaires de réseaux européens. Il s'agit d'évaluer les besoins de renforcement des réseaux selon différents scénarios d'évolution de la production et de la consommation en Europe, avec un point important : le développement des parcs de production éoliens et solaires, qui constituent un des piliers de la baisse des émissions de gaz à effet de serre.

La CRE s'assure que le renforcement des infrastructures françaises est effectué en cohérence avec les développements prévus dans le reste de l'Europe et que les infrastructures énergétiques sont développées de façon adaptée aux besoins. En particulier, elle considère que les décisions d'augmentation des capacités d'interconnexion doivent être justifiées par une analyse coûts-bénéfices robuste.



100 M€
Diminution des coûts de production à l'échelle de la France, de l'Allemagne, de l'Autriche et du Benelux grâce au flow-based.



PAROLE À... PIERRE BORNARD

Ancien vice-président du directoire et ancien directeur général délégué de RTE, ancien président du conseil d'administration d'ENTSOE

À la frontière France-Belgique, réputée extrêmement congestionnée, une capacité importante était finalement inutilisée. De cette époque est venue l'idée du couplage des marchés, qui permet des échanges automatisés d'électricité tant que de la capacité de transport reste disponible et qu'il existe un différentiel de prix, selon le modèle déjà expérimenté en Scandinavie avec sa bourse de l'électricité.

En 2001, quand Powernext a été créé sous la houlette d'Euronext et de RTE, RTE a choisi d'inviter au capital, via une société commune, ses homologues belge et néerlandais, Elia et TenneT : la bourse « française » s'est d'emblée dotée d'une vocation européenne. Novembre 2006 marque la première étape du couplage des marchés, avec la réalisation du trilateral market coupling (TLC) entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

qui ne se concertent que peu ou pas du tout sur leurs choix, à l'opposé d'une vision globale du parc de production, utilisant certes au mieux les ressources locales, mais pensée dans un souci d'optimisation globale. Au-delà du gaspillage, cette absence de coordination fait peser un risque réel sur la sécurité d'approvisionnement. Mon espoir est que cette menace, inacceptable politiquement, soit un levier efficace pour une meilleure coordination.

En tant qu'ancien président du conseil d'administration d'ENTSOE, que pensez-vous de la coopération entre gestionnaires de réseaux de transport européens ?

Les transporteurs connaissent en profondeur la complexité des systèmes électriques qui sont immenses et fragiles.



Le marché intérieur de l'électricité est né du défaut d'exploitation de la complémentarité des parcs de production européens

Comment les idées du couplage des marchés puis du flow-based ont-elles émergé ?

L'idée d'un marché intérieur de l'électricité est née du défaut d'exploitation de la complémentarité des parcs de production européens et non, comme on l'entend trop souvent, d'un parti pris idéologique. À la fin des années 90, les mix des différents pays étaient très différents, optimisés séparément, source d'un gâchis estimé à plusieurs centaines de milliards de francs annuels. Un marché ouvert était le seul outil politiquement, culturellement et sans doute techniquement possible pour réaliser une optimisation à l'échelle du continent.

L'enjeu était donc de taille, et l'outillage nécessaire restait à créer. Pour un accès fluide aux interconnexions tout d'abord, les premières tentatives d'enchères explicites se sont vite révélées peu efficaces, notamment pour l'échéance journalière.

Le calcul des capacités a d'abord été basé sur une modélisation très frustrante des réseaux de transport, une capacité bilatérale entre pays voisins, qui n'a pas grand sens physique, ce qui a pu donner lieu à beaucoup de controverses sur les méthodes de calcul. La méthode flow-based introduit une modélisation plus fine des infrastructures et on peut imaginer pour le futur des modélisations encore plus sophistiquées. In fine, cette méthode permet d'utiliser efficacement des infrastructures rares et coûteuses, pour plus de capacité d'échanges à infrastructure égale.

Quels sont les défis à venir pour les réseaux ? Comment la poursuite de l'intégration européenne peut-elle permettre d'y répondre ?

Le principal défi est l'absence de véritable politique énergétique européenne : le traité de Lisbonne donne la responsabilité des mix énergétiques aux seuls États membres,

Toute architecture de marché, une fois les ambitions politiques et les cadres réglementaires définis, doit s'appuyer sur cette expertise pour construire un système électrique efficace et aussi robuste que possible. Ils sont habitués depuis des décennies à coopérer car ils sont physiquement interdépendants. Plus le marché s'intègre, plus leur niveau de coopération à toutes les échelles de temps doit s'approfondir. Au sein d'ENTSOE, j'ai été frappé par la facilité de les faire coopérer sur des sujets délicats et complexes, capables d'intégrer des perspectives de long terme au service de la société. Les rares difficultés sérieuses sont limitées au cas où certains reçoivent des injonctions comminatoires de leurs gouvernements... La coopération entre gestionnaires de réseaux de transport d'électricité pourrait bien être un modèle pour bien d'autres institutions.



La CRE veille à soutenir des projets bénéfiques pour les consommateurs. »

FAIRE DU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE EN FRANCE UNE RÉALITÉ

L'ouverture des marchés de détail de l'énergie a tardé à entrer dans les faits en France, notamment en ce qui concerne le marché de l'électricité. Dans un cadre juridique national désormais plus favorable à cette ouverture, la CRE contribue à la faire progresser. Elle surveille le fonctionnement des marchés de détail et veille à ce que les tarifs réglementés laissent un espace économique aux concurrents des fournisseurs historiques, et à ce que les conditions de sortie de ces tarifs pour les clients professionnels ne défavorisent pas les opérateurs alternatifs.

— Marché de l'électricité : veiller à la mise en place d'un dispositif d'ouverture effective des marchés

Sous la pression d'une procédure d'aide d'État engagée par la Commission européenne concernant le régime des tarifs réglementés pour les entreprises, la France a adopté le 7 décembre 2010 la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME). Cette loi prévoit la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts au 1^{er} janvier 2016 et un dispositif destiné à permettre aux fournisseurs alternatifs de concurrencer les tarifs bleus sur le marché des clients résidentiels, avec d'une part l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), d'autre part la construction de ces tarifs « par empilement ». La CRE est l'un des principaux acteurs de la mise en œuvre de ce dispositif.

L'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs, qui ne disposent que de peu ou pas de capacités propres de

production et ont donc recours massivement à l'achat d'électricité sur les marchés de gros, d'acheter jusqu'à 25 % de la production du parc nucléaire d'EDF. Le prix d'achat s'élève à 42 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2012. Alors que les prix de marché avoisinaient 60 €/MWh en 2011, les fournisseurs alternatifs ont ainsi pu diminuer significativement leurs coûts d'achat d'énergie. L'ARENH n'est plus souscrit dans la conjoncture actuelle, les prix de marché ayant fortement baissé (autour de 34 €/MWh fin 2015).

Autre point important : la tarification par empilement des coûts. Entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2014, cette méthode de fixation des tarifs d'électricité reflète principalement non plus les coûts d'EDF, mais ceux supportés par un fournisseur alternatif pour approvisionner les clients de son portefeuille et construire ses offres de marché. Les tarifs réglementés sont donc désormais fixés d'une façon qui garantit qu'ils seront « contestables », c'est-à-dire qu'un opérateur concurrent

24 %
des sites
ont souscrit
un contrat en offre
de marché chez
un fournisseur
alternatif, parmi
les 370 000 sites
en offre de marché
en janvier 2016



↑
17 000 sites
ont basculé en offre
transitoire en
janvier 2016, parmi
les 110 000 sites
concernés au mois
d'avril 2014 par la
dernière étape de
suppression des
tarifs réglementés
de vente de gaz
naturel

ou nouvel entrant aura la faculté de proposer des offres à des prix égaux ou inférieurs aux tarifs.

Les fournisseurs alternatifs sont désormais en mesure de proposer aux clients résidentiels des prix inférieurs aux tarifs réglementés jusqu'à 5 %. La part des offres de marché sur le segment résidentiel progresse, bien qu'à un rythme encore modéré : chaque mois, l'équivalent de la population d'une ville comme Chambéry quitte EDF pour un fournisseur alternatif (55 000 clients en moyenne).

Enfin, la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts au 1^{er} janvier 2016 a été décisive. Elle a permis aux fournisseurs alternatifs de gagner des parts de marché avec environ 25 % des clients qui ont souscrit une offre de marché chez un concurrent d'EDF. Les entreprises ont pu gagner entre 10 % et 20 % sur leur facture, les prix de marché étant plus bas que les tarifs réglementés. La CRE a veillé à ce que les fournisseurs historiques ne se réservent pas l'usage des données concernant leurs clients aux tarifs réglementés pour leur proposer des offres de marché, et mettent certaines de ces données à la disposition de leurs concurrents. Elle surveille également leurs pratiques de prix.

— Marché du gaz : profiter de prix de marché bas

Le marché du gaz, avec 83 % des volumes consommés en offre de marché dont 50 % auprès des fournisseurs alternatifs, est plus ouvert que celui de l'électricité (avec respectivement 46 % et 22 %). La réforme du mode de fixation des tarifs réglementés, intervenue en mai 2013, puis la loi sur la consommation du 17 mars 2014 supprimant les tarifs réglementés pour une partie des professionnels, ont permis de conforter cette évolution.

La réforme tarifaire de 2013, mise en œuvre dans un contexte de prix de marché baissiers, a en effet stimulé la concurrence, en simplifiant la fixation des tarifs tout en donnant de la visibilité aux fournisseurs alternatifs. Les ajustements tarifaires étaient auparavant effectués trimestriellement par les ministres, et le refus d'augmenter les tarifs conformément au cadre réglementaire avait donné lieu à des annulations répétées par le Conseil d'État. La CRE valide désormais chaque mois les mouvements tarifaires liés aux coûts d'approvisionnement d'ENGIE au regard de la formule qui définit leur mode de calcul. La formule a progressivement évolué pour mieux refléter les contrats d'approvisionnement d'ENGIE qui étaient auparavant majoritairement indexés sur le prix des produits pétroliers. La formule comprend depuis juin 2015 une part de 77,4 % d'indices du gaz sur le marché de gros. La formule de calcul et les barèmes des tarifs sont fixés chaque année par les ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie après une analyse approfondie par la CRE.

