



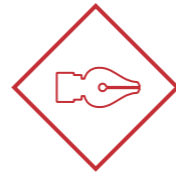
COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

2016

Rapport d'activité



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



CRE Rapport d'activité 2016

6	Présentation de la CRE
6	Message du Président
10	3 minutes pour comprendre la CRE
14	Le marché européen de l'énergie : les dates clés
16	Chiffres clés 2016
23	La Commission de Régulation de l'Énergie
24	L'organisation et les missions de la CRE
24	1. L'organisation de la CRE : deux organes indépendants
26	2. Les missions de la CRE
30	3. La CRE et les autres acteurs institutionnels
34	4. La CRE, la concertation et la transparence
35	5. Les ressources humaines et les moyens budgétaires
37	La CRE, acteur engagé en Europe
37	1. La CRE au sein de l'ACER et du CEER
40	2. La coopération avec les autres régulateurs
43	La CRE et les marchés
44	La surveillance des marchés de gros
44	1. En 2016, les prix de l'énergie et des matières premières ont rebondi à la hausse
54	2. Les 5 ans de REMIT marquent un bilan pleinement opérationnel
61	La surveillance des marchés de détail
61	1. La CRE élabore les tarifs réglementés de vente aux clients finals
69	2. L'année 2016 : des signaux forts indiquant le développement de la concurrence sur les marchés ont été observés
79	La CRE et les réseaux
80	Élaborer les tarifs d'accès aux réseaux
80	1. Pour les différents tarifs de réseaux, la CRE met en œuvre un cadre de régulation fondé sur des principes communs
85	2. À travers les tarifs de réseaux, la CRE accompagne la transition énergétique
93	3. La CRE prend en compte les fonctionnalités offertes par les compteurs évolués
95	Contribuer au bon fonctionnement des réseaux
95	1. La CRE favorise le développement des interconnexions avec les réseaux adjacents et veille à leur utilisation efficace
101	2. La CRE approuve les règles d'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel et d'électricité.
106	3. La CRE approuve les investissements dans les réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel
107	4. La CRE approuve les conventions et les barèmes de raccordement

109	5. La CRE accompagne les évolutions des réseaux et contribue aux modalités d'accès aux données
110	6. La CRE prépare la fusion des deux zones de marché pour créer une place de marché unique du gaz naturel en France
113	Garantir l'indépendance des réseaux
113	1. La CRE certifie les sociétés gestionnaires des réseaux publics de transport
114	2. La CRE publie son 10 ^e rapport sur le respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux
118	3. La CRE veille à l'absence de confusion entre les marques des opérateurs régulés et celles de leurs maisons mères
121	Le Service public de l'énergie
122	La CRE participe à la mise en œuvre de la loi de transition énergétique pour la croissance verte
122	1. Les charges de service public de l'énergie
126	2. L'ordonnance énergies renouvelables
129	3. La réforme de la procédure de mise en concurrence
129	4. La procédure de dialogue concurrentiel pour le développement de l'éolien en mer
130	5. Le Décret contrôle
132	Les avis de la CRE s'imposent comme une étape déterminante dans la définition des mécanismes de soutien aux filières renouvelables
133	1. Des mécanismes de soutien réformés pour la quasi-totalité des filières à la suite des nouvelles lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État à l'environnement et à l'énergie
133	2. Les expertises de la CRE sur les mécanismes de soutien
134	3. L'activité par filière
140	4. Les appels d'offres instruits en 2016
142	La CRE accompagne la transition énergétique des zones non interconnectées
144	1. La CRE encourage la maîtrise de la consommation d'électricité
147	2. La CRE soutient le développement des énergies renouvelables par leur meilleure intégration dans le système énergétique
150	3. La CRE veille au bon fonctionnement des moyens de production
150	4. La CRE mène des missions sur le terrain pour mieux appréhender les enjeux locaux et apporter des solutions adéquates
159	Annexes
160	Quelques délibérations de la CRE
170	Synthèse des décisions du CoRDIS et des juridictions judiciaires
180	Glossaire
192	Sigles

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE : TRACER LE CHEMIN

« L'intégration européenne des marchés de l'énergie doit se poursuivre tout en préservant nos spécificités nationales. »

JEAN-FRANCOIS CARENCO, Président de la CRE

La transition écologique, élément essentiel de la lutte contre le changement climatique, entraîne un bouleversement majeur de nos systèmes énergétiques. Elle fixe le cap en nous donnant des objectifs de très long terme, 2040, 2050 et au-delà. La mobilisation de toute la société est recherchée, et nous sommes tous concernés dans notre vie quotidienne : logement, mobilité, consommation d'énergie, etc.

Mais comment atteindre ces objectifs lointains ? Quel chemin emprunter ? Comment s'assurer que, tout en allant dans la bonne direction et en faisant progressivement les changements nécessaires, le système énergétique reste efficace et ne pénalise pas

les consommateurs, les entreprises et l'économie ?

Dans ce contexte de changement accéléré, tel que souhaité par le Ministre d'État en charge de l'énergie, la mission de la CRE est double :

- faire fonctionner les marchés électriques et gaziers, dans les meilleures conditions d'efficacité et d'équité, en s'assurant que tous les acteurs, et notamment les gestionnaires de réseau, ont les bonnes incitations pour innover et s'engager activement dans les transformations nécessaires. Quels que soient les changements en cours, les consommateurs doivent bénéficier d'offres et de services toujours plus innovants, et l'intégration européenne des marchés de l'énergie doit se poursuivre tout en préservant nos spécificités nationales ;
- éclairer les pouvoirs publics, et plus largement la communauté nationale, sur les enjeux, les risques mais aussi les opportunités qui sont devant nous. Les décisions doivent être prises sur la base d'une parfaite connaissance des coûts qu'elles entraînent à court et à long terme. Je n'oublie pas que nous payons encore aujourd'hui, et pour longtemps,



plus de 2 milliards d'euros par an pour les installations photovoltaïques installées jusqu'en 2010.

Le chantier est immense, tant les changements possibles sont divers et complexes. Le cap est fixé mais l'avenir est à écrire.

L'innovation technologique avance à un rythme toujours plus rapide : le photovoltaïque, l'éolien offshore mais aussi l'éolien terrestre voient leurs coûts de production diminuer de façon spectaculaire. Demain, le stockage d'électricité pourrait lui aussi devenir compétitif.

La révolution numérique est une opportunité fantastique pour accompagner, voire accélérer la transition énergétique. Grâce notamment aux compteurs

communicants, elle permet de mettre en œuvre de nouvelles politiques de maîtrise de la demande, et de gérer de façon efficace le mouvement général de décentralisation des systèmes énergétiques.

Les sujets de société sont nombreux, au-delà des problèmes de mix énergétique et de la part du nucléaire dans celui-ci : comment accompagner le développement de l'autoconsommation tout en préservant les valeurs de solidarité qui sont celles de notre système énergétique ? Pour la mobilité électrique, comment concilier la liberté individuelle à laquelle nos concitoyens sont attachés pour leurs déplacements et la nécessité de gérer collectivement la recharge de millions de véhicules électriques ? Pour le chauffage, doit-on revenir

vers le tout électrique comme certains le préconisent, alors que nous disposons d'infrastructures de gaz modernes et performantes ?

Devant la complexité des défis qui sont devant nous, la CRE peut et doit aider la société française à faire des choix éclairés. C'est la raison pour laquelle elle va se doter d'un comité de prospective qui sera un lieu d'échanges et de débats sur les questions environnementales, économiques, industrielles et sociétales en lien avec le secteur de l'énergie.

J'espère que cette initiative contribuera à ce que nous choissions collectivement le meilleur chemin pour le consommateur d'énergie d'aujourd'hui et de demain.

« Devant la complexité des défis qui sont devant nous, la CRE peut et doit aider la société française à faire des choix éclairés. »



3

MINUTES POUR COMPRENDRE LA CRE

Depuis sa création il y a 17 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

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

Assurer la concurrence entre les fournisseurs d'énergie au profit des consommateurs

Veiller à ce que les consommateurs obtiennent le meilleur service et paient le juste prix



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

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.



267
délibérations



23
saisines du CoRDIS

EFFECTIFS

130
agents,

dont 57 femmes et 73 hommes au 1^{er} janvier 2017 (150 au 1^{er} juillet 2017)

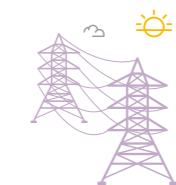


MOYENNE D'ÂGE

37
ans

BUDGET
18,5
millions d'euros

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 distribution et de transport d'électricité et de gaz

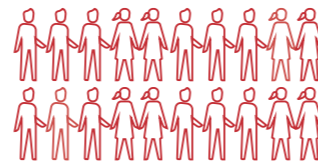
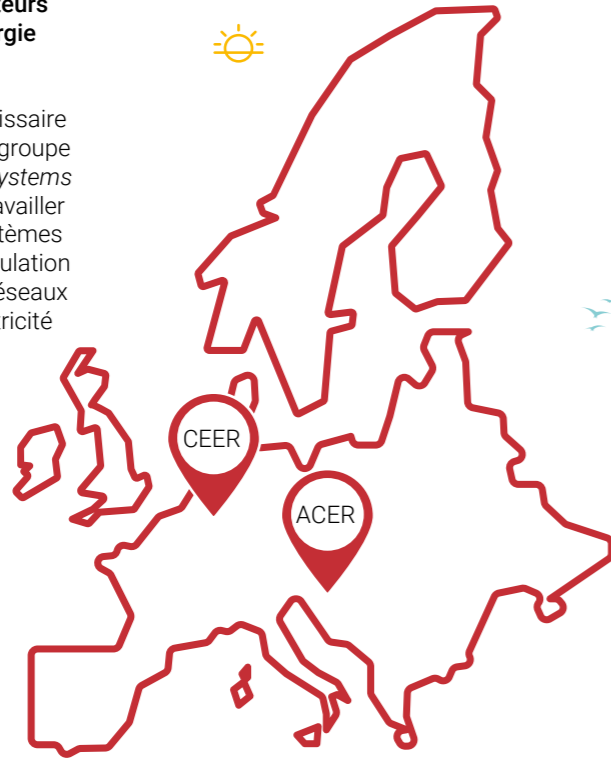
EN EUROPE

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* 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

Patricia de Suzzoni, directrice à la CRE, préside le groupe de travail *Customers & Retail markets* du CEER, chargé de travailler sur les droits des consommateurs, le design et la surveillance des marchés de détail d'électricité et de gaz.



20 collaborateurs de la CRE sont mobilisés sur les questions européennes

9 réunions du Conseil des régulateurs de l'ACER auxquelles la CRE a participé

Les services de la CRE ont effectué **400** missions de courte durée pour participer aux travaux européens en 2016

DANS LE MONDE

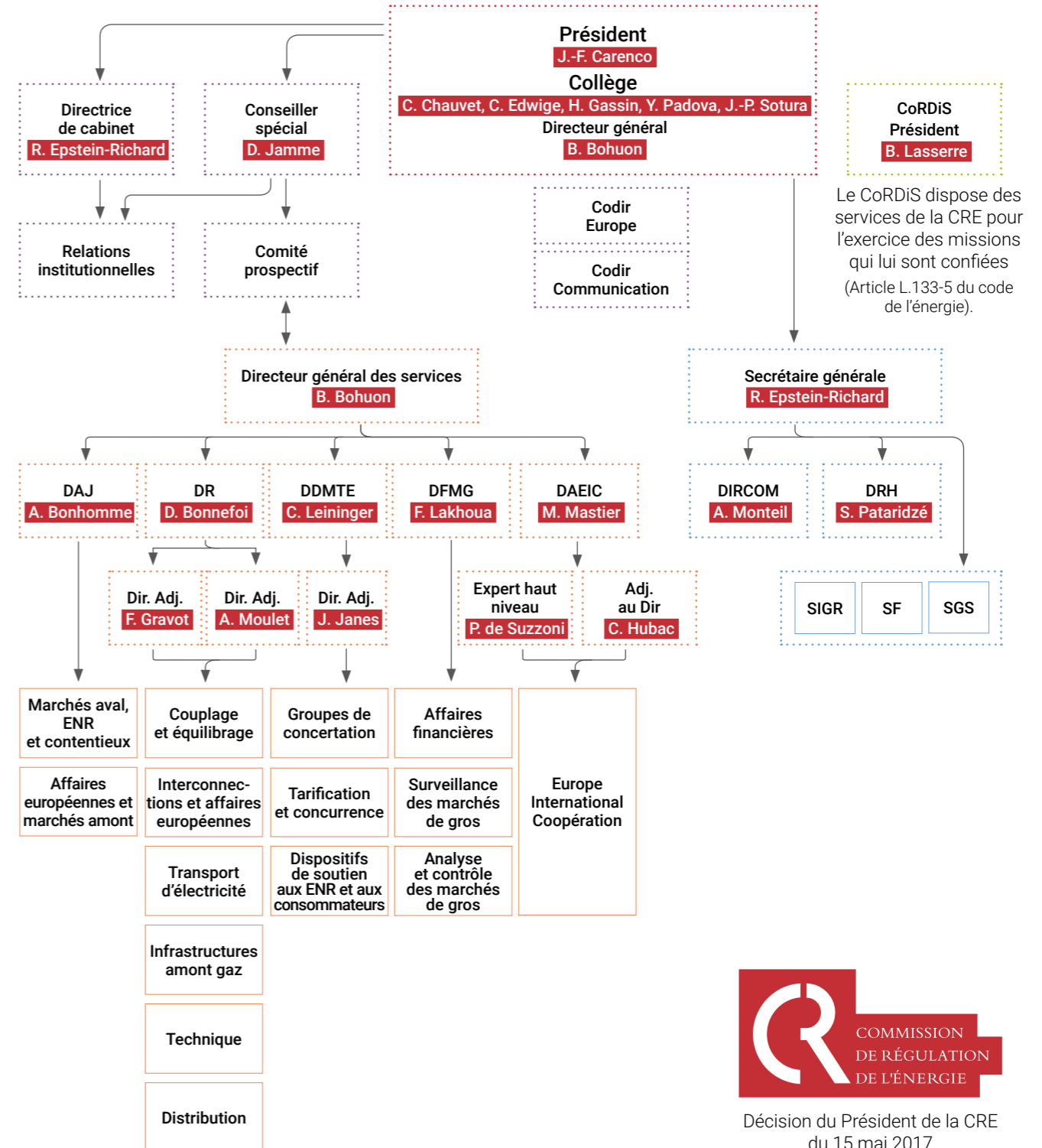
Les régulateurs de l'énergie des différents continents se rencontrent pour des échanges sur leurs enjeux et problèmes communs



- Forum mondial des régulateurs de l'énergie (WFER)
- Confédération internationale des régulateurs de l'énergie (ICER)
- Réseau des régulateurs économiques de l'OCDE (NER)
- École de régulation de Florence

L'ORGANISATION DE LA CRE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



Décision du Président de la CRE du 15 mai 2017

LE MARCHÉ EUROPEEN DE L'ÉNERGIE : LES DATES CLÉS



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, le CORDIS

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**
- surveille les marchés de gros du CO₂
- 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
- donne son feu vert au déploiement de Linky et Gazpar

2015

- 13 nouvelles missions issues de la loi de transition énergétique (régulation du stockage de gaz, expérimentations smart grids...)
- la CRE 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 d'électricité (tarifs bleus)

UNE OUVERTURE À LA CONCURRENCE PROGRESSIVE

décembre 2008

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

décembre 2011

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

1^{er} janvier 2014

- 3 millions de clients résidentiels en électricité et 3,5 millions en gaz sont en offre de marché

1^{er} janvier 2016

- extinction des tarifs réglementés pour une partie des professionnels

31 janvier 2016 :

- 4,5 millions de clients résidentiels en électricité et 5 millions en gaz sont en offre de marché

LE MARCHÉ SE STRUCTURE

2005

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

2007

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

2008

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

2011

- développement massif des appels d'offres énergies renouvelables

juillet 2011

- premier couplage de marché en gaz entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

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 annuels

2014

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

2015

- GDF SUEZ devient ENGIE
- réduction du nombre de zones d'équilibrage en gaz, de 8 en 2003 à 2 en 2015

2016

- ERDF devient Enedis

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



1996, 1998 ET 2003

PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT, OBJECTIF DES « 3X20 »

- 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 %



2008

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)
- Elaboration de codes de réseaux européens



2009

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



DÉCEMBRE 2010

LOI HAMON

- 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



MARS 2014

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



AOÛT 2015

PROPOSITIONS DE LA COMMISSION EUROPÉENNE PAQUET ÉNERGIE PROPRE POUR TOUS LES EUROPÉENS

- Révision de la législation européenne en matière d'électricité
- Maintien de la compétitivité de l'Union européenne dans le contexte des changements apportés sur les marchés mondiaux de l'énergie par la transition vers l'énergie propre
- Renforcement de l'intégration des marchés, du rôle des consommateurs, de la place des énergies renouvelables