Le régulateur veille aux conditions d'ouverture du marché, en lien avec l'Autorité de la concurrence. Celle-ci, saisie par la société Direct Energie, et après avis de la

CRE, a prononcé des mesures conservatoires à l'encontre d'ENGIE, d'une part le 9 septembre 2014 pour lui enjoindre de mettre certaines données concernant ses clients aux tarifs réglementés à la disposition de ses concurrents (y compris celles des clients résidentiels ne s'y étant pas opposés, compte tenu de sa démarche active de conversion des clients résidentiels vers

“
Il faut faire jouer la concurrence ! Encourager les consommateurs à souscrire des offres aux tarifs réglementés, c'est leur faire croire que ces tarifs protègent leur pouvoir d'achat, alors qu'il existe des offres de marché plus compétitives. »

ses propres offres de marché), d'autre part le 2 mai 2016 concernant ses pratiques de prix dans le cadre de certaines offres hors catalogue à destination des clients professionnels.

Enfin, comme en électricité, la fin des tarifs réglementés pour une partie des professionnels a permis un net regain de concurrence : les fournisseurs alternatifs ont vu leur portefeuille de clients augmenter de 15 %. Les offres d'achats groupés de gaz pour les particuliers se sont également multipliées ces deux dernières années, organisées par des associations de consommateurs ou plus récemment par des ONG. Des gains de l'ordre de 13 % par rapport au tarif réglementé ont pu être obtenus.

— Quel avenir pour la concurrence ?

L'installation de compteurs intelligents est une carte maîtresse pour les fournisseurs qui pourront proposer des offres commerciales diversifiées. La CRE joue un rôle prépondérant depuis l'origine dans l'encadrement de ces dispositifs de comptage évolués qui, en donnant des informations plus précises et plus détaillées, permettront aux fournisseurs de proposer à leurs clients des offres pour réduire leur facture, adaptées à leur profil de consommation et à leurs usages. Seront installés 35 millions de compteurs d'électricité Linky d'ici 2021 et 11 millions de compteurs de gaz Gazpar d'ici 2022. Et 83 % des clients « haut de portefeuille » en électricité sont déjà équipés de compteurs évolués.

Par ailleurs, depuis le 8 décembre 2015, il appartient à la CRE de proposer aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie le niveau des tarifs réglementés d'Électricité pour les clients aux tarifs bleus. La CRE sera garante de la pérennité de leur contestabilité par les fournisseurs alternatifs. Elle poursuivra son travail de transparence et de pédagogie sur les tarifs.

Même si cette avancée donnera de la visibilité à la concurrence pour se développer, cela sera-t-il suffisant ? Les consommateurs particuliers seront-ils plus enclins à faire jouer la concurrence ? Comme le rappelle la CRE depuis de nombreuses années, EDF et ENGIE bénéficient auprès des clients résidentiels d'une image de marque très favorable, liée à leur situation de fournisseur historique, qui a d'autant plus de poids sur leur comportement que leur connaissance de l'ouverture du marché est limitée. Les résultats du baromètre Énergie-Info d'octobre 2015 indiquent que 60 % des consommateurs de gaz et 52 % des consommateurs d'électricité sont au courant de leur droit à changer de fournisseur, et que seuls 28 % des ménages savent qu'EDF et ENGIE sont deux entreprises différentes et concurrentes.

Le développement de la concurrence dépend certainement de l'avenir des tarifs réglementés pour les clients particuliers. S'agissant du gaz, le sujet est actuellement devant la Cour de justice de l'Union européenne dont l'avocat général a estimé en avril 2016 que les tarifs réglementés de vente de gaz constituent une entrave non justifiée à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel. Ce contentieux pourrait avoir des répercussions sur les tarifs réglementés d'électricité, dont le dispositif devra en tout état de cause être réexaminé avant l'échéance de la loi NOME en 2025.



PAROLE À... FABIEN ROQUES

Professeur Associé à l'Université
Paris Dauphine, Vice-Président
Senior chez Compass Lexecon

L'objectif était de générer des gains d'efficacité, de stimuler l'innovation et de faire baisser les coûts pour les consommateurs européens.

De plus, les développements politiques de ces dix dernières années (crises russo-ukrainiennes, chocs et contrechocs pétroliers et gaziers) nous ont rappelé la vulnérabilité énergétique de l'Europe. Le marché intégré de l'énergie a pour vocation de contribuer à maintenir la sécurité d'approvisionnement.

Les consommateurs européens ont-ils bénéficié de l'ouverture des marchés de l'énergie ?

Il est trop tôt pour faire un bilan économique des gains pour les consommateurs. Tout d'abord parce que le processus reste largement inachevé, mais aussi parce que certains des

que le manque d'information, ou la perception d'une complexité importante. La différence de prix entre le tarif public et l'offre de marché n'est pas suffisamment significative, surtout si les tarifs sont maintenus artificiellement en dessous des coûts. Le maintien de tarifs réglementés n'aide pas au développement de la concurrence.

Comment inciter les consommateurs à faire jouer la concurrence ?

À la différence d'autres secteurs tels que les Télécoms, l'énergie n'a pas encore vu l'émergence d'une dynamique d'innovation de fourniture de services liés à l'énergie qui stimulerait le développement de la concurrence, même si on voit les initiatives et les idées se multiplier. Je suis convaincu que la concurrence sur le marché de détail prendra un nouvel élan au travers du



L'énergie n'a pas encore vu l'émergence d'une dynamique d'innovation de fourniture de services qui stimulerait le développement de la concurrence

Comment s'imbriquent le marché intérieur de l'énergie, l'ouverture des marchés et la concurrence ?

La création d'un marché intérieur de l'énergie s'inscrit dans une double dynamique politique et économique : il s'agit à la fois de mettre en commun des ressources stratégiques, telles que l'énergie, et d'ouvrir à la concurrence un secteur jusque-là dominé par des monopoles publics.

À l'origine se trouvent les traités fondateurs de l'Europe : la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) de 1951, puis les traités de Rome de 1957 qui marquent le début de la construction d'une zone de libre-échange européenne, le « Marché commun ». À partir des années 1980, on a assisté sur les cinq continents à l'ouverture à la concurrence des industries de réseau telles que l'électricité et le gaz, en réponse aux critiques visant les monopoles intégrés.

bénéfices escomptés ne se matérialiseront que sur le long terme, compte tenu des longues durées de vie des infrastructures qui caractérisent le secteur.

Le développement des échanges aux frontières a d'ores et déjà permis des gains significatifs. On estime ainsi que le couplage des marchés électriques réduirait la facture de l'ordre de 1 milliard d'euros par an à l'échelle européenne. Des études montrent que des gains bien plus significatifs pourraient être obtenus en coordonnant de façon plus étroite les politiques énergétiques nationales.

Comment expliquez-vous la faible ouverture des marchés de détail de l'électricité pour les clients domestiques, alors que des gains financiers sont possibles ?

Les clients domestiques européens restent relativement peu nombreux à changer de fournisseur. Des barrières persistent, telles

développement des offres innovantes permises par les nouvelles technologies (production locale, effacement, stockage...) qui placeront le consommateur au cœur du système. Nous n'achèterons plus dans 20 ans de l'énergie, mais un ensemble de services énergétiques.

Un des grands enjeux actuels de gouvernance et de régulation est de mettre en place un cadre de marché qui accompagne cette transformation et stimule l'innovation. Alors que le marché de gros et le marché de détail étaient jusqu'à présent largement indépendants, il faut maintenant s'atteler à assurer une cohérence des signaux-prix véhiculés aux différents consommateurs et utilisateurs de réseaux. Cela nécessite une réflexion de fond sur l'évolution à long terme du tarif d'utilisation des réseaux, mais aussi sur l'évolution de la fiscalité sur l'énergie.



Mesurer l'activité concurrentielle et détecter des dysfonctionnements de marché

La CRE a une mission d'observation et de surveillance des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel (art. L. 131-1 du code de l'énergie), qui porte sur les prix et sur les pratiques commerciales des opérateurs. Elle l'exerce en recueillant des données sur les offres (parts de marché des acteurs, données de coûts et de prix relatives à certaines offres ou certains segments de clientèle, promotion de nouvelles offres, communication commerciale...) auprès des acteurs (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, consommateurs, acteurs du marché de gros...). La CRE veille notamment à ce que les fournisseurs historiques ne fassent pas une utilisation abusive des moyens liés à la fourniture des clients aux tarifs réglementés au bénéfice de leurs offres de marché, et à l'absence de subventions croisées entre les activités de vente aux tarifs réglementés et celles en offre de marché. Elle publie des observatoires trimestriels et des rapports périodiques sur le fonctionnement des marchés de détail.

FIN DES TARIFS PUBLICS : RÉPONDRE AUX ENJEUX CONCURRENTIELS

Une petite révolution s'est opérée dans le secteur de l'énergie. Depuis le 1^{er} janvier 2016, une partie des sites professionnels a l'obligation de souscrire un contrat en offre de marché auprès du fournisseur d'électricité ou de gaz de leur choix. Finis les tarifs réglementés ! La CRE a investi d'importants moyens pour répondre aux enjeux de ce tournant-clé de l'ouverture des marchés.

Grâce aux groupements d'achat, les entreprises ont économisé entre 5 et 10 % en électricité et entre 15 et 20 % en gaz par rapport aux tarifs réglementés. Ces groupements de commandes permettent de peser sur les prix et facilitent les démarches.

— Un engagement de la France vis-à-vis de la Commission européenne

En 2007, la Commission européenne a ouvert une procédure d'enquête sur les tarifs réglementés d'électricité, applicables aux grandes et moyennes entreprises. La Commission soupçonnait que ces tarifs, proposés uniquement par les fournisseurs historiques (ENGIE, EDF et les entreprises locales de distribution) et fixés par le gouvernement, constituaient des subventions publiques déguisées pour les fournisseurs d'électricité, entraînant des distorsions de concurrence sur le marché libéralisé.

Pour mettre fin aux procédures d'infraction à son encontre, la France a adopté :

- l'article 14 de la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité le 7 décembre 2010, qui supprime les tarifs réglementés d'électricité pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA ;
- l'article 25 de la loi Hamon relative à la consommation le 17 mars 2014, qui met fin aux tarifs réglementés de gaz pour les sites consommant plus de 30 MWh par an.

Établissements publics (hôpitaux, écoles, maison de retraite...), restaurants, bureaux, sites industriels, copropriétés immobilières, commerces de proximité... : ce sont au total près de 170 000 clients en gaz naturel et 468 000 en électricité qui étaient concernés.