2016

CHIFFRES CLÉS 2016

Panorama de l'énergie en France au 31/12/2016 **17**

Les consommateurs résidentiels **19**

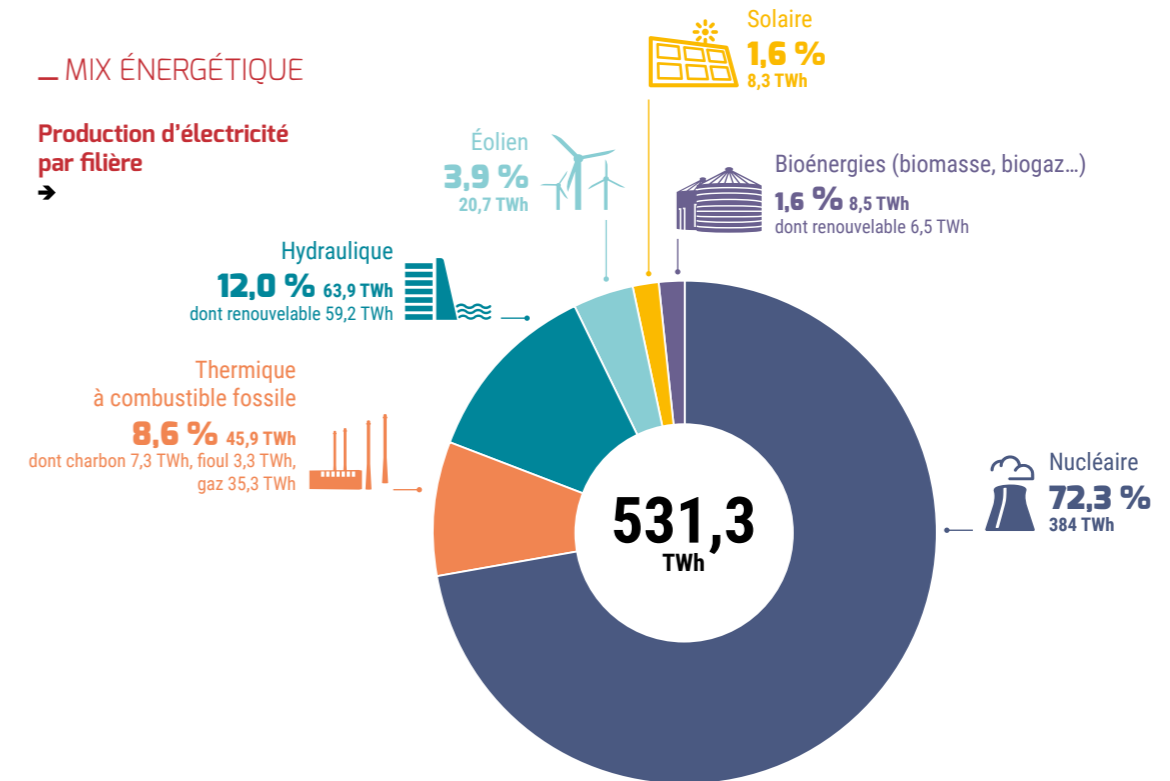
Les réseaux **20**

Les marchés de gros **21**

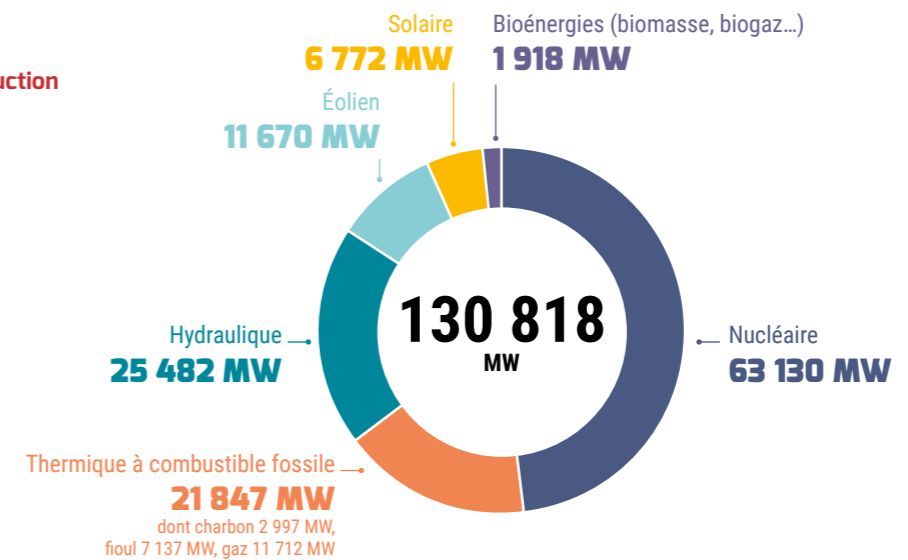
PANORAMA DE L'ÉNERGIE EN FRANCE AU 31/12/2016

MIX ÉNERGÉTIQUE

Production d'électricité
par filière
→

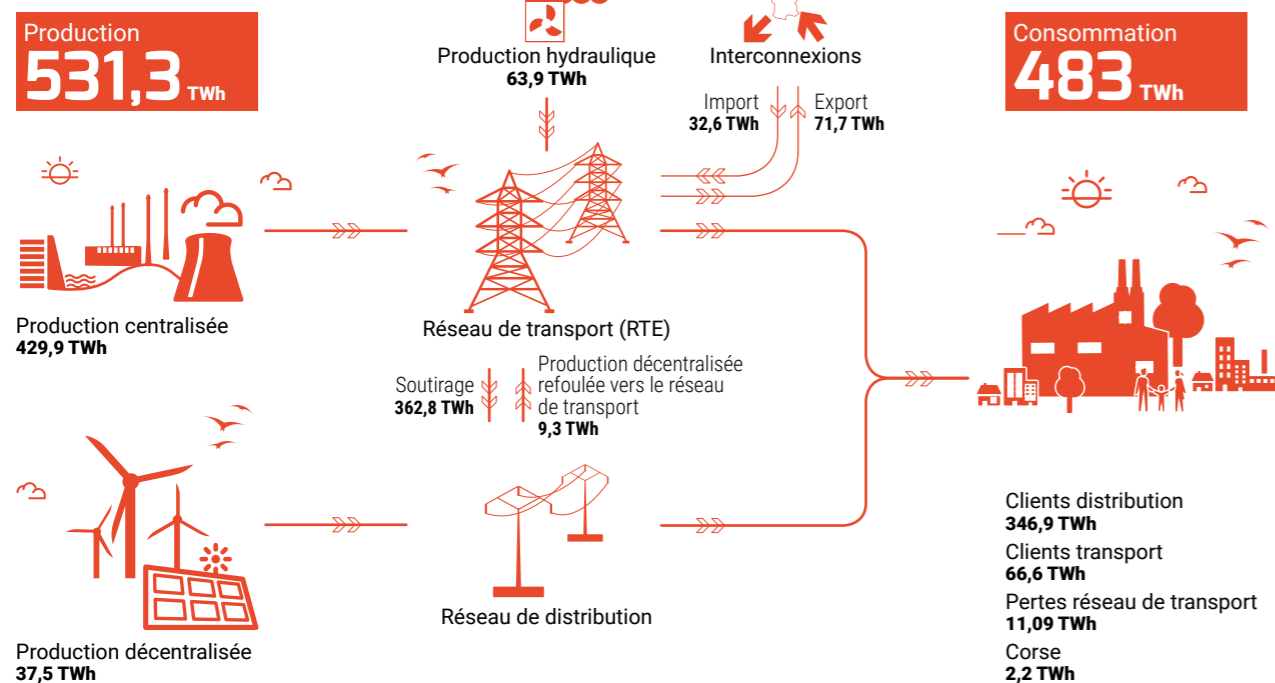


Parc de production
d'électricité
→

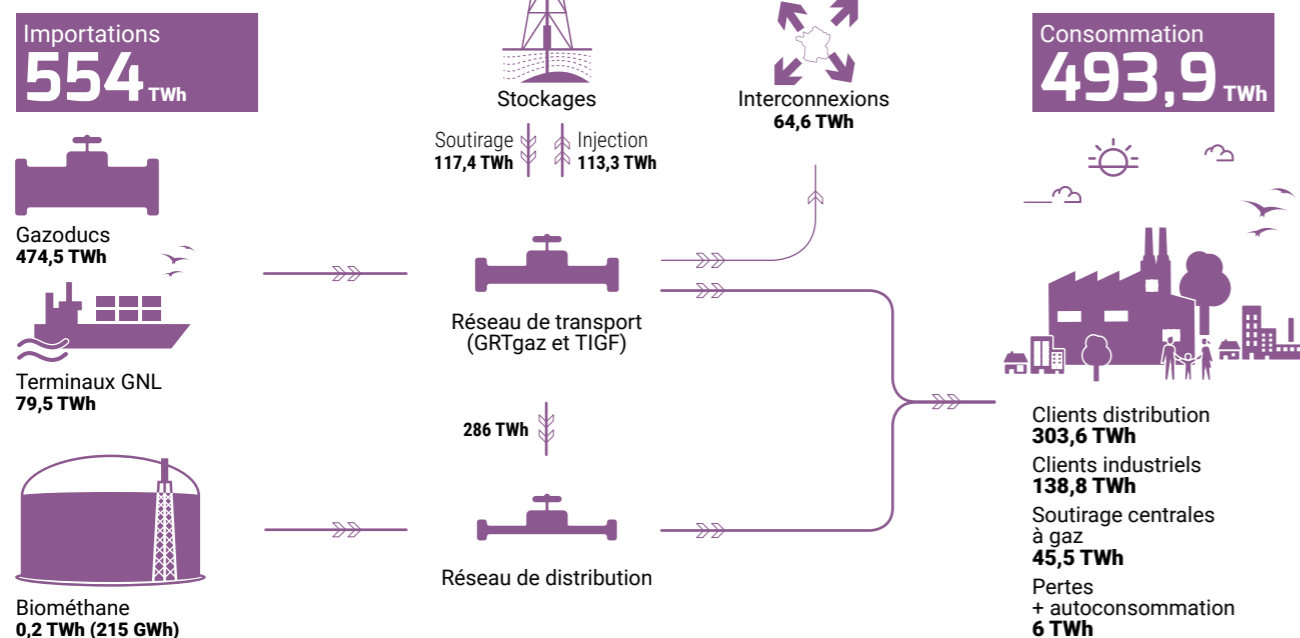


Source bilan électrique 2016 RTE

— 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
32 millions de sites, 150,1 TWh (soit 34 % de la consommation totale en France)

Gaz
10,6 millions de sites, 121,7 TWh (soit 27 % de la consommation totale en France)

NOMBRE DE SITES RÉSIDENTIELS EN OFFRE DE MARCHÉ ET CHEZ UN FOURNISSEUR ALTERNATIF

Électricité
4 560 000 sites dont 4 550 000 sites chez un fournisseur alternatif (17,9 TWh vs 0,05 TWh fourni en offre de marché par les fournisseurs historiques)

Gaz
5 049 000 sites dont 2 475 000 sites chez un fournisseur alternatif (28,4 TWh vs 29,4 TWh fournis en offre de marché par les fournisseurs historiques)

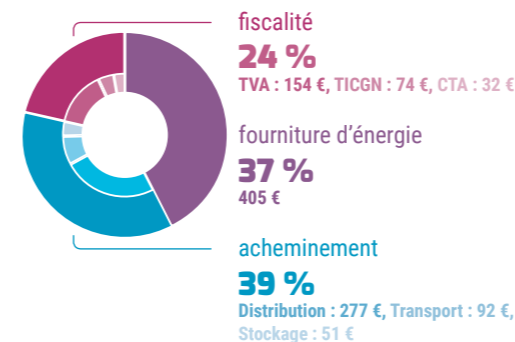
OFFRE DE MARCHÉ, EN GAZ ET EN ÉLECTRICITÉ, LA MOINS CHÈRE PAR RAPPORT AU TARIF RÉGLEMENTÉ

Électricité
Sur le marché de l'électricité, le prix de l'offre de marché indexée sur le tarif réglementé la moins chère proposée à Paris est inférieur de 5 % au tarif réglementé de vente TTC, pour un client moyen au tarif base 6 kVA consommant 2,4 MWh/an et de 7 % pour un client moyen au tarif heures pleines/heures creuses 9 kVA consommant 8,5 MWh/an.

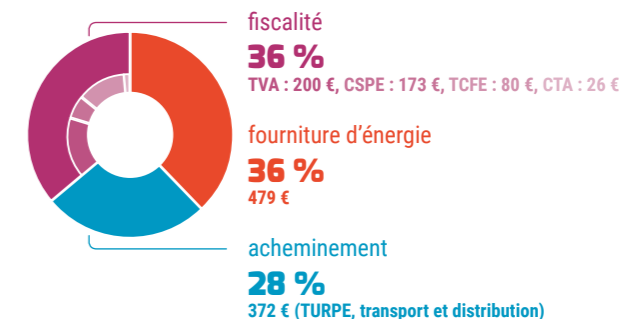
Gaz
Sur le marché du gaz naturel, l'offre de marché à prix variable la moins chère, proposée à Paris, d'une part à un client type consommant 750 kWh/an (Base Cuisson) et d'autre part à un client type consommant 17 MWh/an (B1 Chauffage au gaz) est inférieure respectivement de 5 % et de 7 % au tarif réglementé de vente TTC.

— RÉPARTITION DE LA FACTURE

Gaz
1085 € TTC/an pour un client au tarif B1 (usage chauffage, client consommant 17 000 kWh)



Électricité
1 330 € TTC/an pour un client 9kVA (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 transport) fixés par la CRE. / **CSPE** : La Contribution au service public de l'énergie (CSPE) permet d'alimenter un compte d'affectation spéciale intitulé « Transition énergétique » qui sert notamment à financer les politiques de soutien aux énergies renouvelables. Depuis le 1^{er} janvier 2016, la CSPE a fusionné avec la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), anciennement incluse dans les TCFE, et avec le financement d'une partie des charges imputables au service public de l'électricité et du gaz (financées auparavant par l'ancienne taxe CSPE). / **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. / **Fourniture** : part du tarif réglementé de vente couvrant l'approvisionnement et les coûts de commercialisation. / **TCFE** : Les Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE) sont définies par chaque commune et chaque département. Ces taxes sont payées par tous les consommateurs d'électricité dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA. Depuis le 1^{er} janvier 2016, les TCFE se déclinent en 1) Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité (TCCFE) ; 2) Taxe Départementale sur la Consommation Finale d'Électricité (TDCFE). / **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). La Contribution au Tarif Spécial de Solidarité, qui permet de financer le tarif spécial de solidarité, ainsi que la contribution biométhane, qui permet de financer les charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, sont incluses dans la TICGN depuis le 1^{er} janvier 2016. / **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

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (GRT)

Transport électricité : 1 GRT, RTE

- 105 000 km de réseaux
- Energie acheminée : 508,4 TWh
- 258 clients industriels

Transport de gaz : 2 GRT

GRTgaz

- 32 000 km de réseaux,
- Energie acheminée : 600 TWh
- 764 clients industriels actifs, dont 13 centrales à gaz

TIGF

- 5 000 km de réseaux
- Energie acheminée : 100 TWh
- 119 clients industriels (aucune centrale à gaz)

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD)

Distribution d'électricité

- 196 GRD
- > dont 1 GRD principal, ENEDIS, couvrant 95 % de la France et desservant 35 millions de clients
- Longueur totale de réseau : environ 1,4 million de km
- Volume total acheminé : 403,1 TWh
- Nombre total de clients en 2014 : environ 36,8 millions

Distribution de gaz

- 26 GRD
- > dont 1 GRD principal, GRDF, couvrant 95 % de la France et desservant 10,9 millions de clients
- Longueur totale de réseau : environ 205 000 km
- Volume total acheminé : 305 TWh
- Nombre total de clients : environ 11,4 millions

— BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS EN GAZ

Solde des échanges net

489,4 TWh

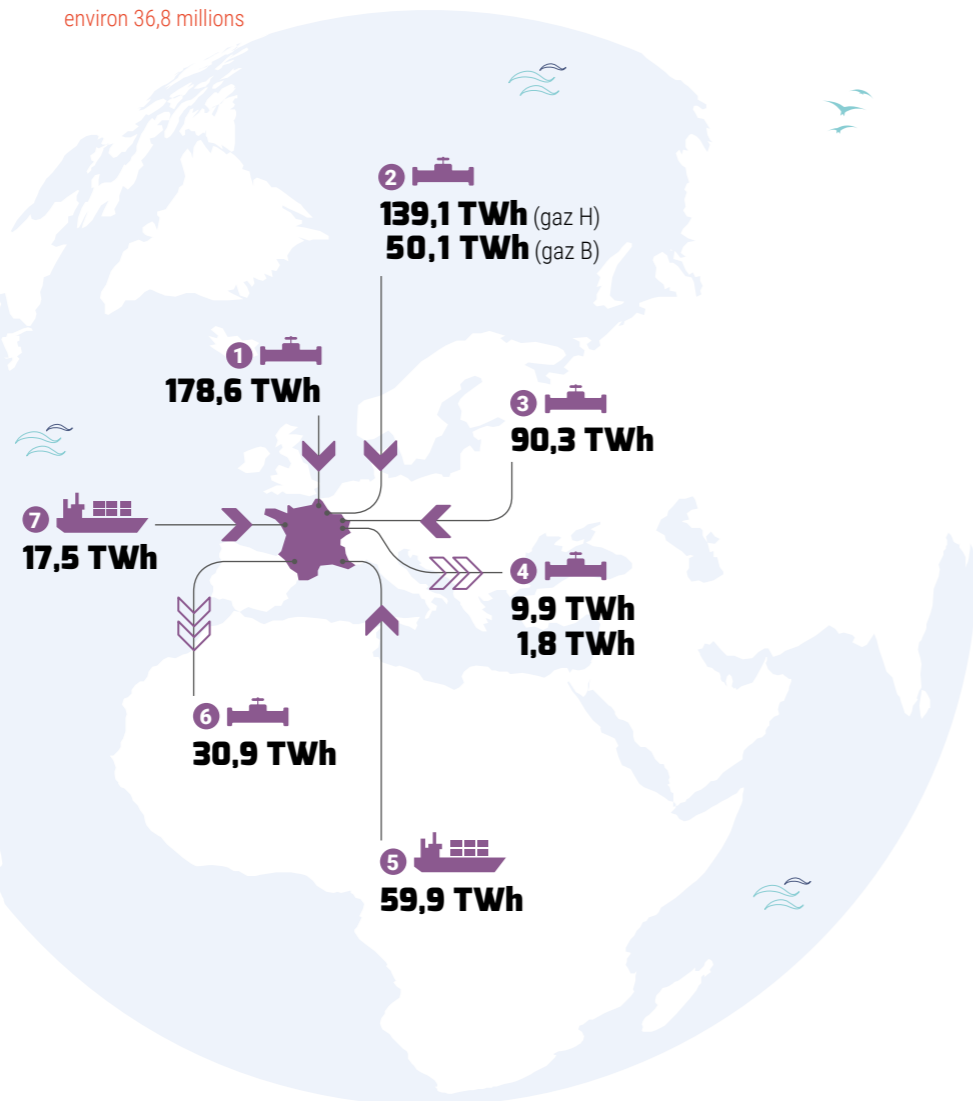
Capacités d'interconnexion

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

Importations 554 TWh

Exportations 64,6 TWh

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



NOMBRE DE TERMINAUX METHANIERES ET LEUR CAPACITE DE STOCKAGE

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

Fos Tonkin (Elengy) : 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 (Dunkerque LNG) : capacité de regazéification de 13 milliards de m³ par an et capacité de stockage de GNL de 570 000 m³ (en service depuis janvier 2017)

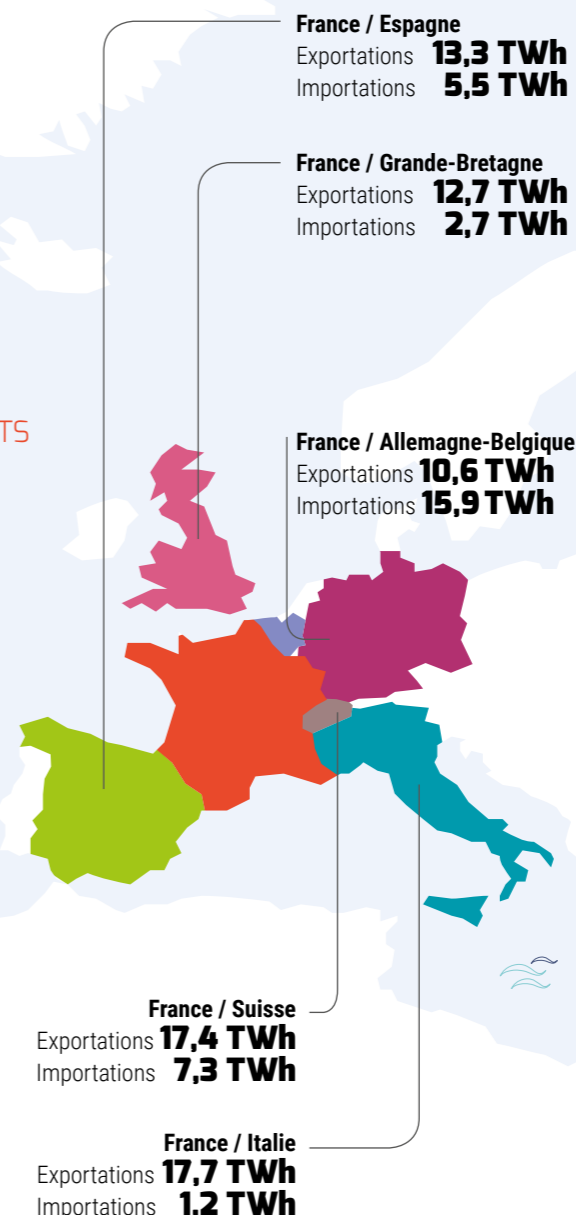
— BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS EN ÉLECTRICITÉ

Solde des échanges net

39,1 TWh

Capacités d'interconnexion

9,8 GW en entrée et 13,8 GW en sortie



LES MARCHÉS DE GROS

— VOLUMES ÉCHANGÉS SURVEILLÉS PAR LA CRE EN ÉLECTRICITÉ EN GAZ

Total électricité et gaz
2 070 TWh échangés
soit 56,3 milliards d'euros

Électricité
1 450 TWh échangés
soit 47 milliards d'euros

Gaz
621 TWh échangés
soit 9,3 milliards d'euros

— PRIX MOYENS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Électricité
prix spot moyen 2016
36,75 €/MWh

Gaz
prix spot moyen en 2016 au PEG Nord
14,2 €/MWh

DATES CLÉS

13/07/2016 : PREMIÈRE PROPOSITION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ AU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE ET L'ÉNERGIE.

28/11/2016 : LANCEMENT DU REGULAE.FR.

CHIFFRES CLÉS

267 DÉLIBÉRATIONS.

102 SÉANCES DE COMMISSION.

31 RÉUNIONS DE CONCERTATION SUR L'ÉLECTRICITÉ ET 22 SUR LE GAZ.

MOTS CLÉS

RÉGULATION

CONCERTATION

COOPÉRATION EUROPÉENNE

L'organisation et les missions de la CRE 24

La CRE, acteur engagé en Europe 37



LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

Avec l'adoption en 2016 de la loi portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes, le cadre législatif de la CRE a évolué. De plus, elle a été rattachée budgétairement au ministère de l'Énergie.

Ses compétences en matière de recueil d'information, de sanction et de coopération dans le cadre de la surveillance des marchés ont également été précisées. Événement majeur de l'année, la CRE a, pour la première fois, fixé les tarifs réglementés de vente d'électricité aux petits consommateurs. Elle a aussi élaboré les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel et d'électricité ainsi que ceux des terminaux méthaniers avec une attention particulière à la prise en compte des défis de la transition énergétique.

L'ORGANISATION ET LES MISSIONS DE LA CRE

1. L'ORGANISATION DE LA CRE : DEUX ORGANES INDÉPENDANTS

La CRE est une autorité administrative indépendante, créée à l'occasion de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, codifiée dans le code de l'énergie, lui a confié la mission de réguler ces marchés. Sa mission principale est de concourir « *au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique* »⁽¹⁾. Pour l'accomplir, la CRE s'appuie sur deux organes indépendants : le collège de la Commission et le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS). Pour rendre ses décisions, le collège se repose sur l'expertise des directions de la CRE, placées sous l'autorité du président.

1.1. Le collège de la Commission

Le code de l'énergie prévoit que le collège de la Commission, qui respecte la parité entre hommes et femmes, est composé de six membres. Les membres autres que le président sont :

- un membre nommé par décret, sur proposition du ministre chargé des Outre-Mer, en raison de sa connaissance et de son expérience des zones non interconnectées ;
- deux membres nommés, l'un par le président de l'Assemblée nationale et l'autre par celui du Sénat, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques respectivement dans le domaine de la protection des données personnelles et dans celui des services publics locaux de l'énergie ;
- deux membres nommés par décret, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques, l'un dans les domaines de la protection des consommateurs d'énergie et de la lutte contre la précarité énergétique, l'autre dans les domaines de la maîtrise de la demande d'énergie et des énergies renouvelables.

Catherine Edwige a été nommée le 1^{er} avril 2014 par décret sur proposition du ministre des Outre-Mer pour une durée de trois ans. Son mandat a été renouvelé par décret du 3 février 2017. Jean-Laurent Lastelle a été nommé par le président de l'Assemblée Nationale le 15 juin 2017 en remplacement de Yann Padova. Christine Chauvet a été nommée par le président du Sénat à compter du 7 février 2015. Hélène Gassin et Jean-Pierre Sotura ont été nommés par décret le 29 mars 2013. Le président, Jean-François Carencu, a été nommé par décret du Président de la République, le 16 février 2017.

Les commissaires sont nommés pour une durée de six ans, non renouvelable. Le collège, qui était renouvelé par tiers tous les deux ans, sera amené à l'être par moitié tous les trois ans. en application de la loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes.

⁽¹⁾ Article L. 131-1 du code de l'énergie

Le mandat de membre d'une autorité administrative indépendante ou d'une autorité publique indépendante n'est pas révocable, sauf exception. En cas d'empêchement à exercer les fonctions de membre du collège, le mandat peut être suspendu, pour une durée déterminée, soit à la demande du membre concerné, soit par le collège à la majorité des trois quarts des autres membres, sur proposition de l'un d'entre eux. Il ne peut être mis fin aux fonctions d'un membre du collège que dans les formes prévues pour sa nomination, soit en cas de démission, soit sur proposition du président ou d'un tiers des membres du collège, après délibération, à la majorité des trois quarts des autres membres du collège que l'intéressé, constatant un manquement grave à ses obligations légales ou une incapacité définitive empêchant la poursuite de son mandat.

Les règles d'incompatibilité interdisent tout cumul de la qualité de membre du collège avec tout mandat électif communal, départemental, régional ou européen, et avec la détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie. Cette interdiction de prise d'intérêt vaut jusqu'à l'expiration d'un délai de trois ans suivant la fin de leur mandat.

1.2. Le CoRDIS

Le CoRDIS, créé par la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006, est composé de quatre membres : deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État et deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation. Le Comité comprend également depuis 2013 quatre membres suppléants. À l'instar des membres du collège de la CRE, les membres du CoRDIS et leurs suppléants sont nommés pour une durée de six ans non renouvelable.

Le CoRDIS règle, dans leurs aspects techniques et financiers, les différends entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel. Indépendant du collège des commissaires, il permet à la CRE d'accomplir une de ses missions fondamentales : garantir l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux d'électricité et de gaz naturel, clé de l'ouverture à la concurrence. Le CoRDIS dispose également du pouvoir de sanctionner certains manquements mentionnés dans le code de l'énergie et, depuis la loi du 15 avril 2013, les manquements au règlement du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence des marchés de gros (REMIT). Cette loi a également précisé les modalités de séparation des pouvoirs de poursuite et de sanction au sein du comité.

Le décret n° 2015-206 du 24 février 2015 relatif au comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie a conforté le pouvoir de sanction conféré au CoRDIS. Dans le prolongement de ce décret, le CoRDIS a, par une décision du 11 mars 2015, adopté un règlement intérieur précisant les règles de procédure applicables devant lui. Si la procédure de règlement des différends fait l'objet de plusieurs améliorations tendant à renforcer le respect du contradictoire, les principales modifications concernent la procédure de sanction.

L'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 a précisé certaines compétences du CoRDIS en matière de sanction.

2. LES MISSIONS DE LA CRE

Les missions de la CRE se déclinent en deux volets. D'une part, une mission de régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel consistant à garantir aux utilisateurs (entreprises, collectivités territoriales, consommateurs, producteurs) un accès non discriminatoire aux infrastructures de transport et de distribution qui sont des monopoles naturels, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. D'autre part, une mission de régulation des marchés permettant le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final. La CRE est tenue de consulter le Conseil supérieur de l'énergie préalablement à ses décisions pour les sujets pouvant « avoir une incidence importante sur les objectifs de politique énergétique » dont la liste figure à l'article R. 134-1 du code de l'énergie.

En 2016, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 267 délibérations et s'est réuni 102 fois en séance formelle (une séance correspond à une journée). De plus, 160 auditions ont eu lieu devant le collège.

2.1. La régulation des réseaux de gaz et d'électricité

Depuis la loi du 10 février 2000, les missions dévolues à la CRE n'ont cessé de se développer. La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, la transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel et la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte dite LTECV constituent des étapes importantes de la réforme du secteur de l'énergie.

Garantir le droit d'accès aux réseaux publics d'électricité et aux réseaux et installations de gaz naturel

L'ouverture à la concurrence ne peut s'exercer sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel que si les opérateurs et les consommateurs peuvent accéder à ces réseaux, ouvrages et installations dans des conditions transparentes et non discriminatoires. La CRE contribue à cette exigence ainsi qu'à la sûreté, à la fiabilité et à la performance des réseaux, ouvrages et installations, pour le bénéfice des consommateurs. Elle promeut l'adéquation des réseaux et l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'énergie à partir de sources renouvelables. Ses missions pour garantir ce droit d'accès sont globalement les mêmes pour le marché du gaz naturel et celui de l'électricité.

Le principe de non-discrimination garantit l'accès au marché pour les nouveaux entrants et le développement d'une juste concurrence au profit du consommateur. La CRE est destinataire des contrats conclus entre les gestionnaires, ou opérateurs, des réseaux et les utilisateurs, ainsi que des protocoles d'accès aux réseaux d'électricité et aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, et aux installations de gaz naturel liquéfié. Elle reçoit notification motivée des refus de conclure des contrats ou protocoles d'accès aux dits réseaux, ouvrages et installations. Pour l'accès aux réseaux électriques, la CRE émet un avis préalable sur les décisions du préfet refusant d'autoriser la construction d'une ligne directe. Pour l'accès aux ouvrages de gaz naturel, elle émet un avis sur les dérogations instituées par décret aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, ainsi que sur les dérogations apportées aux conditions commerciales d'utilisation des réseaux ou installations.

La CRE dispose d'un pouvoir coercitif envers les opérateurs en cas d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux, ouvrages, installations ou à leur utilisation. Elle peut ordonner, dans le cadre d'un règlement de différend, des mesures conservatoires en vue d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux.

Veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux de gaz, d'électricité et des infrastructures de gaz naturel liquéfié

La CRE veille au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel liquéfié. Elle fixe ainsi les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux. Elle approuve les programmes annuels d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel (GRTgaz et TIGF) et du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE) et veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux.

La transposition du 3^e paquet dans le code de l'énergie a modifié les missions de la CRE concernant les programmes d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport. La CRE examine chaque année le plan décennal d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport en vérifiant qu'il couvre tous les besoins d'investissement et qu'il est cohérent avec le plan européen élaboré par les ENTSO, organismes de coopération des gestionnaires des réseaux européens. La CRE peut, au besoin, consulter l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et imposer au gestionnaire de réseau de transport de modifier son plan décennal d'investissement. Dans l'hypothèse de la non-réalisation par le gestionnaire de réseau de transport d'un investissement qui, en application du plan décennal, aurait dû être réalisé dans les trois ans, la CRE dispose d'un pouvoir coercitif. Si elle estime que l'investissement est toujours pertinent compte tenu du plan décennal en cours, elle peut soit mettre en demeure le gestionnaire de réseau de transport de se conformer à cette obligation et donc de réaliser l'investissement prévu, soit organiser un appel d'offres ouvert à des investisseurs tiers pour la réalisation de cet investissement.

En cas d'atteinte grave et immédiate à la sécurité et à la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ou à la qualité de leur fonctionnement, la CRE peut proposer au ministre de l'Énergie les mesures conservatoires nécessaires pour assurer la continuité de leur fonctionnement.

Garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux

Garante de l'indépendance des gestionnaires de réseaux, la CRE approuve les règles comptables de séparation des activités entre production, transport et distribution d'électricité, et autres activités des opérateurs intégrés d'électricité et entre transport, distribution, stockage de gaz naturel et exploitation d'installation de gaz naturel liquéfié et autres activités des opérateurs intégrés de gaz naturel. Elle exerce une fonction de veille et de surveillance pouvant conduire à l'exercice de ses pouvoirs d'enquête et de sanction.

La gestion des réseaux de transport d'électricité ou de gaz naturel est assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz⁽²⁾. Chaque année, la CRE publie un rapport sur le respect des codes de bonne conduite établis par les gestionnaires de réseaux de

(2) Article L. 111-7 du code de l'énergie

transport et de distribution, et sur l'évaluation de leur indépendance. En février 2017, elle a publié son dixième rapport sur l'indépendance des réseaux. Elle y dresse le bilan des mesures prises par les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz pour assurer leur indépendance par rapport à leur maison mère et pointe les améliorations à faire dans ce domaine.

La CRE peut, de sa propre initiative ou à la demande motivée de la Commission européenne, procéder à un nouvel examen lorsqu'elle estime que des événements affectant l'organisation du gestionnaire de réseau de transport ou celle de ses actionnaires sont susceptibles de porter atteinte à ses obligations d'indépendance.

2.2. La régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel

Surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros d'électricité, de gaz naturel et de CO₂

Depuis 2006, la CRE surveille les transactions effectuées sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, en s'assurant notamment de la cohérence des offres faites par les acteurs de marché avec leurs contraintes économiques et techniques. Cette mission de surveillance s'effectue à partir de données collectées régulièrement. Elle vise à s'assurer que les prix sont cohérents avec les fondamentaux, physiques et économiques, déterminants de l'offre et de la demande, par exemple les facteurs météorologiques, le niveau de consommation, la disponibilité des parcs de production et des interconnexions, les prix des combustibles fossiles et du CO₂, etc.

La loi n° 2010-1249 de régulation bancaire et financière du 22 octobre 2010 a donné à la CRE une compétence de surveillance du marché du CO₂. En coopération avec l'Autorité des marchés financiers (AMF), la CRE surveille les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel européens sur les quotas européens d'émission de CO₂ EUA (European Union Allowance) ainsi que sur les unités CER (Certified Emission Reduction) et ERU (Emission Reduction Units) prévues par le protocole de Kyoto. Elle analyse la cohérence de ces transactions avec les contraintes économiques, techniques et réglementaires de l'activité de ces fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel.

La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE s'inscrit aussi dans le cadre du Règlement pour l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie, dit REMIT, qui interdit les abus de marché sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz. La surveillance de ces marchés s'exerce en coopération avec l'ACER. Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE a le pouvoir de sanctionner les manquements et infractions au REMIT. Le 7 janvier 2015 a marqué un tournant opérationnel avec l'entrée en vigueur du règlement d'exécution pour la collecte des données transactionnelles sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité. Celui-ci a fixé comme dates clés les 7 octobre 2015 et 7 avril 2016 pour le début de la collecte par l'ACER, selon la nature des contrats échangés. La collecte a concrètement démarré le 7 octobre pour les données transactionnelles standard. Dans le cadre de cette mission, la CRE établit un rapport annuel sur le fonctionnement des marchés de gros, dont la 9^e édition a été publiée en octobre 2016.

Les régulateurs nationaux s'assurent notamment du respect des articles 3 et 4 du REMIT concernant l'interdiction des opérations d'initiés et la publication des informations privilégiées. Pour ce faire, ils se dotent de pouvoirs d'enquêtes et de sanction. L'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 a ainsi précisé les compétences de la CRE

en matière de recueil d'informations, de sanction et de coopération. L'article 1 de l'ordonnance a modifié l'article L. 131-2 du code de l'énergie et dispose que : « *La Commission de régulation de l'énergie garantit le respect des articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie* ».

Concourir au bon fonctionnement des marchés de détail

La CRE concourt au bon fonctionnement des marchés de détail et surveille d'une part, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs et celles effectuées sur les marchés organisés, d'autre part, la cohérence des offres faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques⁽³⁾. La CRE peut également formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence du marché de détail. Dans le cadre de cette mission, elle établit un rapport annuel sur la surveillance des marchés de détail, dont la 4^e édition a été publiée en octobre 2016.

La mission de la CRE de veiller au bon fonctionnement des marchés de détail passe en outre par son intervention dans la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel. En 2016, la CRE a été chargée, pour la première fois, de proposer aux ministres de l'Économie et de l'Énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité. Dans sa délibération du 13 juillet 2016, la CRE a fixé les tarifs publics d'électricité pour les particuliers et les clients professionnels ayant souscrit une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Concourir à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité et à la fourniture d'électricité et de gaz

La CRE contribue à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité par plusieurs canaux.

D'une part, elle émet un avis sur les arrêtés fixant les tarifs d'achat de l'énergie produite par les petites installations, valorisant par exemple des déchets ménagers ou des énergies renouvelables.

D'autre part, si les capacités de production ne répondent pas, par le simple jeu des initiatives des opérateurs, aux objectifs de la programmation pluriannuelle de la production d'électricité, le ministre de l'Énergie peut recourir à un appel d'offres que la CRE a la charge de mettre en œuvre. Le ministre élabore le cahier des charges de cet appel d'offres et le soumet pour avis à la CRE. Celle-ci dépouille les offres et les instruit. Le ministre désigne le ou les candidats retenus après avis de la CRE, si le choix qu'il envisage diffère du classement établi par la CRE.

La CRE évalue aussi le montant des charges imputables aux missions de service public qui sont compensées intégralement dans les conditions prévues à l'article L. 121-9 du code de l'énergie, qu'elle propose chaque année au ministre de l'Énergie avec le montant de la contribution applicable à chaque kilowattheure. Elle propose également aux ministres de l'Économie et de l'Énergie le montant des versements effectués au profit des opérateurs supportant des charges de service public.

⁽³⁾ Article L. 131-2 du code de l'énergie, issu des dispositions de la loi NOME

La CRE propose aussi au ministre de l'Énergie les conditions dans lesquelles s'effectue la vente de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique). En application de la loi NOME, cette vente est ouverte à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. La CRE émet un avis sur le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé (plafond fixé par les ministres de l'Énergie et de l'Économie après avis de la CRE, dans la limite du plafond de 100 TWh fixé par la loi), en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de sa fourniture aux consommateurs finals. La méthodologie de calcul du prix de l'ARENH doit être fixée par un décret en Conseil d'État en application de l'article L. 336-10 du code de l'énergie. Le Gouvernement n'a pour le moment pas encore publié le décret fixant la méthodologie du calcul du prix de l'ARENH.

Informer l'ensemble des consommateurs

Pour assurer sa mission d'information des consommateurs, la CRE a créé avec le Médiateur national de l'énergie, Energie-Info, site internet d'information partagé qui répond aux questions que se posent les consommateurs. On y trouve des fiches pratiques pour comprendre l'ouverture des marchés de l'énergie : Comment changer de fournisseur d'énergie ? Qui contacter lors d'emménagement ou de déménagement ? Quelle procédure suivre en cas de réclamation ? Ou encore, Comment bénéficier des tarifs sociaux ?

Ce site donne aussi accès à un comparateur des offres de fourniture d'électricité et de gaz. Pédagogique et facile d'utilisation, il permet de comparer les offres des différents fournisseurs avec son offre actuelle, de consulter, en plus de l'estimation de dépense annuelle, les prix hors taxe et TTC de l'abonnement et du kilowattheure ainsi que le détail des taxes, et d'être informé des offres vertes si c'est un critère de choix.

Dès 2014, en préparation de l'extinction progressive des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs professionnels, la CRE a mis en place un dispositif d'information (guides, fiches pratiques, réunions d'information des Chambres de commerce et d'industrie, etc.) pour accompagner les consommateurs dans cette transition. Initiative saluée par les fournisseurs d'énergie et les différentes parties prenantes, une vidéo pédagogique a également été réalisée. Elle a été diffusée en avant-première lors d'une réunion du groupe de travail dédié à la communication et à l'information sur la fin des tarifs réglementés mis en place par la CRE. Le site internet www.tarifsreglementes-cre.fr a également été créé à cet effet et mis en ligne.

3. LA CRE ET LES AUTRES ACTEURS INSTITUTIONNELS

3.1. La CRE et le Parlement

L'indépendance à l'égard du gouvernement est une des raisons d'être des autorités administratives indépendantes comme la CRE. Soustraite à l'autorité hiérarchique ou de tutelle du pouvoir exécutif, son indépendance prend sa source dans les directives européennes. La loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes (AAI) et des autorités publiques indépendantes (API) prévoit que les AAI adressent chaque année, avant le 1^{er} juin, au gouvernement et au Parlement un rapport d'activité rendant compte de l'exercice de ses missions et de ses moyens. Il comporte un schéma pluriannuel d'optimisation de ses dépenses qui

évalue l'impact prévisionnel sur ses effectifs et sur chaque catégorie de dépenses des mesures de mutualisation de ses services avec les services d'autres autorités administratives indépendantes ou autorités publiques indépendantes ou avec ceux d'un ministère. Ce rapport d'activité est rendu public.

La loi du 20 janvier 2017 prévoit aussi qu'à la demande des commissions permanentes compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat, toute AAI rend compte annuellement de son activité devant elles et que l'avis des AAI sur tout projet de loi est rendu public.

La CRE attache une importance toute particulière au dialogue avec les membres du Parlement. Chaque publication de la CRE est transmise au Parlement et parfois présentée devant la commission compétente. Ainsi, suite à la transmission au Parlement de son rapport sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, la CRE a été invitée à le présenter lors d'une audition le 21 juillet 2016 devant la Commission des affaires économiques. Les agents de la CRE se rendent également disponibles pour informer les agents du Parlement sur le fonctionnement des marchés de l'énergie et du gaz naturel lorsqu'ils les sollicitent. Ils entretiennent des échanges réguliers par exemple en 2016 lors de la ratification de l'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016 portant sur un dispositif de continuité de fourniture succédant à la fin des offres de marché transitoires de gaz et d'électricité, ou lors de l'examen de la loi ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables.

En parallèle à ses interventions lors de l'examen de textes liés à ses missions, la CRE est invitée à intervenir dans le cadre d'autres travaux parlementaires. En 2016, elle a notamment participé à la table ronde sur l'instauration d'un prix plancher du carbone dans le secteur de la production d'électricité organisée par le groupe d'études Énergies de l'Assemblée nationale, à la table ronde sur les marchés de l'électricité organisée par la Commission des affaires européennes et la Commission du développement durable de l'Assemblée nationale ou encore à l'audition organisée par le groupe d'études Énergies du Sénat sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Le président, le directeur général et les services de la CRE ont ainsi été auditionnés neuf fois par l'Assemblée nationale et le Sénat en 2016. Ces auditions ont pour objet de présenter l'activité de la CRE mais aussi :

- de communiquer des éléments dans le cadre d'une commission d'enquête ou d'une mission d'information comme celles menées par l'Assemblée nationale sur les enjeux et impacts de l'effacement électrique diffus ou sur la situation d'EDF ;
- de recueillir son point de vue dans le cadre de l'élaboration d'une loi. En 2016, la CRE a notamment été sollicitée lors de l'élaboration de la loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes ;
- de recueillir ses observations dans le cadre de la mise en application d'un texte comme cela a été le cas pour la mission d'information sur la mise en application de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ;

- de débattre sur les crédits devant lui être alloués et sur des sujets liés à l'énergie dans le cadre de l'examen du budget de la France. Dans le cadre de l'élaboration de la loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017, la CRE a été auditionnée par la Commission des affaires économiques et par la Commission des finances de l'Assemblée nationale.

3.2. La CRE et les collectivités territoriales

En matière d'énergie, les collectivités territoriales assurent plusieurs grandes fonctions. Elles possèdent les réseaux de distribution, d'électricité et de gaz. Elles développent la production à partir d'énergies renouvelables et la consomment, elles aménagent leurs territoires et sensibilisent les acteurs locaux et la population à la maîtrise de l'énergie. Avec la transformation du système énergétique, notamment le développement de la production électrique décentralisée, leur rôle dans la planification des moyens de production s'est accru. Les collectivités locales sont aujourd'hui à l'initiative de nombreux projets innovants pour contribuer à gérer plus efficacement l'énergie.

En mars 2016, un commissaire et deux agents de la CRE se sont rendus en Guyane puis en octobre 2016 en Martinique pour auditer les installations de production d'EDF SEI et partager avec les acteurs locaux les enjeux énergétiques de ces territoires. Le 15 juin 2016, la CRE a organisé une journée d'échanges dédiée aux smart grids dans les zones insulaires.

La CRE convie aussi les collectivités territoriales à participer à ses travaux en leur proposant une tribune dans les événements qu'elle organise (forums ou colloques) ou en les invitant à répondre à une interview de sa lettre d'information, Décryptages, ou encore à des auditions.

3.3. La CRE et les autres autorités administratives indépendantes

Autorité de régulation, la CRE travaille avec d'autres autorités administratives, en particulier avec l'Autorité de la concurrence (ADLC) et l'Autorité des marchés financiers (AMF).

L'article L. 134-16 du code de l'énergie prévoit que le président de la CRE saisit l'ADLC « des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité ou du gaz naturel ». Il peut également la saisir pour avis. De son côté, l'ADLC doit communiquer à la CRE toute saisine entrant dans son champ de compétences afin que celle-ci puisse faire part, dans un délai de deux mois, de ses éventuelles observations.

La CRE et l'ADLC sont en outre souvent saisies pour avis des mêmes projets de décrets. Les deux autorités ont des missions complémentaires et souvent imbriquées. Comme le rappelle l'exposé des motifs du projet de loi NOME, la CRE a notamment pour mission de surveiller la cohérence des prix proposés par les acteurs du marché de l'électricité avec leurs contraintes économiques tandis que l'ADLC contrôle les pratiques anticoncurrentielles en vertu des articles L. 420-1 et suivants du code de commerce.

« Les fonctions de régulation du marché de l'électricité et d'autorité en charge de la concurrence sont nettement distinctes. La première vise à garantir qu'un marché

anciennement soumis à un monopole public s'ouvre à la concurrence dans des conditions équitables et dans le respect d'objectifs d'intérêt général spécifiques au marché et fixés par la loi (sécurité nationale, garanties de service public, objectifs industriels stratégiques, par exemple). La seconde fonction vise à garantir que la compétition économique entre les acteurs du marché s'exerce librement et loyalement, c'est-à-dire que les pratiques de ces acteurs ne conduisent pas à fausser le jeu normal de la concurrence »⁽⁴⁾.

La CRE travaille régulièrement avec l'AMF dans le cadre de ses missions relatives à la surveillance des marchés. L'article 1 du règlement REMIT relatif à l'intégrité et à la transparence du marché de gros de l'énergie prévoit en effet que les autorités de régulation nationales et les autorités financières compétentes des États membres « coopèrent pour garantir une approche coordonnée ». La coopération entre la CRE et l'AMF ainsi que le principe de saisine mutuelle sont également mentionnés dans l'article L. 134-17 du code de l'énergie, dans l'article L. 621-21 du code monétaire et financier ainsi que dans la loi de Régulation bancaire et financière qui propose une régulation du marché du CO₂ cohérente et complémentaire reposant sur la coopération entre les deux régulateurs sectoriel. La CRE et l'AMF se rencontrent régulièrement pour partager leurs informations et, plus globalement, leur expertise respective concernant la surveillance des quotas d'émission de CO₂, de l'électricité, du gaz naturel. Les principes et modalités de cette coopération sont définis plus précisément dans le protocole d'accord signé par les deux autorités le 10 décembre 2010.

De plus, le développement des smart grids est, par définition, un sujet transverse qui amène la CRE à renforcer sa collaboration avec les autres régulateurs travaillant sur ce sujet. Ainsi, avec la Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL) et l'Agence nationale de sécurité des systèmes d'information (ANSSI), la CRE réfléchit à la protection des nombreuses données personnelles issues du déploiement des technologies de l'information et de la communication sur les réseaux d'énergie et à la cybersécurité des réseaux intelligents. Elle rencontre également régulièrement l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP) sur le sujet du haut débit via le groupe de travail pour la mise en œuvre de la fibre optique sur les pylones des réseaux électriques et téléphoniques. La CRE a également été auditionnée par l'ARCEP dans le cadre du cycle de travaux que celle-ci a entamé sur l'internet des objets.

En 2016, les services de la CRE et de l'Autorité de régulation des activités ferroviaires et routières (ARAFER) ont eu des échanges sur le comptage ferroviaire pour que ce système réponde aux besoins que feront naître l'ouverture du marché ferroviaire et la création de nouveaux gestionnaires de réseaux ferrés.

(4) Rapport fait au nom de la commission de la production et des échanges (1) sur le projet de loi (n° 1253) relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, par M. Christian Bataille, député, p. 273

4. LA CRE, LA CONCERTATION ET LA TRANSPARENCE

4.1. Des consultations publiques pour recueillir l'avis des acteurs

Compte tenu de leur caractère structurant, certaines délibérations de la CRE donnent systématiquement lieu à une, voire plusieurs, consultations publiques. En 2016, les acteurs ont été consultés sur des sujets aussi variés que les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés ou la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français. La CRE a également consulté à plusieurs reprises les acteurs pour fixer le TURPE et ATRT.