Trois grandes étapes ont ponctué cette ouverture progressive à la concurrence :

- 19 juin 2014, pour les sites raccordés au réseau de transport de gaz ;
- 1^{er} janvier 2015, pour les sites et les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 200 MWh par an de gaz ;
- 1^{er} janvier 2016, pour les sites consommant plus de 30 MWh de gaz par an, pour les immeubles à usage principal d'habitation consommant plus de 150 MWh de gaz par an, et enfin pour les sites en électricité ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

— Informer les consommateurs pour les aider à anticiper

La CRE a déploré à plusieurs reprises l'absence de communication des pouvoirs publics sur la suppression des tarifs réglementés. Beaucoup d'entreprises et d'acheteurs publics n'étaient tout simplement pas au courant. Le régulateur a donc mis en place un dispositif d'information et d'accompagnement :

- des réunions d'information rassemblant entreprises et acheteurs publics. Entre 2014 et 2015, la CRE a multiplié les réunions sur le territoire français, organisées en partenariat avec les Chambres de Commerces et d'Industries, ou avec les fédérations professionnelles de l'artisanat et des PME, et les collectivités publiques.
- une vidéo pédagogique et un site internet dédié, produits respectivement en octobre 2014 et juin 2015.
- un groupe de travail consacré à la préparation de la fin des tarifs réglementés. Institué en janvier 2014 et composé de la CRE, du Médiateur national de l'énergie, de fournisseurs, de gestionnaires de réseaux, d'associations de consommateurs, de syndicats d'énergie et de représentants de la DGEC et de la DGCCRF, ce groupe a notamment élaboré des guides et fiches pratiques.
- des courriers et appels téléphoniques aux retardataires. 10 300 consommateurs de gaz encore en offre transitoire en mai 2015 ont reçu un courrier de la CRE et 243 syndicats de copropriété bénéficiant du dispositif de continuité de fourniture assuré par GRDF ont

Au 1^{er} janvier 2016, 100 000 sites en électricité et 17 000 sites en gaz ont bénéficié d'un dispositif transitoire leur évitant d'être coupés



1 site dédié :
www.tarifsreglementes-cre.fr

fait l'objet d'une campagne téléphonique.

- une table ronde rassemblant les représentants des consommateurs. Organisée en septembre 2015, elle fut l'occasion pour la CRE de recueillir leur retour d'expérience et d'identifier leurs priorités en termes de fonctionnement des marchés de détail.

— Accéder aux fichiers des clients, un enjeu compétitif

Les fournisseurs historiques, seuls détenteurs des fichiers clients en raison de leur ancienne situation de monopole, disposaient d'un solide avantage compétitif. Pour être en mesure de proposer des offres commerciales adaptées, les fournisseurs alternatifs devaient avoir accès aux données de consommation, aux caractéristiques techniques d'un site ou même aux données de contact.

La CRE a pris deux délibérations, le 22 mai 2014, demandant aux gestionnaires de réseaux de distribution ERDF et GRDF de donner un accès gratuit aux consommateurs (ou un tiers désigné) via une plateforme électronique afin qu'ils récupèrent leurs informations de consommations (consommation annuelle de référence, profil, courbe de charge, puissance...) et les transmettent à des fournisseurs qu'ils contactent.

Nombre de sites concernés par la fin des tarifs réglementés (au 30 mai 2014)

468 000
sites en électricité

170 000
sites en gaz

En octobre 2014, la CRE a réalisé une vidéo pédagogique sur la fin des tarifs réglementés pour les professionnels. L'initiative a été saluée par les fournisseurs d'énergie qui ont pu voir et commenter la vidéo en avant-première à l'occasion d'une réunion du groupe de travail dédié à la communication et l'information sur la fin des tarifs réglementés mis en place par la CRE.



Dans cette même logique, après avoir été saisie par la CRE, et en parallèle par Direct Energie, l'Autorité de la concurrence a enjoint à ENGIE, dans sa décision du 9 septembre 2014, de mettre à la disposition des fournisseurs alternatifs des données de son fichier des clients résidentiels et non résidentiels aux tarifs réglementés. La CRE a transposé ces mesures au cas de l'électricité et adressé une demande similaire à EDF.

— Eviter les engagements

Les contraintes des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux de distribution ne devaient pas freiner le processus de sortie des tarifs réglementés. La CRE a intégré très en amont cette question dans les groupes de concertation placés sous son égide.

Le traitement des demandes en masse de changement de fournisseurs représentait l'un des principaux défis à relever pour les gestionnaires de réseaux. Par exemple, ERDF, qui gère d'ordinaire 2 000 changements de fournisseur par mois, a réalisé près de 270 000 changements de fournisseur durant le dernier trimestre 2015. Les systèmes d'information dédiés ont été adaptés pour tenir la volumétrie attendue. Et le basculement en offre de marché s'est déroulé sans encombre.

— Des dispositifs anti-coupures aux prix incitatifs

L'offre transitoire

La date butoir pour souscrire un contrat en offre de marché était initialement prévue pour les 1^{er} janvier 2015 et 2016. Afin d'éviter des coupures, la loi a prévu le

basculement automatique sur une offre transitoire, c'est-à-dire une offre de marché par défaut du fournisseur historique, valable 6 mois. Pendant cette période, les clients pouvaient changer d'offre et/ou de fournisseur sans frais ni préavis de résiliation.

La CRE a recommandé de fixer le prix des offres transitoires à un niveau incitant les consommateurs à rechercher une offre de marché. Au 1^{er} janvier 2015, le niveau de l'offre transitoire s'est établi entre 1 et 3 % au-dessus du niveau du tarif réglementé. Néanmoins, 17 000 sites en gaz (sur 57 000 en avril 2014) ont basculé en offre transitoire. Par conséquent, au 1^{er} janvier 2016, EDF et ENGIE ont appliqué une majoration moyenne de 5 % par rapport au niveau des tarifs réglementés. Seulement 100 000 sites en électricité et 17 000 sites en gaz (autant qu'au 1^{er} janvier 2015 alors que deux fois plus de sites étaient concernés) ont basculé en offre transitoire.

Le dispositif GRDF

Constatant la persistance d'un nombre significatif de clients en gaz en offre transitoire à l'approche du 30 juin 2015 (plus de 10 000 consommateurs), la CRE a pris des dispositions en urgence. Dans sa délibération du 28 mai 2015, la suspension de fourniture de gaz des sites concernés au 30 septembre 2015 a été reportée. Ils sont ainsi restés alimentés par GRDF, mais à un prix majoré de 20 %.

L'appel d'offres pour la désignation des fournisseurs

Les offres transitoires disparaissent définitivement au 30 juin 2016. Pour éviter des coupures, l'ordonnance du 10 février 2016 prévoit la désignation d'un fournisseur par défaut, sélectionné à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, instruite par la CRE.

La CRE a rédigé le cahier des charges de l'appel d'offres de manière à inciter les clients restés inactifs à choisir un nouveau contrat. Elle a également veillé à ce que l'appel d'offres n'aboutisse pas au maintien de la majorité des sites dans le portefeuille des fournisseurs historiques. Le prix des offres proposées a été ainsi majoré de 30 % au plus par rapport aux prix habituels. L'appel d'offres permet également d'éviter toute sur-rémunération des fournisseurs désignés, puisque ces derniers devront reverser à l'État une partie de l'écart entre leurs coûts et le niveau des prix applicables.



70 réunions d'information, rassemblant près de 2 300 entreprises et acheteurs publics, organisées entre 2014 et 2015, en partenariat avec les Chambres de commerce et d'industrie et les organismes professionnels



10 300 courriers envoyés aux consommateurs de gaz encore en offre transitoire en mai 2015



PAROLE À... PHILIPPE TESSIER

Directeur de projet Énergie & Environnement à l'Union des groupements d'achat public (UGAP)



Acheter de l'électricité et du gaz est à la fois complexe, contre-intuitif et plein de chausse-trappes pour les acheteurs publics

Pourquoi et comment l'UGAP s'est-elle organisée pour proposer des offres d'achat groupé aux clients devant sortir des tarifs réglementés de vente ?

L'électricité et le gaz sont des fournitures banales. Mais l'acte d'achat de ces biens ne l'est pas. Il est à la fois complexe, contre-intuitif et plein de chausse-trappes pour les acheteurs publics. D'ordinaire, quand une collectivité achète un bien, elle décrit dans le cahier des charges les qualités attendues du produit et les prestations du fournisseur. Or, dans le secteur des énergies de réseau, le fournisseur qui vend la molécule ou l'électron n'est pas garant de sa qualité puisqu'elle relève de la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution. De surcroît, ce dernier agit dans le cadre du monopole de distribution : ses procédures

étant normées, un cahier des charges d'achat de fourniture et d'acheminement ne saurait aller à l'encontre de ses règles de fonctionnement.

De plus, force est de constater qu'il existe un hiatus entre deux univers et deux temporalités : d'un côté, des appels d'offres publics dans lesquels l'offre, et donc le prix, reste d'ordinaire valide durant plusieurs semaines ; de l'autre, un marché de l'énergie sur lequel les prix varient en continu. L'idéal est donc d'attribuer le marché dans la même journée où l'on reçoit les offres et avant la fermeture du marché pour éviter le risque overnight. On voit dès lors les difficultés que pose ce temps d'analyse court pour la plupart des acheteurs publics !

Afin d'accompagner les personnes publiques confrontées à cette complexité et à des fournisseurs submergés par des

Combien d'offres d'achat groupé avez-vous lancées ? Quels en ont été les résultats ?

Les bénéficiaires du dispositif Gaz et Électricité de l'UGAP appartiennent aux trois sphères publiques : les collectivités territoriales, l'État et ses opérateurs et les établissements de santé. C'est à ce jour le dispositif d'achat groupé public le plus important.

Le dispositif Gaz a rassemblé en deux vagues 3 800 bénéficiaires pour un volume de 7,6 TWh sur 50 000 sites. Le dispositif Électricité a rassemblé 3 000 bénéficiaires pour 3,3 TWh sur 52 000 sites. À noter, les lots des sites électricité anciennement au « tarif bleu » ont rassemblé 40 000 sites, ce qui représente une volumétrie considérable !

appels d'offres lancés concomitamment pour respecter les échéances de la fin des tarifs réglementés de vente, l'UGAP a créé en 2013 un département Énergie et Environnement. Deux ingénieurs territoriaux, qui maîtrisent la pratique de la gestion de l'énergie dans les collectivités et ont participé à la création du premier groupement de commandes d'achat de gaz dès 2004, ont été recrutés (Nicolas Bisson, chef de projet, et moi-même). Cette organisation a notamment permis à la centrale d'achat public d'adapter ses processus et la procédure d'achat afin d'attribuer les marchés en moins de deux heures.