Dans certains cas, le principe de la consultation des parties prenantes par la CRE en amont de certaines délibérations du régulateur est fixé par le code de l'énergie. La CRE a, en outre, pris le parti de consulter régulièrement les acteurs du marché, y compris pour des décisions pour lesquelles une telle démarche consultative n'est pas imposée par les textes législatifs ou réglementaires. Cette consultation du marché prend la forme d'une consultation publique ad hoc, ou d'auditions devant le collège de la CRE.

En 2016, la CRE a lancé 16 consultations publiques. Au total, 85 acteurs ont été auditionnés par le collège dont certains à plusieurs reprises, selon les thématiques. Ces consultations peuvent aussi prendre la forme d'ateliers ou de tables rondes rassemblant les acteurs du secteur.

En 2016, la CRE a organisé 53 réunions de concertation, 31 sur l'électricité et 22 sur le gaz naturel.

4.2. Un principe de transparence formalisé dans le règlement intérieur

Les actions et les procédures de la CRE répondent à un principe de transparence formalisé dans son règlement intérieur.

La CRE est chargée de veiller à la transparence des marchés de l'énergie, en particulier via ses missions de surveillance qui donnent lieu à la publication de rapports annuels. Elle y contribue aussi via le service internet Energie-Info.

Elle veille en outre à la transparence de ses propres travaux pour assurer leur qualité et leur compréhension par les parties prenantes. Ses délibérations, les consultations qui les préparent et ses rapports sont accessibles sur le site internet www.cre.fr. Ce site web s'inscrit dans la démarche pédagogique déployée par la CRE à travers l'ensemble de ses outils de communication.

5. LES RESSOURCES HUMAINES ET LES MOYENS BUDGÉTAIRES

5.1. L'évolution du plafond d'emploi de la CRE et le changement de ministère de rattachement budgétaire

L'article 35 de la directive 2009/72 du 13 juillet 2009 et l'article 41 de la directive 2009/73 du même jour disposent que « l'autorité de régulation nationale bénéficie de crédits budgétaires séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué, et dispose de ressources humaines et financières suffisantes pour s'acquitter de ses obligations ».

Les missions et l'activité de la CRE se sont considérablement accrues depuis 2010 avec la transposition des directives du 3^e paquet énergie (pouvoir de décision pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux, certification, examen des schémas décennaux d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport), l'entrée en vigueur de la loi NOME (ARENH, surveillance des marchés de détail), le lancement de nombreux appels d'offres en matière d'énergies renouvelables, l'entrée en vigueur du règlement REMIT et les travaux européens pour l'élaboration des règles relatives à l'intégration des marchés. La loi dite LTECV a également ajouté douze missions supplémentaires.

En 2016, le ministre de l'Énergie a décidé d'attribuer à la CRE les ressources nécessaires pour lui permettre de répondre à l'ensemble de ses missions et, pour la première fois depuis 2008, les effectifs de la CRE ont connu une augmentation à hauteur de 20 ETP (équivalent temps plein). Cette mesure a pu être mise en œuvre sans attendre la loi de finances pour 2017 puisqu'un décret de transfert a permis à la CRE de bénéficier des ressources en fonctionnement et en masse salariale dès le 1^{er} septembre 2016. Cette augmentation significative des effectifs a ensuite été actée par la loi n°2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 qui a fixé le plafond d'emploi de la CRE à 149 ETP au 1^{er} janvier 2017.

— Évolution du plafond d'emploi de la CRE (en ETPT)

Équivalent temps plein	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Commissaires	3	3	5	5	5	6	6	6	6
Agents	128	128	126	126	125	124	121	126,4	143
Total	131	131	131	131	130	130	127	132,4	149

Les 143 ETPT (équivalent temps plein travaillé) de la CRE disposent de l'intégralité des compétences de tarification des réseaux et des infrastructures d'électricité (TURPE) et de gaz (ATRD, ATRT, ATTM) que la CRE partageait antérieurement avec les ministères de l'Énergie et de l'Économie et des Finances. La CRE détermine désormais elle-même ces tarifs qui représentent une charge de 21 milliards d'euros par an pour les consommateurs.

Au 31 décembre 2016, la CRE comptait 130 agents (hors commissaires) dont 57 femmes et 73 hommes.

Face à l'évolution de ses missions, le régulateur cherche à se doter des meilleures compétences technico-économiques dans le secteur de l'énergie et de capacités de prospective. En 2016, pour 32 postes ouverts au recrutement, la CRE a reçu plus de 1 700 candidatures, correspondant en grande partie aux profils recherchés et présentant un très haut niveau de qualification.

Les collaborateurs de la CRE, majoritairement des agents contractuels de droit public (89 % de l'effectif), sont principalement recrutés dans les entreprises. Leur moyenne d'âge est de 37 ans. En 2016, 46 % des agents ont suivi au moins une action de formation continue pour un budget alloué de 115 429 euros (non comptés les coûts de professeurs de langues).

Depuis le 1^{er} janvier 2017, la CRE est rattachée au programme 217 « *conduite et pilotage des politiques de l'écologie, du développement et de la mobilité durables* » piloté par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. Le pilotage de ce programme tient compte de la spécificité de la CRE et de l'impératif de préservation de son indépendance en application des directives européennes 2009/72 et 2009/73 du 13 juillet 2009 et de l'article L.133-5 du code de l'énergie. Ainsi, depuis le 1^{er} janvier 2017, les emplois et crédits de fonctionnement de la CRE relèvent, au sein du programme 217, d'une action spécifique, l'action 27 « *régulation et contrôle des marchés de l'énergie* », d'un budget opérationnel de programme et d'une unité opérationnelle, marquant ainsi le principe d'autonomie de la structure.

5.2. Le schéma pluriannuel d'optimisation des dépenses

L'article 21 de la loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes (AAI) et des autorités publiques indépendantes (API) prévoit que les AAI adressent au gouvernement et au Parlement, chaque année avant le 1^{er} juin, un rapport d'activité rendant compte de l'exercice de leurs missions et de leurs moyens. Ce rapport comporte un schéma pluriannuel d'optimisation de leurs dépenses qui évalue l'impact prévisionnel, sur leurs effectifs et sur chaque catégorie de dépenses, des mesures de mutualisation de leurs services avec les services d'autres AAI ou API ou avec ceux d'un ministère. Le schéma pluriannuel d'optimisation des dépenses de la CRE fait l'objet d'un cahier spécial annexé au rapport d'activité.

LA CRE, ACTEUR ENGAGÉ EN EUROPE

1. LA CRE AU SEIN DE L'ACER ET DU CEER

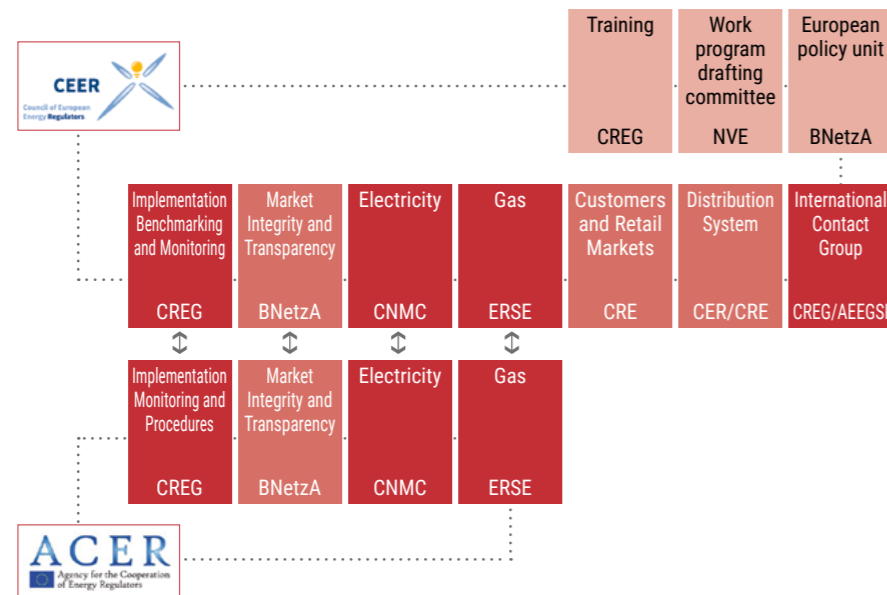
1.1. La CRE et les instances de coopération des régulateurs européens

La CRE participe activement à la construction d'un marché unique de l'énergie au sein des instances européennes de régulation que sont le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Elle estime sa contribution aux travaux des instances de coopération des régulateurs européens à plus de 20 ETP. En 2016, elle a notamment participé aux neuf réunions du Conseil des régulateurs de l'ACER, chargé de donner des indications au directeur de l'Agence sur l'exécution de ses tâches, et aux neuf assemblées générales du CEER.

La CRE est représentée dans tous les groupes de travail du CEER et de l'ACER au sein desquels elle travaille à l'élaboration des règles de fonctionnement du marché intérieur. En 2016, elle a présidé ou la co-présidé deux groupes de travail du CEER :

- **Distribution Systems Working Group (DS WG)** qui travaille sur l'évolution des systèmes de distribution et la régulation des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz. Ce groupe est co-présidé par Hélène Gassin, commissaire à la CRE ;
- **Customers and Retail Markets Working Group (CRM WG)** qui travaille sur les droits des consommateurs, le comptage intelligent, le design et la surveillance des marchés de détail. Il promeut la concurrence dans l'intérêt des consommateurs. Patricia de Suzzoni, directrice à la CRE, préside le groupe de travail Customers & Retail markets du CEER, chargé de travailler sur les droits des consommateurs, le design et la surveillance des marchés de détail d'électricité et de gaz.

La CRE a, en outre, assuré la vice-présidence de l'un des quatre groupes de travail conjoint au CEER et à l'ACER : le **Market Integrity and Transparency Working Group (MIT WG)** qui aborde les questions de transparence et de surveillance des marchés de gros ainsi que les liens entre la législation sectorielle et la législation applicable aux marchés financiers. Fadhel Lakhoua, directeur à la CRE, est vice-président de ce groupe.



LE POINT SUR LES INSTANCES EUROPÉENNES DE RÉGULATION

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), association à but non lucratif de droit belge, a été créée en 2000 à l'initiative d'une dizaine de régulateurs nationaux de l'énergie européens. Le CEER compte aujourd'hui parmi ses membres 27 régulateurs de l'énergie de l'Union européenne ainsi que les régulateurs norvégien et islandais, et, parmi ses observateurs, les régulateurs suisse, de Bosnie-Herzégovine, du Kosovo, de l'Ancienne République yougoslave de Macédoine, du Monténégro et de Moldavie. Le CEER promeut l'assistance, l'échange d'expériences et de bonnes pratiques entre ses membres et permet l'élaboration de positions communes. S'il travaille en étroite collaboration avec l'ACER sur les questions communautaires, il traite également de nombreuses questions complémentaires aux travaux de celle-ci, comme les réseaux intelligents, la durabilité et les aspects relatifs à la protection des consommateurs. Le CEER favorise l'analyse comparée et émet des recommandations non-contraignantes dans les domaines de la distribution, du fonctionnement des marchés de détail, des sources d'énergie renouvelables, du stockage de gaz et du LNG. Il est également la voix des régulateurs nationaux auprès des institutions européennes et sur la scène internationale. La CRE est membre du CEER depuis sa création en mars 2000.

L'Agence de coopération de régulateurs de l'énergie (ACER), basée à Ljubljana, est une agence européenne dotée de la personnalité juridique. Instituée par le 3^e paquet énergie, elle est opérationnelle depuis le 3 mars 2011. Sa mission est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau communautaire et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle s'assure que l'intégration des marchés et l'harmonisation des cadres réglementaires respectent les objectifs de la politique de l'Union européenne dans le domaine de l'énergie. Elle est, entre autres, responsable de la surveillance du respect des codes de réseau européens par les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité et de gaz. Elle dispose de pouvoirs de décision individuelle sur les sujets transfrontaliers tels que les conditions d'accès et de sécurité ou les exemptions, ainsi que d'une compétence de surveillance des marchés en coordination avec les régulateurs nationaux. Elle contribue également au développement coordonné des infrastructures énergétiques de l'Union.

1.2. La participation des services de la CRE aux autres groupes de concertation européens

La CRE participe aux forums organisés par la Commission européenne pour faciliter la concertation communautaire des acteurs de marchés sur la régulation du marché intérieur de l'énergie. Ces forums, au nombre de quatre, réunissent la Commission, les autorités nationales de régulation, les États membres et les parties intéressées pour discuter de questions générales et techniques.

- Le forum de Florence : créé en 1998, il est dédié aux aspects de la régulation du marché de l'électricité. Il se réunit deux fois par an.
- Le forum de Madrid : créé en 1999, il est dédié aux questions ayant trait au fonctionnement du marché du gaz naturel. Il se réunit deux fois par an.
- Le forum de Londres : créé en 2008, il traite des aspects réglementaires relatifs aux marchés de détail et à la protection des consommateurs européens d'électricité et de gaz naturel. Il se réunit une fois par an.
- Le forum de Copenhague : créé en 2015, il traite des aspects réglementaires et financiers liés au développement et renforcement des infrastructures énergétiques. Il se réunit une fois par an.

En outre, la CRE concourt activement aux initiatives régionales de quatre des sept régions électriques et deux des trois régions gazières, en coopération étroite avec ses homologues et l'ACER. Cette forme de coopération volontaire concourt à des progrès concrets en faveur d'une plus grande intégration des marchés régionaux de l'électricité et du gaz.

La CRE participe aussi à des conférences, ateliers de travail et formations organisés par différents organismes européens, notamment l'Ecole de régulation de Florence (*Florence School of Regulation*).

En 2016, les agents de la CRE ont effectué plus de 400 missions de courte durée pour contribuer aux travaux européens.

1.3. La contribution de la CRE au débat européen

Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a publié le paquet « *énergie propre pour tous les citoyens de l'Union européenne* ». Inscrit dans le cadre de l'Union de l'énergie lancée en février 2015, cet ensemble de propositions poursuit l'ambition de donner la priorité à l'efficacité énergétique, de parvenir au premier rang mondial dans le domaine des énergies renouvelables et d'offrir des conditions équitables aux consommateurs. Il se traduit notamment par la révision des dispositions législatives européennes relatives à l'organisation du marché de l'électricité, aux missions et à la gouvernance de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), à la promotion des énergies renouvelables et à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Ce paquet législatif fait suite à un travail préparatoire de consultation des parties prenantes auquel la CRE a contribué aussi bien en tant que membre actif du CEER et de l'ACER qu'individuellement.

Les régulateurs ont, sur le même principe que lors des travaux préparatoires, réagi de manière commune en présentant leurs réactions initiales aux propositions de la Commission. Tout en souscrivant à l'ambition générale poursuivie et en saluant certains points positifs de ces propositions, le CEER et l'ACER considèrent que les principes de proportionnalité et de subsidiarité doivent prévaloir et que certaines

propositions de la Commission nécessiteront d'être analysées plus précisément pour s'assurer de leur valeur ajoutée et de leur bonne articulation avec les travaux d'intégration en cours. Les régulateurs européens et l'ACER ont, en outre, fait part de leurs inquiétudes sur certaines dispositions relatives au cadre de régulation et sur l'équilibre des pouvoirs au sein de l'ACER et entre l'agence et les régulateurs.

La CRE s'est pleinement associée à cette réponse et l'a complétée en faisant part de son expérience particulière, par exemple pour le développement des effacements de consommation ou l'élimination progressive des tarifs réglementés. Elle a également souhaité réitérer certains messages relatifs à l'efficacité globale de ce cadre institutionnel et réglementaire.

2. LA COOPÉRATION AVEC LES AUTRES RÉGULATEURS

2.1. Les rencontres bilatérales avec les autres régulateurs

Les services de la CRE entretiennent des relations quotidiennes avec leurs homologues des pays voisins pour progresser sur les sujets communs, tels que l'approbation des règles d'accès aux interconnexions, les décisions d'octroi de dérogations ou les décisions d'allocation des coûts des infrastructures transfrontalières. Des échanges à haut niveau sont également organisés pour renforcer certains liens bilatéraux, favoriser la compréhension mutuelle entre la CRE et ses principaux partenaires, et mieux appréhender les évolutions du cadre de régulation de l'énergie européen et leurs enjeux. En 2016, la CRE a notamment renforcé ses échanges avec les régulateurs allemand, la BNetzA (*Bundesnetzagentur*), et italien, l'AEEGSI (*Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico*). Elle a également poursuivi le dialogue engagé avec les régulateurs belge, la CREG (Commission de régulation de l'électricité et du gaz), et irlandais, le CER (*Commission for energy regulation*), et initié des rencontres similaires avec le régulateur britannique, l'Ofgem.