Les acheteurs publics ont pu réaliser des gains de l'ordre de -20 % en gaz et de -15 % en électricité par rapport aux tarifs réglementés. L'ensemble des fournisseurs visant les clients publics a participé à ces consultations.

Quel regard portez-vous sur la libéralisation des marchés de l'énergie ?

Dans ce secteur, la chaîne de traitement de l'information du compteur à la facture est complexe. Elle fait appel à plusieurs opérateurs. Les consommateurs sont ainsi confrontés à des problèmes de facturation indépendants des procédures d'achat. L'enjeu de l'ouverture des marchés pour les consommateurs réside ainsi dans la qualité des systèmes d'information, que leurs sites soient situés ou non dans les territoires des entreprises locales de distribution.

LA CONFUSION DES MARQUES : UNE ENTRAVE À LA CONCURRENCE

C'est l'histoire d'un changement de nom. Celui d'ERDF, devenu récemment Enedis. Depuis la création du distributeur d'électricité en 2008, la CRE critiquait la similitude de ses nom et logo avec ceux de sa maison-mère EDF. Elle la considérait source de confusion entre la mission de service public d'acheminement d'électricité et l'activité de fourniture ouverte à la concurrence. Rétrospective.

— L'indépendance : un principe au service des consommateurs

La libéralisation des marchés de l'énergie a entraîné la séparation des activités de production, d'acheminement et de fourniture d'énergie au sein des entreprises dites « verticalement intégrées ». C'est ainsi que naissent RTE en 2005 et ERDF en 2008, respectivement transporteur et distributeur d'électricité, et filiales à 100 % d'EDF. Les deux gestionnaires de réseaux qui assurent des missions de service public sont régulés par la CRE. Le régulateur s'assure, entre autres, qu'ils sont indépendants vis-à-vis de leur maison-mère, en matière de gouvernance, de fonctionnement et de moyens. Ce principe d'indépendance vise à les empêcher de fausser la concurrence, en privilégiant EDF au détriment d'un autre fournisseur.

Afin que cette indépendance soit clairement établie, l'article L.111-64 du code de l'énergie dispose qu'aucune confusion ne doit exister entre les identités sociales, les pratiques de communication et les stratégies de marque des gestionnaires de réseaux de distribution et celles utilisées par le fournisseur du même groupe. Respecter cette obligation, c'est contribuer à éviter que le grand public n'associe et ne confonde trop fréquem-

ment ces deux catégories d'acteurs, qui rendent des services différents, indépendamment l'un de l'autre.

— Des efforts notables mais malgré tout jugés insuffisants

Et pour cause. Alors que les marchés de l'énergie sont totalement ouverts depuis 2007, une enquête menée en avril 2015 par l'institut CSA pour le compte de la CRE montre que les Français confondent clairement ERDF et EDF. 76 % des sondés pensent qu'EDF est chargé de la relève des compteurs et 43 % attribuent à ERDF un rôle d'exploitant des centrales nucléaires.

Cette confusion, la CRE l'a dénoncée depuis la création de la filiale de distribution dans ses rapports successifs sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Au-delà des noms très proches, les logos utilisaient tous deux la même image de turbine, avec une couleur différente (bleue pour ERDF et orange pour EDF), et la même typographie. Malgré des efforts de communication et de pédagogie entrepris par ERDF pour développer sa notoriété, la CRE demande à plusieurs reprises à EDF puis à ERDF de supprimer les facteurs de confusion. Mais rien ne bouge. Tout du moins sur le plan de la confusion.



↑ Les gestionnaires de réseaux qui ne répondent pas aux demandes de la CRE sont en infraction avec le code de l'énergie. Ils s'exposent à une saisine du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) par le président de la CRE.

Une étape-clé dans l'ouverture des marchés se profile : au 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel pour une partie des professionnels sont supprimés. Les consommateurs concernés doivent souscrire une offre de marché auprès du fournisseur de leur choix. Dans ce contexte, ERDF présente à la CRE une proposition d'évolution de son identité visuelle fin 2014, avec deux logos. Les logos envisagés, déposés à l'Institut national de la propriété industrielle, ne comportent plus les pales de la turbine utilisées par le logo d'EDF. Mais ils comprennent toujours le sigle ERDF, en lettres minuscules dans une nouvelle typographie et toujours en bleu.

Dans son rapport sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux publié le 6 janvier 2015, la CRE juge que ces évolutions ne contribuent pas à supprimer toute confusion possible auprès des consommateurs. Elle enjoint alors à ERDF de lui adresser sous six mois des propositions de changement des éléments constitutifs de sa marque, sous peine de saisir le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS). Ce dernier peut notamment décider de sanctions pécuniaires à hauteur de 8 % du chiffre d'affaires. En outre, la CRE demande à ERDF et à EDF de lui



La France n'est pas une exception

L'absence de confusion des marques entre une filiale de distribution d'énergie et sa maison-mère est une obligation qui s'applique dans tous les États membres de l'Union européenne.

La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 prévoit que les régulateurs nationaux doivent surveiller les activités des entreprises verticalement intégrées afin que « les gestionnaires de réseaux de distribution appartenant à une entreprise verticalement intégrée s'abstiennent, dans leurs pratiques de communication et leur stratégie de marque, de toute confusion avec l'identité distincte de la branche fourniture de l'entreprise verticalement intégrée ».

En Allemagne, en Grèce, aux Pays-Bas ou en Italie, un certain nombre d'entreprises verticalement intégrées européennes ont procédé à des évolutions majeures pour différencier leurs marques afin de mettre fin à toute confusion entre les identités sociales et les stratégies de marque des sociétés en charge respectivement de la fourniture et de la distribution.

transmettre, d'ici le 1^{er} juin 2015, un plan des actions à mettre en œuvre pour supprimer les risques d'association par le grand public entre les deux sociétés et ainsi supprimer toute confusion possible.

Au cours d'une audition le 3 juin 2015, ERDF présente un nouveau projet d'évolution de sa marque : la turbine a disparu, la police de caractère et les combinaisons de couleurs sont différentes de celles d'EDF et une signature « l'électricité en réseau » apparaît. Bien qu'il s'agisse d'évolutions significatives, la CRE estime une nouvelle fois cette proposition insuffisante. Des facteurs de confusion demeurent : proximité phonétique et conceptuelle, proximité de certaines couleurs, proximité de sigles et les dénominations sociales. Le projet présenté par ERDF, en l'absence de modification de la marque d'EDF, ne permet toujours pas d'écarter tout risque de confusion.

ERDF déploie néanmoins son nouveau logo à l'été 2015 à travers toute la France, accompagné d'un plan de communication sur 18 mois. Et indique par voie de presse que la société ne changera pas de nom.

— ERDF change de nom

Le président de la CRE saisit alors le CoRDiS en juillet 2015 au motif que le gestionnaire de réseau ERDF et sa maison-mère EDF auraient mis en œuvre des pratiques contraires au code de l'énergie compte tenu de leurs stratégies de marques respectives.

Cette saisine semble avoir eu le mérite de faire bouger les lignes. En janvier 2016, ERDF annonce qu'il va changer de nom d'ici l'été pour se démarquer de sa maison-mère. Il déclare dans un communiqué que cette nouvelle dénomination « permettra au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la CRE ». ERDF s'appelle désormais Enedis.

Décembre / La CRE demande à EDF de modifier le nom d'ERDF ou la forme et les couleurs du logo pour ne pas rappeler le fournisseur historique



Février / La CRE propose qu'ERDF modifie le nom de sa filiale de distribution d'électricité ainsi que la forme de son logo pour qu'ils ne rappellent nullement le fournisseur historique

Décembre / La CRE demande à EDF de modifier le nom d'ERDF, ainsi que la forme et les couleurs du logo pour ne pas rappeler le fournisseur historique

Septembre / La CRE demande à ERDF d'étudier, à chaque campagne de communication de portée nationale, la possibilité de profiter de cette occasion pour annoncer ses changements de logo et de dénomination sociale

Juin / La CRE demande à ERDF de lui transmettre un plan d'action permettant la disparition des facteurs de confusion induits par la forme du logo, la police et la dénomination de la marque, excessivement proches de ceux d'EDF

Juin / L'association de consommateurs UFC-Que Choisir saisit le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE pour obtenir notamment la modification de la marque ERDF, dont son nom



Décembre / ERDF présente à la CRE un projet de nouveau logo, avec la suppression de la turbine, mais sans changement de nom

Janvier / La CRE juge que les changements proposés par ERDF ne sont pas suffisants et lui demande de procéder à un changement majeur des éléments constitutifs de sa marque afin de mettre fin à la confusion persistante entre ERDF et EDF qui résulte de l'excessive proximité entre leurs identités sociales, leurs sigles et leurs logos



Juin / ERDF présente un projet de nouveau logo, avec la suppression de la turbine et une police de caractère et des couleurs modifiées, mais sans changement de nom. La CRE juge que ces évolutions sont significatives mais ne permettent pas d'écarter tout risque de confusion des marques ERDF et EDF

Juillet / Le président de la CRE saisit le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE

Janvier / ERDF annonce qu'il va changer de nom pour notamment se démarquer de sa maison-mère d'ici l'été



Juin / ERDF devient Enedis



PAROLE À... CAROLINE MARTI

Enseignante au CELSA
Paris-Sorbonne, responsable
du département Marque
et chercheuse au GRIPIC

être différenciants par rapport à ce qui est fait par les concurrents. Les signes décidés par les responsables de l'entreprise pour les marques ne sont pas choisis innocemment.

Quel est l'intérêt pour une entreprise de changer de nom ? Quels sont ses objectifs ?

Le branding est une activité engageante qui traduit une vocation, une histoire, un métier mais aussi une projection, car la marque est porteuse d'une promesse adressée aux consommateurs.

Le changement de nom est l'occasion de repenser la stratégie d'une organisation et de la faire partager, en interne comme en externe, en l'affirmant. Le changement de nom peut être considéré à la fois comme

La tentation est grande de garder des caractéristiques communes aux deux entités. Le cas des énergéticiens est en effet très spécifique, dans la mesure où l'indépendance est le fruit de choix politiques et réglementaires et qu'elle est à la fois une opportunité et une contrainte, celle de renoncer à une prérogative jusque-là acquise.

Le volontarisme de la dissociation est ce qui peut permettre une réelle indépendance des marques affichées. Il faut dans ce cas quitter l'expression d'une posture institutionnelle pour passer à une logique d'expression fondée sur la promesse spécifique faite aux publics, un recentrage sur l'offre. Que veut-on dire spécifiquement au public, comment symboliser son positionnement, son offre sur le marché, le service que l'on veut proposer durablement ? La signalétique



Le volontarisme de la dissociation est ce qui peut permettre une réelle indépendance des marques affichées

Quels sont les éléments qui identifient une entreprise ?

Une entreprise a besoin d'être identifiée par différents publics : les salariés, les actionnaires, les clients et dans certains cas les parties prenantes que sont les collectivités territoriales ou l'État.

Si les objectifs de messages adressés à ces différents publics sont variés, l'entreprise doit pouvoir tous les intégrer grâce à une instance de médiation, la marque, faite d'éléments figés et d'éléments évolutifs qui constituent la « signalétique de marque » :

- un nom qui recouvre des offres et des activités, qui renvoie à un mot ou des mots et à un son ou des sons ;
- des emblèmes (logos, slogans, jingle...) ;
- des choix stylistiques (typographie, couleur, etc.).

Les éléments qui identifient l'entreprise sont censés traduire symboliquement son positionnement sur ses marchés et donc

un outil de management et comme un outil marketing.

Il présente néanmoins un risque, celui de l'accueil qui sera fait par les publics, et qui peut être supposé mais jamais assuré. Abandonner son nom pour un autre peut être une immense opportunité, mais représente le risque d'une perte de notoriété et de confiance.

Comment deux entreprises qui ont une histoire commune et qui deviennent indépendantes font-elles pour ne plus être confondues ?

Cette question renvoie à d'autres questions : peut-on s'affranchir de ses origines pour exprimer une indépendance récente ? Peut-on s'affranchir de la notoriété de son activité d'origine pour ne compter que sur les forces de son offre nouvelle ?

de marque est une clé essentielle pour penser sa singularité.

L'indépendance peut être manifestée par le branding de façon soudaine avec un changement fort et général sur tous les supports de l'une des marques ou bien en faisant évoluer peu à peu la signalétique de la marque. Dans le premier cas, une identité propre de marque que les publics pourront identifier sera exprimée, et reconnue, si les moyens pour faire connaître la marque sont suffisants. Dans le second cas, la marque bénéficiera de la notoriété de son entité d'origine, mais mettra plus de temps à être identifiée comme indépendante avec une offre singulière. Dans le premier cas, l'enjeu est de se faire connaître auprès des publics et d'obtenir leur confiance. Dans le second cas, il est de rester lisible auprès des publics qui peuvent se perdre dans une offre floue avec un énonciateur aux missions confuses.

ÉNERGIES VERTES : POUR UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE SOUTENABLE

Une transition énergétique soutenable implique de payer le juste prix de cette énergie verte. Elle requiert l'expertise économique d'un acteur impartial et indépendant des parties prenantes et du gouvernement. C'est pourquoi la CRE est particulièrement attentive au bon dimensionnement des dispositifs de soutien. Cette mission nécessite cependant de renforcer ses moyens de fonctionnement.

— Concourir au bon développement des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables constitue un axe prioritaire de la politique énergétique. Pour favoriser leur essor, les pouvoirs publics ont, jusqu'à récemment, eu recours à deux dispositifs de soutien : l'obligation d'achat et les appels d'offres. Ils garantissent aux producteurs d'écouler leur production à un prix fixé et garanti pendant 15 à 20 ans. Dans le premier cas, les fournisseurs historiques sont obligés d'acheter la production d'électricité à un tarif prédéfini, supérieur au prix de marché, et fixé par arrêté ministériel, après avis de la CRE. Dans le second cas, les candidats aux appels d'offres proposent le tarif auquel ils souhaitent vendre leur production aux acheteurs obligés, ce prix étant un critère de sélection des offres. La CRE participe à l'élaboration du cahier des charges – hier en proposant la rédaction, aujourd'hui en rendant un avis sur le projet du ministre chargé de l'Énergie – instruit les appels d'offres et rend un avis sur le choix des lauréats qu'il appartient néanmoins au ministre de sélectionner.



19,3 %
part des énergies renouvelables dans la consommation électrique française entre le 1^{er} juillet 2014 et le 30 juin 2015

Le financement des charges de service public et, notamment, du soutien aux énergies renouvelables a été réformé début 2016. La CRE conserve son rôle de contrôle des charges constatées sur l'année passée et d'évaluation pour les années en cours et à venir. Pour 2016, elles s'élèvent à 7 milliards d'euros, dont 67,1 % sont dus au soutien aux énergies vertes. Dans un contexte de forte augmentation des charges liées au développement des énergies renouvelables, qui devraient augmenter de 70 % d'ici 2025 selon une étude prospective de la CRE d'octobre 2014 portant sur les énergies renouvelables électriques, la CRE est particulièrement attentive au bon dimensionnement des dispositifs de soutien.

La CRE formule ainsi des recommandations au gouvernement. Dans un rapport publié en avril 2014 sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, elle a notamment préconisé de recourir de préférence aux appels d'offres plutôt qu'aux tarifs d'achat pour l'ensemble des filières matures. Elle a également recommandé de réviser plus régulièrement le niveau de certains tarifs afin qu'ils reflètent



La loi de transition énergétique du 18 août 2015 prévoit un objectif de 32 % de renouvelables dans le mix énergétique français à l'horizon 2030.

l'évolution des coûts, en particulier pour l'éolien terrestre. À cet égard, depuis sa création, la CRE a formulé des recommandations plus spécifiques, filières par filières, sur 36 projets d'arrêtés tarifaires, et a rendu 20 avis défavorables motivés par la mise en évidence d'une rentabilité excessive induite par le tarif proposé.

Le rôle de la CRE s'avère donc primordial, d'une part, en s'assurant que le soutien public aux énergies renouvelables ne donne pas lieu à des rémunérations excessives ; d'autre part, en vérifiant que les tarifs d'obligation d'achat sont adaptés aux réalités technologiques et industrielles des filières de production. À l'avenir, dans le cadre de la récente réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, la CRE renforcera son contrôle sur les coûts des installations en procédant de manière plus systématique à des audits et proposera les évolutions qui en découlent.



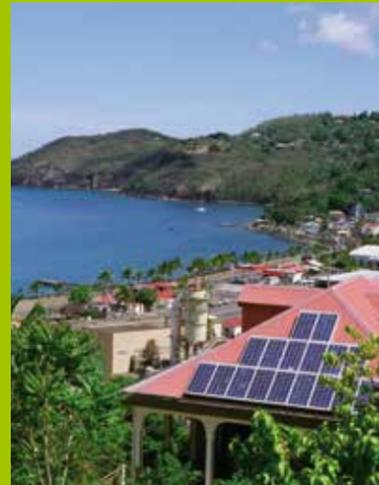
Développer efficacement les renouvelables dans les zones insulaires

Les choix historiques dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau électrique continental* ont conduit à un mix énergétique plus carboné qu'en métropole. Le développement des énergies renouvelables constitue désormais un axe prioritaire de la politique énergétique dans ces territoires, avec un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale pour 2020 dans les DOM (30 % à Mayotte), alors que l'électricité d'origine fossile représentait 67 % en 2014.

Le développement de l'électricité verte peut être soutenu au moyen de trois dispositifs : les tarifs d'achat, les appels d'offres et les contrats de gré à gré. Ces derniers sont soumis à l'analyse de la CRE et permettent de définir un niveau de soutien adapté aux spécificités du projet et du territoire dans lequel il s'insère. La CRE y est favorable dès lors qu'il n'existe pas de tarif d'achat ou que le niveau de concurrence ne permet pas d'organiser un appel d'offres.

L'intégration des énergies variables représente un enjeu important dans les systèmes électriques de petite taille. La CRE a proposé plusieurs pistes en ce sens – notamment la définition territoire par territoire du seuil à partir duquel le gestionnaire du réseau est autorisé à déconnecter ces installations ou la prise en compte des heures de déconnexion dans la fixation des mécanismes de soutien – et travaille en parallèle à l'élaboration d'une méthodologie permettant la valorisation des installations de stockage.

* Corse, départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion, Mayotte), certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Barthélemy, Saint-Martin), les îles bretonnes de Molène, Ouessant, Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey.



— Accompagner les producteurs vers le marché

La Commission européenne a publié le 1^{er} juillet 2014 de nouvelles lignes directrices sur les aides d'État dans le domaine de l'énergie et de la protection de l'environnement. Elles préconisent que les installations de plus de 500 kW commercialisent directement leur énergie sur le marché en bénéficiant d'une prime complémentaire, et que le bénéfice de celle-ci soit accordé pour les installations de plus de 1 MW à l'issue d'un appel d'offres. Pour assurer la compatibilité des dispositifs de soutien français avec les critères européens, la loi de transition énergétique les a réformés en introduisant le complément de rémunération.

Les producteurs devront désormais commercialiser leur énergie sur le marché de gros de l'électricité. Une prime compensera l'écart entre la rémunération tirée de cette vente et un niveau de rémunération de référence établi selon le type d'installations. Ils deviendront ainsi des acteurs de marché à part entière.

La CRE a été associée à la réforme à plusieurs reprises. Elle a répondu à

la consultation publique du ministère de l'Énergie en avril 2014, contribué aux groupes de travail mis en place par ce dernier début 2015, et rendu des avis sur les projets de décrets relatifs au complément de rémunération et sur les six premiers projets d'arrêtés tarifaires.

Dans son avis en demi-teinte du 9 décembre 2015, la CRE a formulé plusieurs recommandations pour accompagner au mieux le développement des filières renouvelables, tout en limitant au maximum leur impact sur les charges de service public. Parmi celles-ci, la CRE suggère que le dimensionnement de la prime de gestion doit refléter strictement les coûts induits par

la vente sur le marché. On notera également, concernant la filière de l'éolien terrestre, que les appels d'offres constituent la voie de développement à privilégier pour assurer l'efficacité économique du soutien public.