En dehors de l'Union européenne, la CRE répond aux demandes ponctuelles d'information ou d'intervention de ses homologues internationaux sur des sujets techniques précis. Ses services ont accueilli en 2016 une quinzaine de délégations étrangères, venues du Brésil, du Canada, de Chine, de Côte d'Ivoire, des États-Unis, de Hongrie, du Japon, de Malaisie, de l'île Maurice, etc. Elle participe ainsi à la promotion des principes français et européens de régulation sur la scène internationale.

2.2. La participation aux autres cadres de coopération multilatérales des régulateurs

La CRE est également membre de l'association des régulateurs méditerranéens (MEDREG) qui regroupe des membres de la quasi-totalité des pays du pourtour méditerranéen pour échanger expériences et bonnes pratiques en matière de régulation de l'énergie. Elle en préside le groupe de travail dédié aux questions relatives à l'électricité.

Elle a participé aux réunions du Conseil des régulateurs de la Communauté de l'énergie (*Energy Community Regulatory Board, ECRB*). L'ECRB émane du traité de 2005 établissant la Communauté de l'énergie et étendant le marché intérieur de l'énergie à la péninsule balkanique. Il prépare les travaux de la Communauté de l'énergie relatifs à la régulation des marchés de l'électricité et du gaz.

2.3. La participation aux travaux du Réseau des régulateurs économiques de l'OCDE

La CRE participe depuis sa création aux travaux du Réseau des régulateurs économiques (*Network of Economic Regulators, NER*) de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE). Vice-président du bureau du NER en 2016, le directeur général de la CRE, Jean-Yves Ollier, en est le président en 2017.

Ce forum, dont la première réunion formelle s'est tenue en novembre 2013, rassemble 70 régulateurs des pays de l'OCDE et des pays partenaires opérant notamment dans les secteurs de l'énergie, des télécommunications, des transports et de l'eau. Il fournit un cadre d'échanges sur les questions liées à leur gouvernance et à leurs pratiques de régulation. En 2016, les travaux du NER sur l'analyse comparée des conditions de l'indépendance des régulateurs économiques et leurs implications pratiques ont abouti à la publication d'un rapport intitulé *Being an independent regulator*. La CRE a en outre contribué, avec le régulateur allemand BNetzA (*Bundesnetzagentur*) et la Confédération internationale des régulateurs de l'énergie (ICER), au comité d'évaluation par les pairs de la performance du régulateur multisectoriel letton (PUC), dont les conclusions ont été publiées en 2016. Le NER a été étroitement associé aux travaux de l'OCDE sur la gouvernance des politiques d'infrastructure et a permis de mettre en commun l'expérience de ses membres.

2.4. RegulaE.Fr. le réseau francophone des régulateurs de l'énergie

En novembre 2016, la CRE a accueilli dans ses locaux la première réunion du RegulaE.Fr, Réseau francophone des régulateurs de l'énergie. La réunion de lancement, qui a rassemblé des membres de 17 autorités de régulation africaines, européennes et canadiennes, a officialisé l'existence du Réseau, notamment par l'adoption d'une Charte qui en décrit les objectifs et l'organisation. À l'issue de cette réunion, une déclaration finale a également été approuvée. Un site internet est en cours d'élaboration.

Ce Réseau a été créé à l'initiative de la CRE et en collaboration étroite avec les régulateurs ivoirien (ANARE), belge (CREG) et québécois (Régie de l'énergie), pour rassembler les régulateurs des pays francophones. Il vise à établir et renforcer la collaboration et les échanges entre ses membres, et promeut l'échange d'informations, la facilitation des efforts de formation, la coordination et la coopération technique. L'usage commun de la langue française semble en effet de nature à faciliter les échanges et la compréhension mutuelle.

En 2016-2017, le comité de coordination, qui organise les rencontres du Réseau et coordonne les échanges. Il est présidé par Philippe de Ladoucette de la CRE française jusqu'au 4^{ème} trimestre 2017 et pour vice-présidents Hippolyte Ebagnitche de l'ANARE ivoirienne et Marie-Pierre Fauconnier de la CREG belge. La CRE assure en 2017 le secrétariat de RegulaE.Fr. À ce titre, elle assiste le réseau dans la réalisation de ses travaux et, plus généralement, a vocation à l'animer et à dynamiser les échanges entre ses membres.

DATE CLÉ

2016 : 1^{ÈRE} ÉLABORATION
DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE
D'ÉLECTRICITÉ (TARIFS BLEUS).

CHIFFRES CLÉS

86 % DES SITES EN ÉLECTRICITÉ
ET 47 % EN GAZ SONT AU TARIF
RÉGLEMENTÉ SUR LE MARCHÉ
RÉSIDENTIEL.

1100 ACTEURS DE MARCHÉ
ENREGISTRÉS AUPRÈS DE LA CRE.

MOTS CLÉS

MARCHÉS DE GROS
MARCHÉS DE DÉTAIL

REMIT (RÈGLEMENT EUROPÉEN SUR L'INTÉGRITÉ ET LA TRANSPARENCE DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE)

DÉVELOPPEMENT
DE LA CONCURRENCE

La surveillance des marchés de gros 44

La surveillance des marchés de détail 61



LA CRE ET LES MARCHÉS

Depuis 2006 la CRE assure la surveillance des marchés de gros français de l'électricité, du gaz et celui du CO₂ en coopération avec les autorités compétentes.

En 2016 le déploiement opérationnel du REMIT s'est accéléré. La CRE a aussi élaboré pour la première fois les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité pour les consommateurs résidentiels et professionnels.

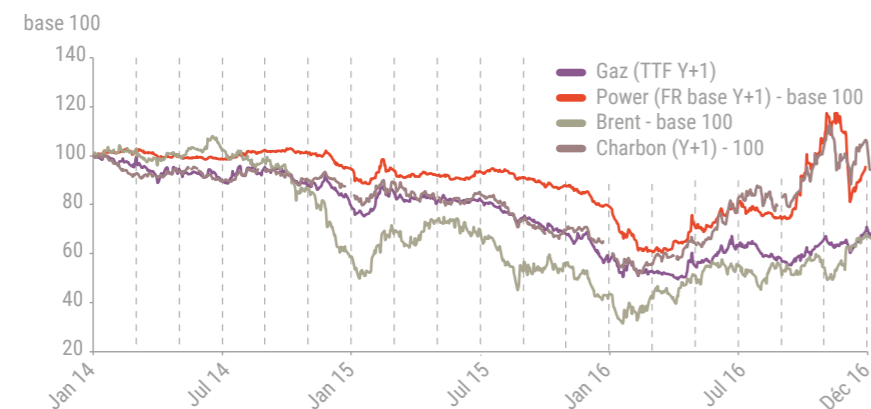
LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS

Depuis 2006, la CRE assure la surveillance des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel et, depuis 2010, celle du marché du CO₂, en coopération avec les autorités compétentes, en particulier l'Autorité des marchés financiers. Publié en octobre 2016, son rapport annuel sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel rend compte de ces activités et présente l'évolution de ces marchés pour l'année 2015 et le 1^{er} semestre 2016. La CRE établit aussi chaque trimestre l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz. Sa mission de surveillance s'inscrit dans le cadre du règlement européen de 2011 relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie, REMIT, dont le déploiement opérationnel s'est accéléré en 2016. Le cas échéant, cette mission de surveillance se concrétise par l'exercice de pouvoirs d'enquête et de sanction en cas de détection d'abus de marché.

1. EN 2016, LES PRIX DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES ONT REBONDI À LA HAUSSE

En rupture avec la tendance baissière de 2015, l'année 2016 fait apparaître une importante remontée des prix des énergies (Graphique 1). Cette augmentation des prix s'inscrit dans un contexte où la Chine a diminué sa production de charbon, en raison de la faible rentabilité de ses mines et de problèmes sanitaires et environnementaux. De plus, la forte demande des pays en développement, comme l'Inde, a contribué à créer une tension dans l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché mondial du charbon. Le prix du charbon s'est établi à 47,3 €/tonne début 2016 et a atteint 67 €/tonne en fin d'année, soit une hausse d'environ 76 % sur l'année.

Graphique 1 : Évolution des prix des énergies



Sources : EEX ; ICIS Heren ; Reuters ; ICE

Le prix du pétrole a progressé de 50 % au cours de l'année, avec cependant des prix en moyenne plus faibles qu'en 2015 (39,5 €/bbl en 2016 et 47,6 €/bbl en 2015). Le marché a été marqué par les discussions de l'OPEP et des autres pays producteurs

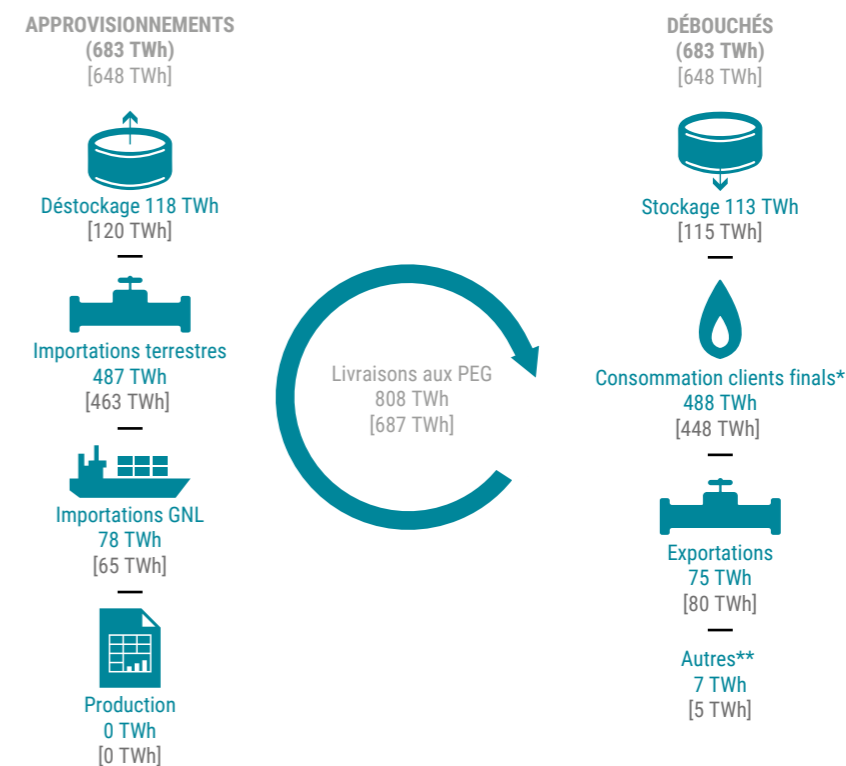
qui sont parvenus à un accord le 30 novembre 2016 pour réduire leur production face à une demande atone⁽¹⁾.

1.1. Bilan du système gazier

En France, les marchés de gros du gaz ont été marqués en 2016 par une augmentation de la consommation des clients finals, revenus à des niveaux similaires à ceux de 2013, due à la hausse de la consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz (sites fortement modulés). En effet, les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires à partir du deuxième semestre 2016 (cf. bilan du système électrique) et la hausse des prix du charbon à partir de début 2016 ont conduit à une augmentation de la production d'électricité à partir de gaz au cours de l'année (Graphique 3 : Consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz - sites fortement modulés).

Cette hausse de la consommation a été en partie compensée par une hausse des importations et une baisse des exportations.

Graphique 2 : Bilan des injections et des soutirages de gaz sur l'année 2016 [2015]



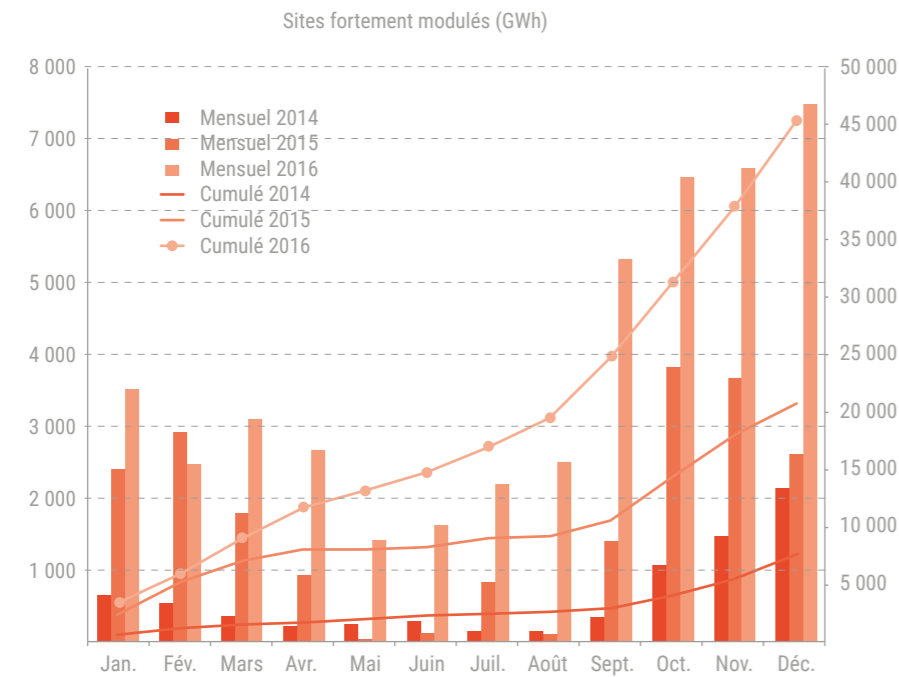
* Clients aux tarifs réglementés et clients aux prix de marché inclus
 ** Le poste Autres correspond au volume consommé par les GRT et les GRD pour assurer le fonctionnement du réseau (autoconsommation, erreur de comptage, pertes...)

Sources : GRTgaz, TIGF – Analyse CRE

(1) Accord du 30 novembre 2016 entre pays de l'OPEP et également d'autres pays exportateurs de pétrole, pour réduire la production étant donné les cours déprimés et volatils depuis deux ans et demi.

La consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz (sites fortement modulés), qui avait déjà triplé en 2015, a plus que doublé en moyenne en 2016. En fin d'année, la hausse des prix de l'électricité, liée à la faible disponibilité des centrales nucléaires, a considérablement augmenté les périodes de rentabilité des centrales thermiques fossiles.

Graphique 3 : Consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz (sites fortement modulés)



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse : CRE

En moyenne en 2016, les prix day-ahead du gaz se sont établis bien en dessous des niveaux des années précédentes, suivant la même tendance que les prix des matières premières et dans le sillage des prix internationaux du gaz. En effet, après la baisse généralisée observée depuis 2014, les prix ont atteint un point bas au premier trimestre 2016 avant d'entamer une remontée progressive au cours de l'année.

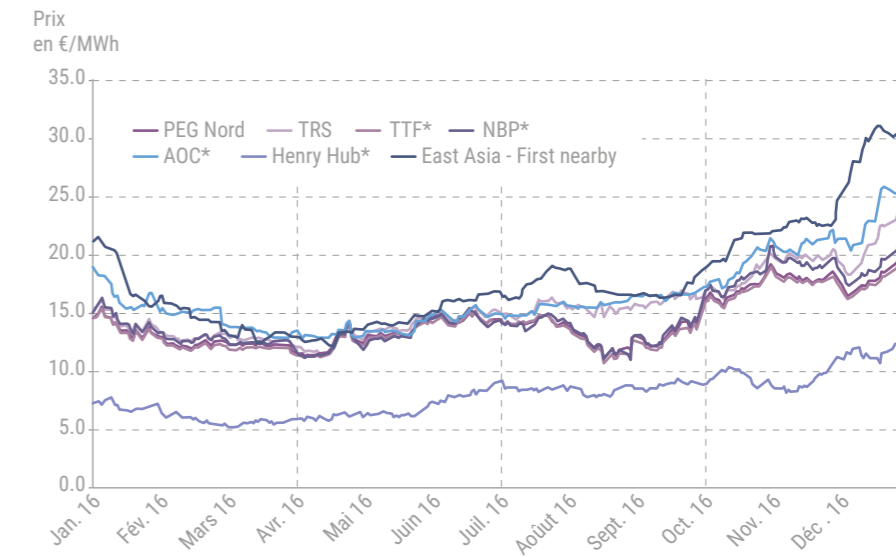
Tableau 1 : Prix spot day-ahead moyen PEG Nord et TRS

Année	Prix day-ahead moyen PEG Nord (€/MWh)	Prix day-ahead moyen TRS (€/MWh)
2014	21,3	24,8
2015	20,0	20,5
2016	14,2	15,5

Source : Powernext

Par ailleurs, la convergence des prix spot mondiaux observée depuis le deuxième semestre 2015 s'est estompée à partir du second semestre 2016. Les prix de la zone sud (TRS) et du marché espagnol (AOC) ont notamment suivi les niveaux de prix des marchés sud-américains et asiatiques reflétant en particulier leur dépendance à l'approvisionnement en GNL (Graphique 4).