— Appels d'offres : faire jouer la concurrence pour réduire le coût

Plus généralement, la CRE est favorable à un recours systématique aux appels d'offres pour les filières où le niveau de concurrence est satisfaisant. Comme elle l'a rappelé dans son avis du 3 février 2016 sur le projet de décret réformant la procédure des appels d'offres, ceux-ci permettent de contrôler le rythme de développement des filières et de révéler le niveau de soutien nécessaire à chaque installation. Elle a également préconisé de faire du niveau de soutien demandé par les candidats un critère de sélection prépondérant, afin de faire jouer à plein la concurrence et de réduire le coût du développement des renouvelables pour la collectivité. Enfin, la CRE a plaidé en faveur d'une simplification de la procédure d'appel d'offres et d'une augmentation de ses moyens afin d'être en mesure d'instruire les dossiers dans les délais, dans un contexte où le rythme des appels d'offres s'intensifie.



25
nombre d'appels
d'offres instruits
par la CRE
entre 2004 et 2015,
dont **1 492** dossiers
reçus en 2015

“

La CRE a déjà rendu 6 avis sur les arrêtés tarifaires sous le nouveau régime d'aides aux producteurs d'énergie verte.



CHARGES DE SERVICE PUBLIC

+ 400 % : augmentation des charges de service public en 15 ans

9,8 Mds € : montant des décisions de la CRE portant sur la CSPE

16 % : part de la CSPE dans la facture TTC d'un consommateur résidentiel en 2016

ÉNERGIES RENOUVELABLES

6,192 GW : parc photovoltaïque fin 2015 (contre 190 MW en 2009)

Objectifs 2023 de développement des énergies renouvelables

→ solaire : entre 18 200 MW et 20 200 MW

→ éolien terrestre : entre 21 800 MW et 25 000 MW



PAROLE À... JEROME DEFLESSELLES

Responsable Europe des activités conseil et financement pour les projets d'énergies renouvelables à la Société Générale Corporate & Investment Banking, Membre du conseil d'administration de France Energie Eolienne (FEE)

Dans ce contexte de croissance soutenue, il est nécessaire d'adapter les mécanismes de soutien.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, publiée à l'été 2015, a introduit un nouveau mécanisme de soutien aux énergies renouvelables, prévu pour entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2016. Ce dispositif résulte des lignes directrices européennes du 28 Juin 2014, qui prévoient le versement d'un complément de rémunération aux producteurs.

Qu'est-ce que le complément de rémunération ?

Il s'agit d'une prime par mégawatttheure, calculée ex-post, qui vient s'ajouter au revenu généré par la vente directe de la production sur le marché de gros de

Comment producteurs et acteurs financiers vont-ils devoir s'adapter ?

L'intégration des énergies renouvelables au marché de l'électricité implique pour les producteurs de s'adapter à de nouvelles contraintes. Par exemple, la responsabilité d'équilibre et la commercialisation de leur production sur le marché. Ces nouvelles responsabilités induiront des coûts et des risques auxquels ils n'ont pas été confrontés jusqu'à ce jour dans le cadre de l'obligation d'achat.

Pour les financeurs et pour les investisseurs, ce nouvel environnement réglementaire est, par nature, plus complexe. Il introduit des incertitudes

“

Dans ce contexte de croissance soutenue, il est nécessaire d'adapter les mécanismes de soutien

Pourquoi un nouveau dispositif d'aide au développement des énergies renouvelables a-t-il été instauré ?

La refonte des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables vise à une meilleure intégration de la production renouvelable au marché et au système électrique.

Alors que la France a signé l'Accord de Paris le 22 avril dernier, les annonces de la ministre de l'Énergie concernant la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) donnent une feuille de route volontaristes pour les énergies renouvelables : 14,3 GW d'éolien terrestre en 2018, puis entre 21,8 et 23,3 GW d'ici 2023. Pour le solaire, l'objectif intermédiaire est de 10,2 GW porté ensuite à 20,2 GW. Quant à l'éolien maritime, la prévision est supérieure à 3 GW d'ici 2020.

l'électricité. Cette prime est proportionnelle à l'énergie produite. À partir de 2017, les États membres seront dans l'obligation d'organiser des appels d'offres pour l'attribution des compléments de rémunération (à l'exception des parcs éoliens dont la puissance est inférieure à 6 mégawatts).

Le complément de rémunération se substituera donc progressivement au dispositif d'obligation d'achat pour certaines filières renouvelables et pour les installations dépassant une certaine taille (puissance installée supérieure à 500 kW). Une période de cohabitation des deux mécanismes de soutien est prévue.

multiples : exposition au risque de marché, solvabilité des acheteurs... Une phase d'adaptation est incontournable.

Notons néanmoins que les financeurs ayant un champ d'action dépassant la France sont déjà familiers de ce type de schémas réglementaires puisqu'ils sont opérants dans plusieurs autres pays européens (Allemagne, Grande-Bretagne par exemple).

Dans le cadre des discussions entre professionnels et instances publiques sur le projet de réforme des mécanismes de soutien, les banques ont veillé à proposer des options visant à réduire les incertitudes et donc les risques et ce de manière à s'assurer que les conditions de financement ne soient pas détériorées.

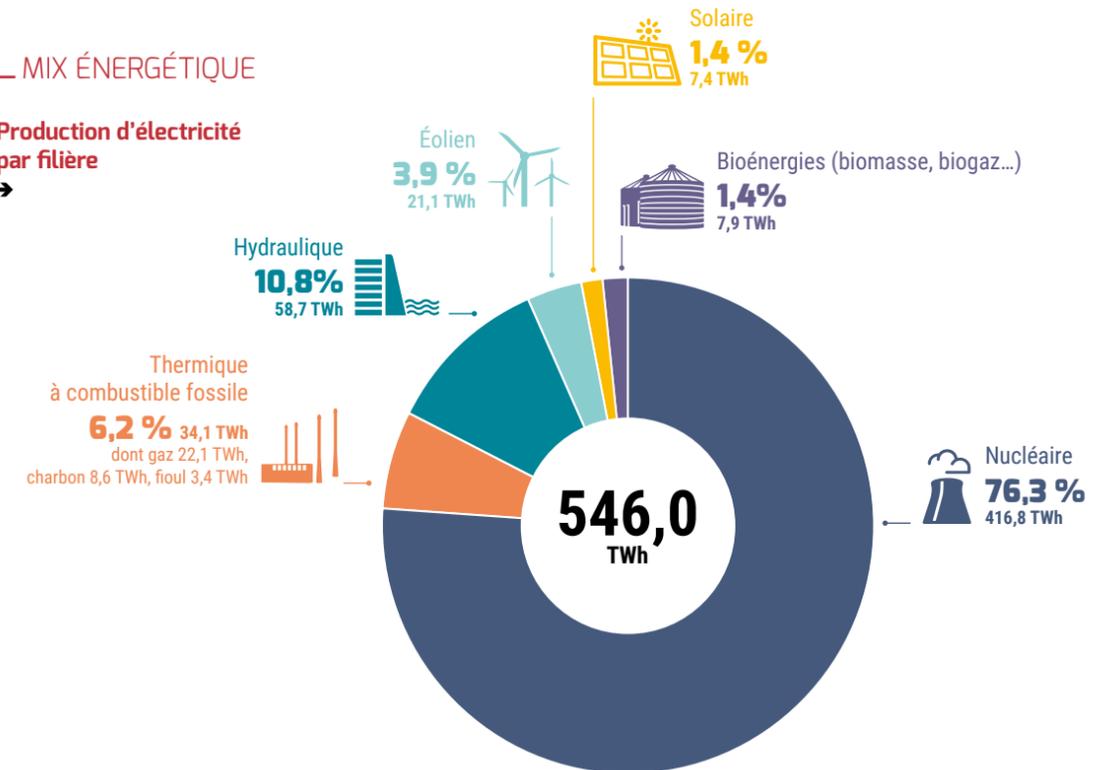
CHIFFRES CLÉS 2015



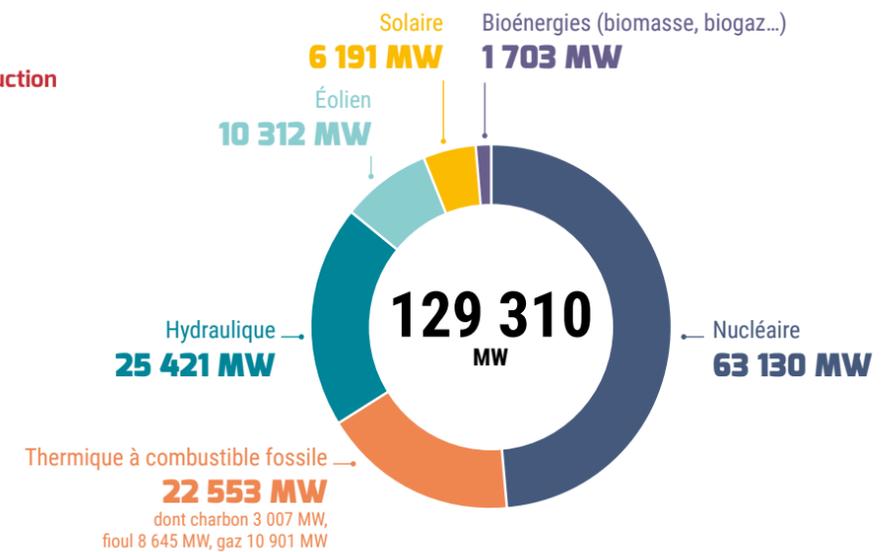
PANORAMA DE L'ÉNERGIE EN FRANCE

MIX ÉNERGÉTIQUE

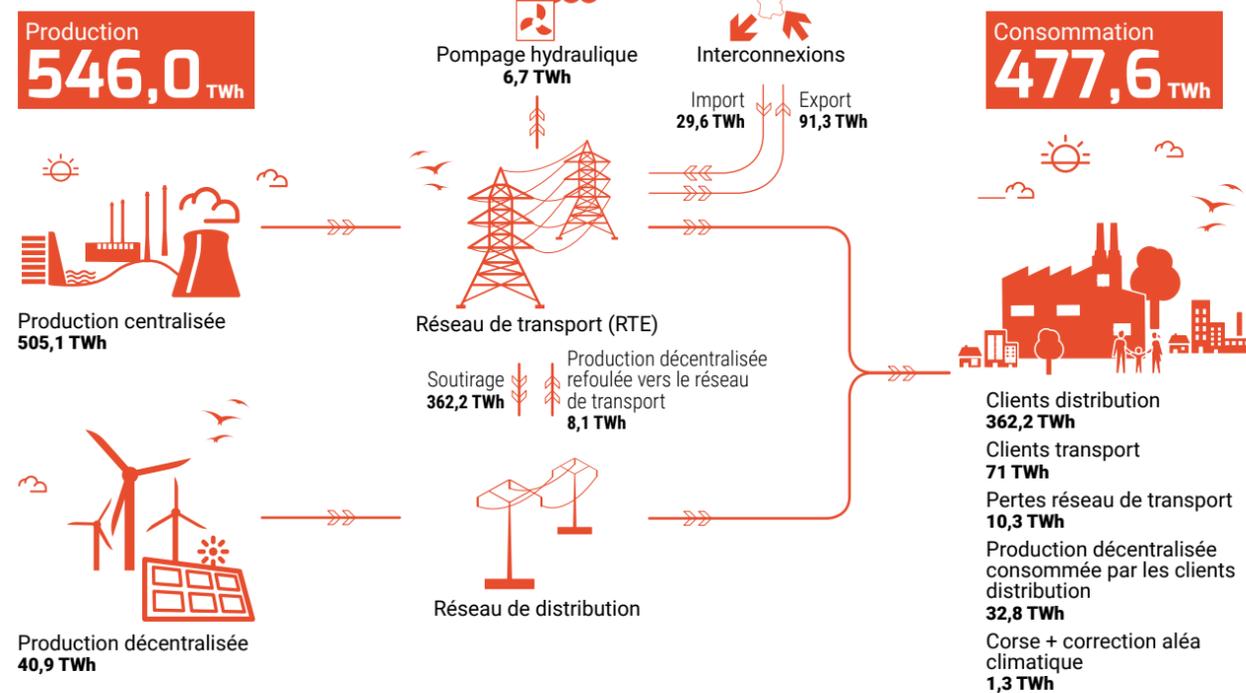
Production d'électricité
par filière
→



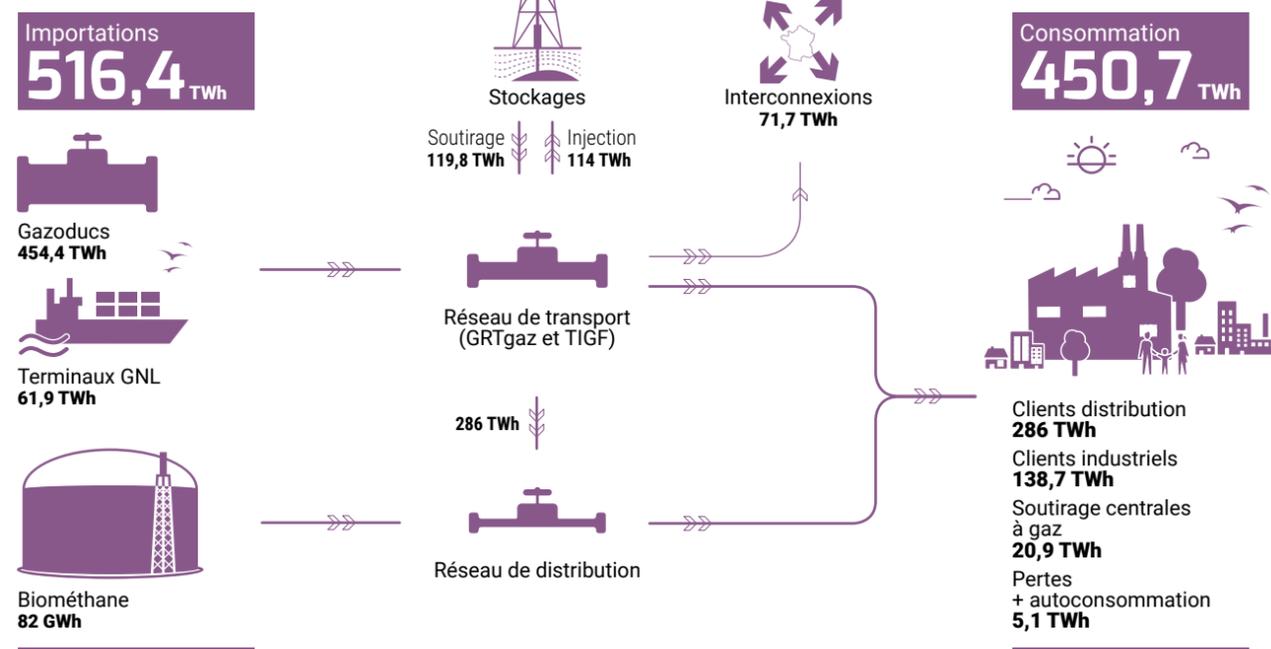
Parc de production
d'électricité
→



— ÉLECTRICITÉ : DE LA PRODUCTION À LA CONSOMMATION



— GAZ : DE L'IMPORTATION À LA CONSOMMATION



LES CONSOMMATEURS RÉSIDENTIELS

NOMBRE DE SITES RÉSIDENTIELS + VOLUME DE CONSOMMATION

Électricité
31,8 millions de sites, 151 TWh (soit 34 % de la consommation totale en France)

Gaz
10,6 millions de sites, 122 TWh (soit 27 % de la consommation totale en France)

NOMBRE DE SITES RÉSIDENTIELS EN OFFRE DE MARCHÉ

Électricité
3 689 000 sites dont 3 680 000 sites chez un fournisseur alternatif (13,9 TWh vs 0,04 TWh fourni en offre de marché par les fournisseurs historiques)

Gaz
4 360 000 sites dont 2 097 000 sites chez un fournisseur alternatif (24,4 TWh vs 25,1 TWh fournis en offre de marché par les fournisseurs historiques)

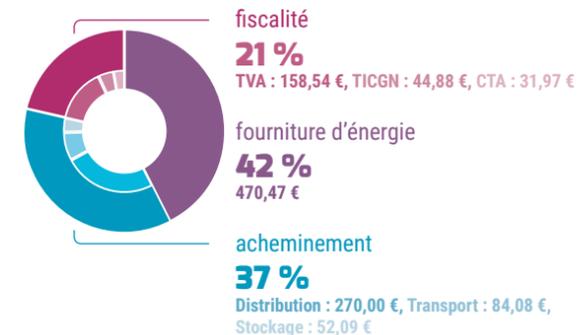
OFFRE DE MARCHÉ LA MOINS CHÈRE PAR RAPPORT AU TARIF RÉGLEMENTÉ

Électricité
-5 % économie par rapport au tarif réglementé de vente TTC pour une offre de marché indexée sur le tarif réglementé proposée à Paris (pour un client moyen au tarif base 6 kVA consommant 2,4 MWh par an et pour un client moyen au tarif heures pleines/heures creuses 9 kVA consommant 8,5 MWh par an)

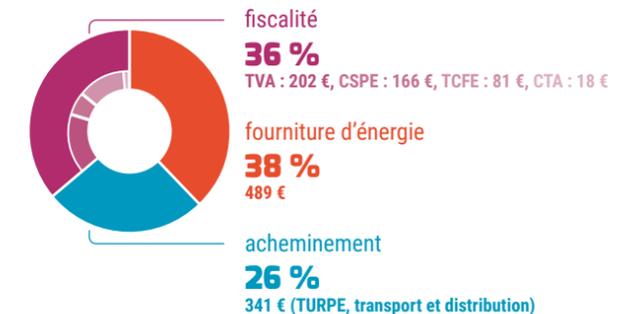
Gaz
-5 % et -8 % économies par rapport au tarif réglementé de vente TTC pour une offre de marché à prix variable proposée à Paris, d'une part à un client type consommant 750 kWh par an et utilisant le gaz pour cuisiner, et d'autre part à un client type se chauffant au gaz et consommant 17 MWh par an

— RÉPARTITION DE LA FACTURE

Gaz
1 112,03 € TTC/an pour un client au tarif B1 (usage chauffage, client consommant 17 000 kWh)



Électricité
1 297,00 € TTC/an pour un client 9 kVA (client consommant 8 500 kWh, répartis en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses)



Acheminement : part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts de transport, stockage et distribution. Les coûts de transport et de distribution sont déterminés par application des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité (TURPE) et de gaz (ATRD pour la distribution et ATRT pour le gaz) fixés par la CRE. / **Contribution biométhane** : elle permet de financer les charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et son montant est fixé par arrêté après avis de la CRE. Cette contribution est incluse dans la composante fourniture. / **CSPE** : la Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité sert à financer les charges résultant des missions de service public que la loi impose aux fournisseurs, telles que les surcoûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées, les politiques de soutien aux énergies renouvelables et le tarif social de l'électricité, dit tarif de première nécessité (TPN). Au 1^{er} janvier 2016, cette taxe a basculé vers la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE). / **CTA** : la Contribution Tarifaire d'Acheminement permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. / **CTSS** : la Contribution au Tarif Spécial de Solidarité permet de financer le tarif social du gaz, dit tarif spécial de solidarité, et son montant est fixé par arrêté après avis de la CRE. Cette contribution est incluse dans la composante fourniture. / **Fourniture** : part du tarif réglementé de vente couvrant l'approvisionnement et les coûts de commercialisation. / **TCFE** : les Taxe sur la Consommation Finale d'Électricité sont définies par chaque commune et chaque département. Elles dépendent de la puissance souscrite et d'un coefficient multiplicateur fixé et voté avant le 1^{er} octobre de chaque année par les conseils municipaux et généraux pour l'année suivante. / **TICGN** : la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel est perçue pour le compte des douanes. Depuis le 1^{er} avril 2014, la TICGN s'applique à l'ensemble des consommateurs de gaz naturel, notamment les clients résidentiels (certains usages industriels continueront toutefois à bénéficier de l'exonération). / **TVA** : la Taxe sur la Valeur Ajoutée s'applique à hauteur de : 5,5 % sur la part fixe (y compris la CTA) ; 20,0 % sur la part proportionnelle.