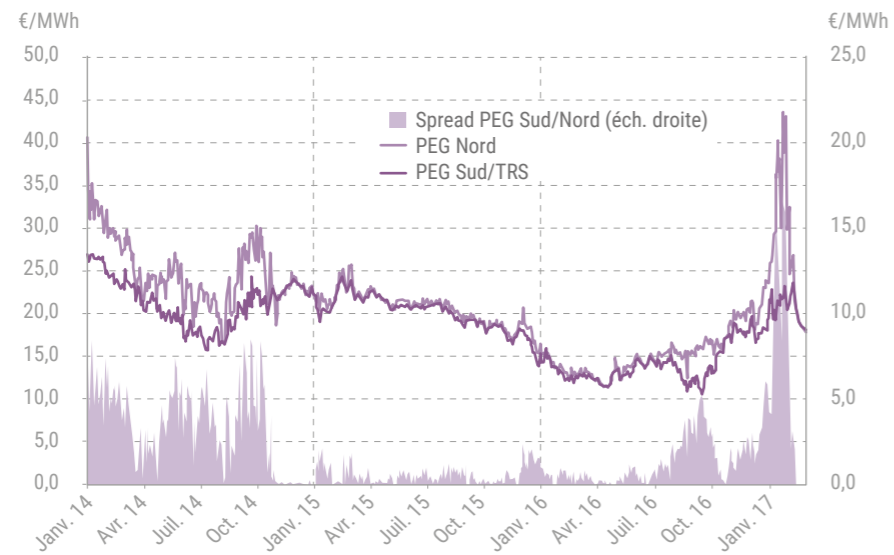
Graphique 4 : Prix internationaux du gaz month-ahead



*TTF = indice hollandais ; NBP = indice anglais ; AOC = indice espagnol ; Henry Hub = indice nord-américain

À ce titre, l'écart de prix (spread) entre les zones sud (TRS) et nord (PEG Nord) de la France s'est accentué à partir du deuxième semestre 2016, notamment entre juillet et octobre, et à la fin de l'année (Graphique 5). La hausse des prix au sud est liée à la congestion à près de 100 % de la liaison entre les deux zones ainsi qu'aux faibles importations de GNL au terminal de Fos et en Espagne. Début 2017, la consommation de gaz a fortement augmenté en raison de la baisse des températures, entraînant dans le sud une nouvelle hausse des prix qui ont dépassé les prix asiatiques et sud-africains. Ceci a eu pour conséquence un arbitrage international en faveur de livraisons de GNL au sud de la France qui retrouve, en février, des niveaux de prix similaires à ceux du Nord.

Graphique 5 : Evolution du spread TRS PEG Nord



Source :

En 2016, 643 TWh ont été livrés au Nord, soit une augmentation de 20 % par rapport 2015, et 154 TWh au Sud, soit 12 % de plus qu'en 2015.

1.2. Le signal prix du CO₂ reste faible dans un contexte marqué par les annonces gouvernementales et l'actualité européenne

En 2016, le prix moyen spot du produit des quotas d'émission de CO₂ (EUA) du système d'échange européen affiche une baisse de 30 % par rapport à 2015 et s'établit à 5,35 €/tCO₂ (Graphique 6). Cette baisse est principalement liée aux températures très douces du mois de janvier, à une hausse des volumes vendus aux enchères (+100 MT) et à une baisse de la demande lors de ces enchères. Après un rebond significatif en avril 2016, suite aux annonces du gouvernement français de créer un prix plancher pour le CO₂, idée suspendue depuis, le prix du quota a de nouveau chuté durant la deuxième quinzaine de juin 2016, après les résultats du référendum britannique sur le Brexit. Le prix a ensuite oscillé entre 4 et 6,5 €/tCO₂ pour s'établir au 31 décembre 2016 à 6,54 €/tCO₂.

Graphique 6 : Évolution des prix du CO₂

Source : EEX

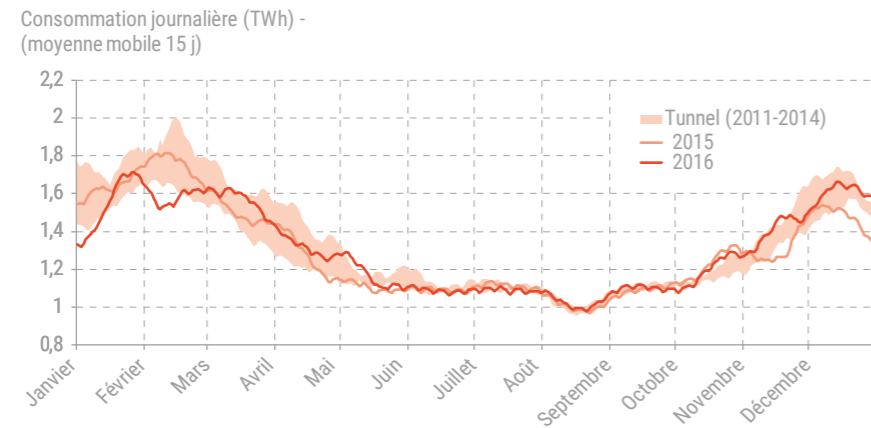
1.3. Les évolutions des marchés de l'électricité

Une demande très affectée par les variations climatiques

“
Les variations climatiques durant l'année 2016 jusqu'en janvier 2017 ont eu des conséquences sur la demande d'électricité en France et en Europe, avec des effets perceptibles sur les marchés de gros.

Les variations climatiques durant l'année 2016 jusqu'en janvier 2017 ont eu des conséquences sur la demande d'électricité en France et en Europe, avec des effets perceptibles sur les marchés de gros. En 2016, la consommation moyenne d'électricité en France s'établit à 483 TWh (consommation brute, source RTE), en hausse de +1,5 % par rapport à 2015. Sa répartition sur l'année reflète les variations des températures observées. Au cours du 1^{er} trimestre 2016, la température variait entre 5°C et 10°C et la consommation a chuté de presque 4 TWh par rapport à 2015. En revanche au 4^e trimestre, avec la première vague de froid hivernal, elle a augmenté de 8 TWh (Graphique 7). Cette augmentation de 7 % de la consommation a contribué à la tension du système électrique dans le contexte d'une forte indisponibilité des centrales nucléaires.

Graphique 7 : Courbes de consommation en France



Sources : RTE. Analyse : CRE

Le système électrique mis sous tension par la forte indisponibilité nucléaire au second semestre

Du côté de l'offre, la disponibilité du parc nucléaire a été, de mi-juillet 2016 jusqu'à la fin de l'année (Graphique 8), à un niveau historiquement bas dû à l'arrêt de réacteurs, demandé par l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) pour que soient effectuées les analyses des taux de concentration en carbone des fonds de générateurs de vapeur.

Cet épisode a eu un impact significatif sur la tension physique du système et a entraîné une hausse des prix de gros de l'électricité.

La production hydraulique, restée à un niveau aussi bas qu'en 2015, est encore descendue au dernier trimestre 2016.

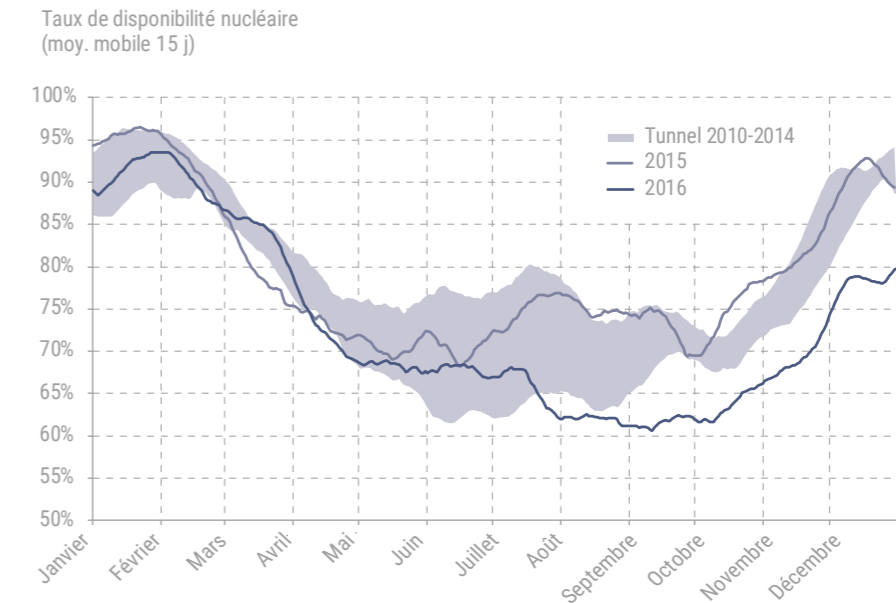
Dans ce contexte, le taux d'utilisation des centrales électriques fonctionnant au gaz est resté élevé, particulièrement aux troisième et quatrième trimestres quand la disponibilité de la filière nucléaire était faible. La production des centrales fonctionnant au gaz a atteint 35 TWh, soit une hausse de 60 % par rapport à 2015 pour une capacité installée de 11,7 GW.

Les taux d'utilisation des centrales fonctionnant au charbon connaissent une évolution similaire en 2016, affichant une production de 7 TWh (+15,4 % par rapport à 2015) pour une capacité installée de 3 GW.

La forte sollicitation des centrales thermiques fossiles conjuguée à la forte diminution des exportations et à l'augmentation des importations durant les deux derniers trimestres ont contribué à compenser la faible disponibilité du parc nucléaire et à répondre à la hausse de la demande. Le solde exportateur net s'est ainsi établi à 39 TWh (32,6 TWh à l'import et 71,7 TWh à l'export), en chute de 37 % par rapport à 2015.

“ Du côté de l'offre, la disponibilité du parc nucléaire a été, de mi-juillet 2016 jusqu'à la fin de l'année, à un niveau historiquement bas dû à l'arrêt de réacteurs, demandé par l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) pour que soient effectuées les analyses des taux de concentration en carbone des fonds de générateurs de vapeur.

Graphique 8 : Évolution de la disponibilité nucléaire



Sources : RTE. Analyse : CRE

Des prix spot en baisse sur l'année, avec une remontée au dernier trimestre

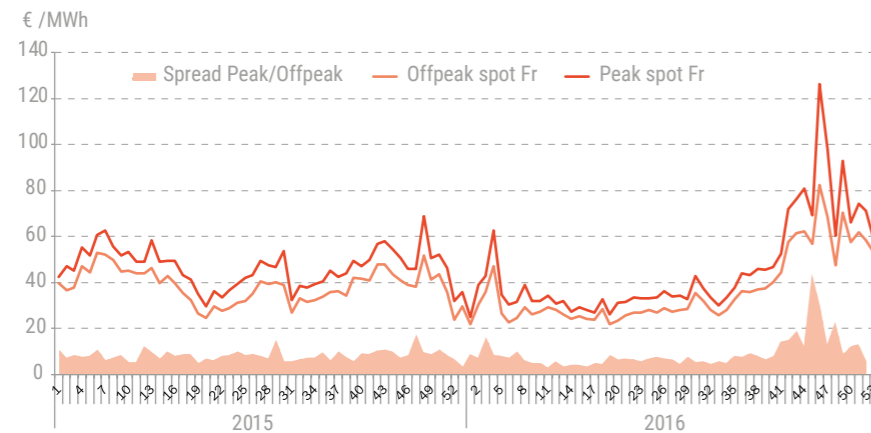
En France, les prix spot se sont établis en moyenne à 34,6 €/MWh en 2016, soit une baisse de 4,9 % par rapport à 2015 (Tableau 2 et Graphique 9). Cette baisse s'explique par une faible consommation due à un hiver 2015-2016 très doux et par un contexte de prix bas des matières premières. Néanmoins, au cours du dernier trimestre, les tensions sur l'équilibre entre l'offre et la demande ont entraîné mécaniquement une hausse des prix spot qui se sont établis à 60 €/MWh en moyenne, en augmentation d'environ +47 % par rapport au dernier trimestre 2015. Cette montée des prix spot reflète en partie la forte sollicitation des moyens de production thermiques dont les coûts marginaux sont plus élevés que ceux du nucléaire.

Tableau 2 : Prix day-ahead France sur la bourse EPEX SPOT (moyennes annuelles)

€/MWh	2014	2015	2016
Prix Day-ahead	34,6	38,5	36,6

Source : EPEX SPOT- Analyse : CRE

Graphique 9 : Évolution des prix *day-ahead* France sur la bourse EPEX SPOT (moyennes hebdomadaires)



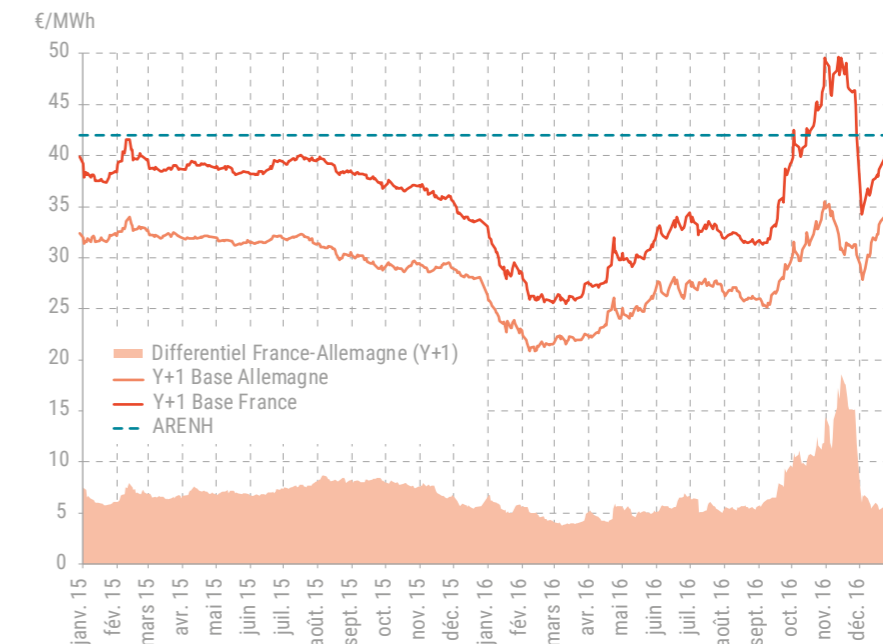
Source : EPEX SPOT - Analyse : CRE

Une fin d'année marquée par des incertitudes sur la disponibilité nucléaire

Sur les marchés à terme, le prix du contrat calendaire pour livraison l'année suivante (Y+1) s'est établi en moyenne à 33,4 €/MWh, en baisse de -12,5 % par rapport à 2015 (Graphique 10). Cette baisse s'explique en partie par la faiblesse des prix constatés au premier semestre en raison d'un contexte favorable de prix bas des matières premières notamment du gaz et du charbon. Cependant, la remontée des prix du charbon à partir du deuxième trimestre a tiré les prix à terme français à la hausse, après des niveaux historiquement bas au premier trimestre.

Après une baisse durant plusieurs mois, les prix ont augmenté au dernier trimestre 2016. Ainsi, les prévisions de Météo France sur un éventuel mois de janvier rigoureux et les contrôles supplémentaires exigés par l'ASN sur certains réacteurs nucléaires ont eu pour effet de tirer à la hausse les prix de l'électricité pour livraison en 2017. La perspective d'un maintien du prix supérieur à celui de l'ARENH (42 €/MWh) a incité certains fournisseurs alternatifs à faire une demande auprès de la CRE pour obtenir des volumes d'électricité dans le cadre de ce dispositif.

Graphique 10 : Évolution des prix Y+1 sur EEX



Source : EEX Power Derivatives - Analyse : CRE

L'évolution du dispositif ARENH dans le contexte de remontée des prix du marché de gros

Le dispositif ARENH permet aux fournisseurs d'électricité d'acheter à EDF son électricité nucléaire à un prix régulé fixé à 42 €/MWh. Les volumes ainsi disponibles sont plafonnés à 100 TWh.

En 2015, la CRE a observé une baisse des demandes d'ARENH qui se sont complètement interrompues en 2016 en raison de la baisse des prix sur le marché de gros de l'électricité. À l'automne 2016, les prix de gros sont remontés favorisant la reprise des souscriptions à la date du guichet du 16 novembre 2016⁽²⁾.

Dans ce contexte, et grâce à l'expérience acquise pendant les cinq premières années de fonctionnement du dispositif, la CRE a souhaité faire évoluer le modèle du contrat d'achat d'ARENH entre EDF et les fournisseurs. L'ensemble des modifications proposées figurent dans sa délibération du 7 novembre 2016.

En cohérence avec le principe d'annualité qui prévoit que les demandes d'ARENH portent sur une année complète, la CRE a fixé trois conditions aux acheteurs pour recourir à « la clause de résiliation anticipée » permettant de mettre un terme à leur livraison :

- une variation du prix de l'ARENH supérieure à 2 %,
- une modification substantielle de l'accord cadre,
- une évolution de la réglementation relative à l'ARENH défavorable aux acheteurs.

(2) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 novembre 2016 portant proposition d'arrêté pris pour application de l'article L. 336-2 du code de l'énergie et portant modification de l'arrêté du 28 avril 2011 pris en application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

Dans la même optique, la ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, en charge des Relations internationales sur le climat a communiqué à la CRE, dans un courrier du 2 novembre 2016, son intention « *d'engager une révision de la partie réglementaire du code de l'énergie, afin de clarifier l'application de la clause dite de monotonie* ⁽³⁾ ». Cette clause empêche les fournisseurs de faire évoluer dans des sens opposés leur demande d'ARENH à six mois d'intervalle. Afin d'articuler la modification de la clause de résiliation anticipée avec cette mesure, la CRE a précisé dans sa délibération du 7 novembre 2016 que la modification réglementaire envisagée ne constituerait pas une cause de résiliation dès lors qu'elle serait effective avant le 1^{er} avril 2017.

La ministre a saisi la CRE, le 15 novembre 2016, d'un projet de décret modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie sur ces nouvelles modalités. La CRE a rendu un avis favorable le 26 janvier 2017. Ce décret a été publié le 21 mars 2017.

La publication, le 14 novembre 2016, de l'arrêté définissant l'accord cadre ARENH complétée par la publication du décret évoqué ci-dessus viennent répondre aux préoccupations principales générées par la hausse subite des prix sur les marchés de gros de l'électricité en 2016.

2. LES 5 ANS DE REMIT MARQUENT UN BILAN PLEINEMENT OPÉRATIONNEL

2.1. Les travaux européens autour de REMIT se sont accélérés

La coopération et la coordination, leviers de la mise en œuvre réussie de REMIT

Des compétences partagées, une coordination poussée

Adopté en octobre 2010, le règlement européen n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 relatif à l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie, dit REMIT, interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marchés qui constituent des abus de marché. Il oblige les acteurs à publier les informations privilégiées dont ils disposent. La notion d'information privilégiée dans le cadre de REMIT prend en compte les informations liées aux moyens de production ou à l'utilisation des infrastructures.

REMIT confère une compétence partagée aux autorités de régulation nationales et à l'ACER, mais aussi des responsabilités distinctes, afin de garantir l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie. L'ACER doit surveiller l'ensemble des marchés européens, en coopération avec les régulateurs nationaux. En cas de suspicion d'abus, les enquêtes sont menées par les régulateurs nationaux, qui disposent de pouvoirs de sanction.

(3) L'article R. 336-16 du code de l'énergie prévoit cette clause.

REMIT donne un rôle central à l'ACER pour organiser la coopération tant à l'échelle de l'Union européenne qu'avec les autorités de régulation nationales. Ainsi, son article 16 prévoit que l'ACER édicte des orientations non contraignantes pour aider les autorités de régulation nationales à prendre des décisions cohérentes et harmonisées quant à



REMIT confère une compétence partagée aux autorités de régulation nationales et à l'ACER, mais aussi des responsabilités distinctes, afin de garantir l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie.

leurs activités de surveillance. Les autorités de régulation nationales participent à la rédaction de ces orientations qui sont donc l'expression d'une compréhension commune de REMIT. L'ACER est en outre informée de toute suspicion raisonnable d'infraction et peut saisir une ou plusieurs autorité(s) de régulation nationale(s) pour qu'elles enquêtent sur les faits concernés et prennent les mesures appropriées si nécessaire. Les enquêtes transnationales éventuelles sont coordonnées par l'ACER, qui peut également demander que les informations pertinentes lui soient transmises et instaurer un groupe d'enquête

composé de représentants des autorités de régulation nationales. De la même manière, REMIT organise les bases de la coordination avec les autorités financières compétentes.

Une communication régulière entre les acteurs de la régulation, nécessaire à la coordination et à la mise en œuvre de REMIT

De manière opérationnelle, la coordination de la mise en œuvre de REMIT dans les Etats-membres est assurée par une communication permanente entre les autorités de régulation nationales et avec l'ACER, au sein de plusieurs groupes de travail et *task forces* dédiés aux sujets relatifs à REMIT.

La CRE participe activement à des groupes de travail européens sur l'intégrité et la transparence des marchés, tant dans le cadre des travaux du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (*Council of European Energy Regulators*, CEER) que dans ceux de l'ACER. Elle apporte aussi son expertise au groupe de coordination (*Coordination group – CG*) constitué par l'ACER en 2015 et contribue au partage de méthodologies et de bonnes pratiques de surveillance des marchés de l'énergie. Des rencontres bilatérales sont en outre régulièrement organisées entre régulateurs. Ces différents travaux permettent de traiter :

- la mise en œuvre opérationnelle de REMIT, notamment des aspects informatiques ou liés à la sécurité des systèmes de transmission et d'échange des données ;
- les problématiques relatives aux outils, méthodes et moyens de surveillance ;
- l'harmonisation des réponses à apporter aux interrogations des acteurs européens ;
- la coordination des enquêtes en cas de détection d'abus de marché transfrontaliers.

Plusieurs outils communs ont été mis en place par l'ACER pour faciliter la coordination avec les régulateurs nationaux, par exemple pour le partage sécurisé de données.

Les chantiers opérationnels de 2016

Conformément aux actes d'exécution de REMIT, début de la collecte des données par l'ACER

REMIT est entré dans une phase de déploiement opérationnel, aux niveaux européen et national, après l'adoption du règlement d'exécution n°1348/2014 du 17 décembre 2014 relatif à la collecte des données transactionnelles sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz. Ce règlement a, en effet, organisé le lancement de la collecte de données par l'ACER à partir d'octobre 2015 pour les données relatives aux contrats standard, c'est-à-dire admis à la négociation sur une place de marché organisée⁽⁴⁾, et d'avril 2016 pour celles relatives aux autres contrats dits non-standard. Outre les données recueillies sur une base continue, l'ACER peut collecter, de manière *ad hoc* et sur demande justifiée, les données relatives aux :

- contrats et transactions intra-groupe ;
- contrats de livraison d'électricité produite par une unité de production d'électricité avec une capacité égale ou inférieure à 10 MW ou par plusieurs unités de production d'électricité avec une capacité cumulée égale ou inférieure à 10 MW ;
- contrats de livraison de gaz produit par une unité de production de gaz avec une capacité inférieure ou égale à 20 MW ;
- contrats d'équilibrage et d'ajustement pour les marchés électricité et gaz.

Le règlement REMIT autorise les autorités de régulation nationales à collecter des données supplémentaires nécessaires à leur mission de surveillance⁽⁵⁾ des marchés, au niveau national.

Toutes les informations sur ce sujet sont disponibles sur le portail REMIT de l'ACER. En particulier, le règlement d'exécution, le Manuel de procédure de déclaration des transactions (*Transaction Reporting User Manual*, TRUM) et le Manuel des procédures sur la déclaration des données transactionnelles et fondamentales (*Manual of Procedures on transaction and fundamental data reporting*, MoP) apportent des éléments de compréhension.

L'enregistrement des acteurs sur le registre européen, condition préalable à la déclaration de leurs données

Le règlement REMIT prévoit qu'avant de déclarer leurs données, les acteurs de marché doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État-membre où ils sont établis ou, s'ils ne sont pas établis dans un pays de l'Union européenne, auprès de celle d'un État-membre où ils exercent une activité⁽⁶⁾.

En France, la CRE a choisi d'utiliser le système d'enregistrement CEREMP (*Centralised European Register for Market Participants*) développé par l'ACER, accessible depuis le 7 octobre 2014 pour la collecte des données qui a débuté le 7 octobre 2015. Responsables des informations contenues dans le registre national, les acteurs de marché sont tenus de communiquer dans les plus brefs délais aux autorités de régulation nationales tout changement sur les informations qui les concernent⁽⁷⁾.

(4) La liste des contrats standards est disponible sur le site de l'ACER : <https://www.acer-remit.eu/portal/standardised-contract>

(5) Voir considérant (17) de REMIT

(6) Consulter la 4^{ème} édition des orientations de l'ACER à cet égard

(7) Voir article 9(5) de REMIT

Sur la base des informations ainsi fournies, l'ACER consolide les registres nationaux pour établir un registre européen en partie rendu public⁽⁸⁾, notamment le nom de chaque acteur de marché, son code ACER et le site internet sur lequel il entend procéder à la publication des informations privilégiées le concernant.

Fin 2016, un peu plus de 1 100 acteurs de marché s'étaient enregistrés auprès de la CRE⁽⁹⁾.

Des données enregistrées par l'ACER et partagées avec les régulateurs nationaux certifiés

Pour l'ensemble des marchés européens, la collecte de données s'effectue via les entités de déclaration de données : acteurs de marché eux-mêmes lorsqu'ils ont été accrédités « mécanismes de déclaration répertoriés » (*Registered Reporting Mechanism*, RRM), ou intermédiaires de RRM tiers. Si possible, la collecte s'effectue de façon centralisée auprès de ces entités. Les bourses, dont EPEX, EEX et Powernext, ainsi que certaines plateformes d'intermédiation (courtiers) font partie de ces entités de déclaration de données. L'ACER a précisé les critères d'enregistrement de ces entités dans le document *RRM requirements*, accompagné de vidéos qui détaillent les démarches qu'elles doivent accomplir.

Ces données sont ensuite partagées avec les régulateurs nationaux concernés, sous réserve que leurs systèmes de sécurité informatique satisfassent les critères imposés par la procédure complexe de certification mise en place par l'ACER. La CRE est parmi les premiers régulateurs dont les systèmes de sécurité informatique ont été certifiés par l'ACER. Les données collectées par l'ACER sont éventuellement transmises aux autres autorités compétentes (autorités financières, de la concurrence, etc.), sous réserve du respect d'obligations strictes de confidentialité et de protection en application des dispositions des articles 10 à 12 du règlement REMIT.

La législation financière en matière d'abus de marché : un recouvrement avec REMIT, une nécessaire prise en compte par les régulateurs de l'énergie

Les articles 3 et 5 de REMIT sur l'interdiction des opérations d'initiés et sur l'interdiction des manipulations de marché ne s'appliquent pas aux produits énergétiques de gros qui sont également qualifiés d'instruments financiers en application de la réglementation financière⁽¹⁰⁾. En particulier, les dispositions relatives aux abus de marché du règlement MAR (*Market Abuse Regulation*⁽¹¹⁾) et de la directive CSMAD (*Criminal Sanction on Market abuse*⁽¹²⁾) ont vocation à s'appliquer à la plupart de ces produits. Ces textes, en vigueur depuis le 3 juillet 2016, étendent le champ d'application des dispositions préalablement existantes relatives aux abus de marché :

- aux contrats négociés sur les marchés régulés (RM) et systèmes multilatéraux de négociation (MTF) ;
- aux instruments financiers négociés sur les « systèmes organisés de négociation » (OTF) et aux produits dérivés OTC et commodités spots, à l'exclusion des produits énergétiques de gros, qui peuvent influencer les prix des contrats négociés sur les marchés régulés, systèmes multilatéraux de négociation et OTF.

(8) Voir le registre européen des acteurs de marché

(9) Lien pour s'enregistrer : https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=9&lang=fr_FR

(10) Voir article 1(2) de REMIT (règlement (UE) n°1227/2011)

(11) Consulter le règlement (UE) 596/2014 du 16 avril 2014 sur les abus de marché

(12) Consulter la directive (UE) 2014/57/UE du 16 avril 2014 relative aux sanctions pénales applicables aux abus de marché

Ces textes interdisent également la manipulation d'indices de référence et créent un régime spécifique pour les lanceurs d'alerte ; ils obligent les personnes qui organisent ou exécutent des transactions à titre professionnel (PPAET) à mettre en place des outils de surveillance et à déclarer les transactions et ordres suspects. Ils renforcent le pouvoir des régulateurs financiers en matière d'enquête et de sanction et prévoient l'institution de sanctions pénales par les États-membres.

Le 10 février 2016, la Commission européenne a reporté au 3 janvier 2018 l'entrée en vigueur de la directive MiFID II⁽¹³⁾ pour laisser le temps, aux acteurs concernés et autorités compétentes, de mettre en place les systèmes adéquats. Cette directive élargit notamment la liste des instruments financiers aux quotas d'émission de CO₂ et aux produits dérivés qui se rapportent à un actif sous-jacent de l'électricité ou du gaz, négociés sur un OT. Les produits énergétiques de gros à terme et qui font nécessairement l'objet d'une livraison physique (exception connue sous le terme de *REMIT carve-out*) font partie des exceptions⁽¹⁴⁾. Le règlement délégué du 25 avril 2016 de la Commission européenne⁽¹⁵⁾ a apporté des précisions sur la définition de ces produits et levé ainsi une incertitude sur le régime juridique applicable.

S'agissant de l'interdiction des abus de marché, un produit énergétique de gros est donc susceptible d'entrer dans le champ d'application soit de REMIT soit de la réglementation financière en fonction de sa maturité, du lieu de négociation et de l'application ou non de cette exception.

Dans tous les cas, indépendamment de la qualification d'instruments financiers, REMIT reste applicable en ce qui concerne les obligations de publication des informations privilégiées (article 4), de transmission des données à l'ACER (article 8) et d'enregistrement (article 9).

2.2. Au niveau national, le dispositif est devenu pleinement opérationnel en 2016

Un dispositif national de surveillance adapté et inscrit dans une démarche européenne

Un code de l'énergie modifié pour permettre à la CRE d'exercer ses missions de surveillance conformément aux dispositions de REMIT

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de la CRE s'exerce également dans le cadre du règlement REMIT. La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013⁽¹⁶⁾ a modifié le code de l'énergie pour confier à la CRE la mission de garantir le respect des obligations et interdictions prévues par les articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT. La loi permet à la CRE de procéder à des enquêtes lorsqu'elle détecte, ou est informée, de potentiels manquements aux dispositions du règlement REMIT. Elle a aussi introduit dans le code de l'énergie des dispositions relatives au pouvoir de sanction de la CRE. Le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) peut sanctionner tout manquement avéré aux dispositions du règlement REMIT.

(13) Consulter la Directive (UE) 2014/65/UE du 15 mai 2014 concernant les marchés d'instruments financiers

(14) Voir l'annexe I, section C de la directive 2014/65/UE

(15) Consulter le règlement délégué complétant la directive 2014/65/UE du 25 avril 2016 de la Commission européenne, notamment aux articles 5 et 8

(16) Voir la loi n°2013-312 du 15 avril 2013

Ce travail d'intégration des dispositions relatives à REMIT s'est achevé, avec l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016⁽¹⁷⁾. Les dispositions de l'ordonnance précisent les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, d'enregistrement et d'obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel. L'article L.131-2 prévoit que la CRE « *garantit le respect des articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15* » de REMIT. Ces articles font référence :

- aux obligations de transparence et de publication d'informations privilégiées (article 4) ;
- aux interdictions des abus de marché concernant les opérations d'initiés (article 3) et les manipulations de marché (article 5) ;
- à l'obligation de transmission de données par les acteurs de marché (article 8) ;
- à l'obligation d'enregistrement des acteurs de marché (article 9) ;
- aux obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel en cas de suspicion d'abus de marché (article 15).

Le dispositif juridique issu de REMIT est donc complet et pleinement opérationnel, permettant à la CRE de :

- surveiller les marchés de gros ;
- mener des enquêtes en cas de suspicion de manipulation de marchés ;
- saisir le CoRDIS qui est compétent pour sanctionner les manquements.

Les données collectées au niveau européen, fondement de la surveillance des marchés de gros

L'année 2016 apparaît comme une année de transition, puisque la CRE a commencé à recevoir les flux de données transactionnelles relayés par l'ACER, sur une base quotidienne. Afin de participer activement aux contrôles de qualité des données menés par l'ACER, la CRE a prolongé de façon transitoire le dispositif national de collecte de données directement auprès des opérateurs et des personnes organisant des transactions à titre professionnel. À terme, les analyses de la CRE s'appuieront principalement sur les données collectées par l'ACER complétées, le cas échéant, par une collecte des données que la CRE estime nécessaires au niveau national.

La CRE a organisé plusieurs réunions d'information pour présenter le règlement REMIT et sa mise en œuvre opérationnelle⁽¹⁸⁾ aux acteurs de marché. En 2016, elle a aussi accompagné les acteurs de marché dans la compréhension du règlement et répondu à leurs questions pratiques sur les obligations d'enregistrement et de transmission de données.

L'articulation entre REMIT et la réglementation financière fait l'objet d'échanges réguliers entre les services de la CRE et ceux de l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans le cadre de l'accord de coopération existant entre ces deux autorités administratives indépendantes.

(17) Consulter le texte de l'