LES RÉSEAUX

— TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

TERMINAUX MÉTHANIERS RÉGULÉS ET LEUR CAPACITÉ DE STOCKAGE

Montoir : capacité de regazéification de 10 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 360 000 m³

Fos Tonkin : capacité de regazéification de 3 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 80 000 m³

Fos Cavaou (Fosmax LNG) : capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 330 000 m³

Dunkerque : capacité de regazéification de 13 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 570 000 m³ (mise en service prévue courant 2016)

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (GRT)

GRTgaz

- **600 TWh** acheminés
- 32 000 km de réseaux
- 768 clients industriels actifs (12 centrales à gaz)

TIGF

- **80 TWh** acheminés
- 5 000 km de réseaux
- 120 clients industriels (aucune centrale à gaz)

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD)

26 GRD

- dont GRDF (sur 95 % du territoire)
- **286 TWh** acheminés
- 205 000 km de réseaux
- **11,4 millions** de clients

— BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS

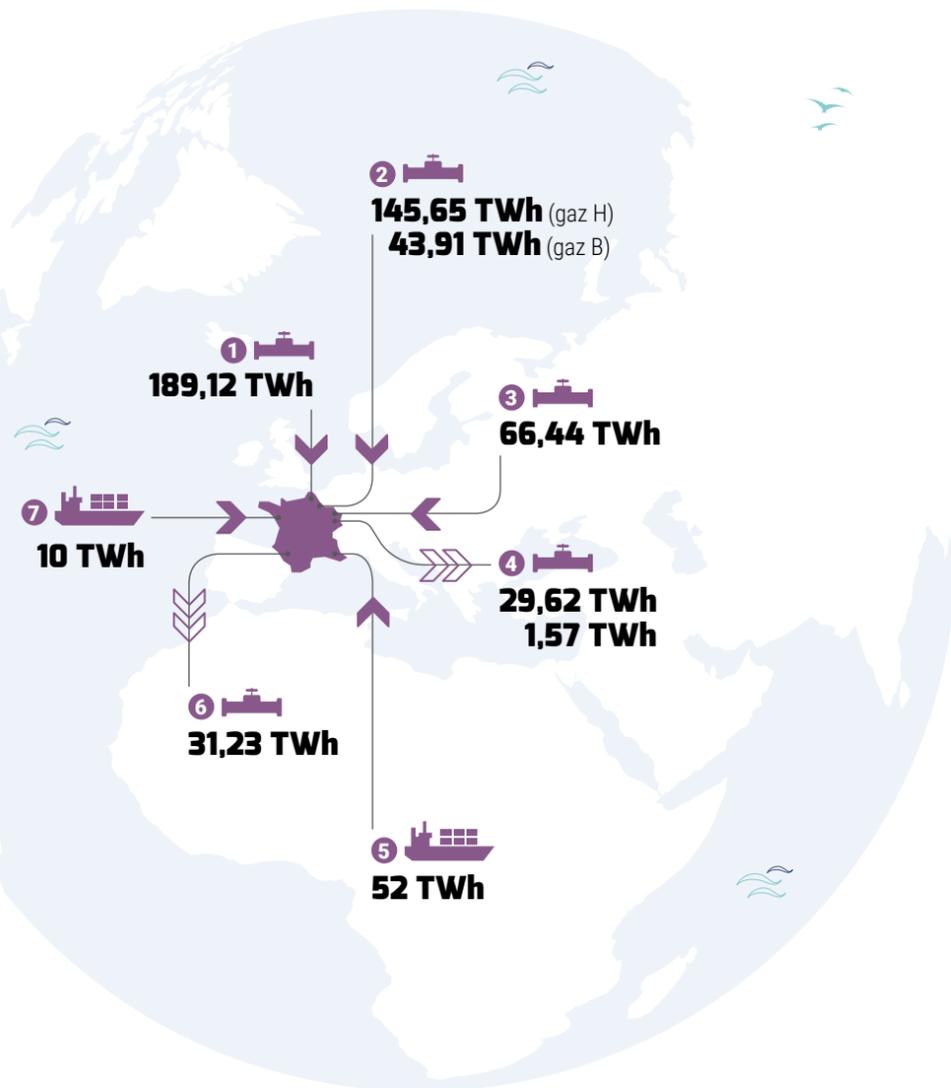
Solde des échanges net

444,6 TWh

Capacités d'interconnexion

3 585 GWh/j en entrée
658 GWh/j en sortie

- 1 Dunkerque
- 2 Tasnières
- 3 Obergailbach
- 4 Oltingue & Jura
- 5 Fos-sur-Mer
- 6 Larrau + Biriattou
- 7 Montoir-de-Bretagne



LES MARCHÉS DE GROS

— VOLUMES ÉCHANGÉS SURVEILLÉS PAR LA CRE

Total électricité et gaz
1 790 TWh
soit 60,9 milliards d'euros

Électricité
1 400 TWh
soit 53 milliards d'euros

Gaz
390 TWh
soit 7,9 milliards d'euros

— PRIX SPOT MOYENS

Électricité
38,48 €/MWh

Gaz
au PEG Nord
20,1 €/MWh

— TRANSPORT ET DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (GRT)

RTE

- **513,3 TWh** acheminés (hors énergie pompée par les STEP)
- 105 000 km de réseaux
- **258 clients** industriels

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD)

196 GRD

- dont ERDF (sur 95 % du territoire)
- **403,1 TWh** acheminés
- 1,4 million de km
- **36,8 millions** de clients

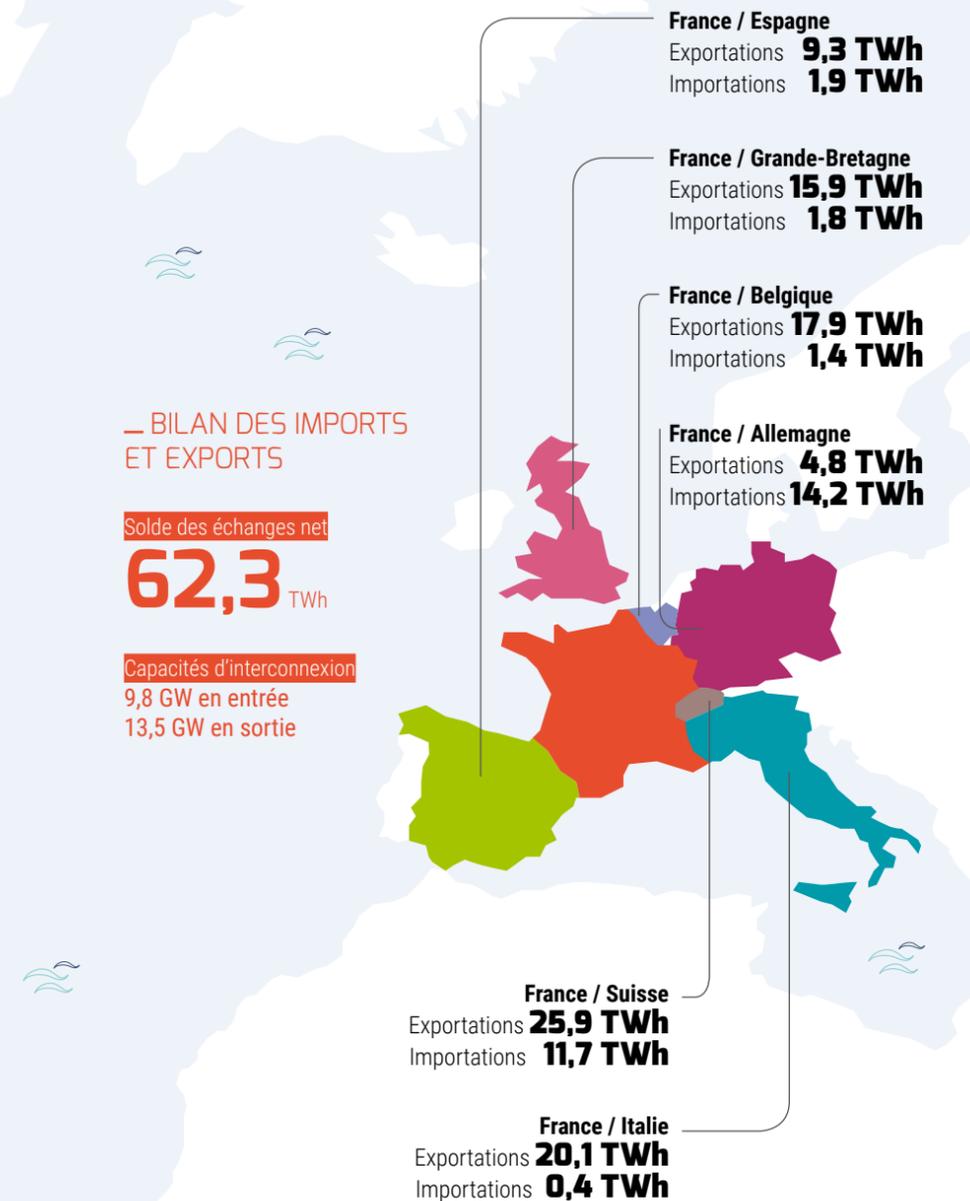
— BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS

Solde des échanges net

62,3 TWh

Capacités d'interconnexion

9,8 GW en entrée
13,5 GW en sortie



Le présent document a pour seule vocation d'informer le public des activités de la CRE. Seules les délibérations de la CRE font foi.

Toute reproduction, même partielle, et sous quelque forme que ce soit, est interdite, sauf accord préalable écrit de la CRE.

Ce document est téléchargeable sur le site Internet de la CRE, www.cre.fr.

Conception graphique et réalisation :
Julie Lamy et Cédric Pabolleta

Crédits photos : couverture, pp. 10, 17, 32 : © EDF - Cornut Cyrus ; p. 5 : Roudeix Sandrine ;
p. 14 : © Médiathèque RTE - Cargill Jérôme ; p. 20 : © EDF - Matheron Balay Eric ; p. 21, p. 29 : © EDF - Eranian Philippe ;
p. 25 : © ERDF Médiathèque - Dias Jean Lionel ; p. 28 : © EDF - Pirard Olivier ; p. 30 : © ERDF Médiathèque - Chevreau François

Illustrations pp. 15, 19, 23, 27, 31 :
Bedouel Fabien

Impression :
Imprimerie Grafik plus



Fin de rédaction des textes en juin 2016

Achévé d'imprimer en juin 2016

ISSN : 1771-3188



15, rue Pasquier - 75379 Paris Cedex 08 - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr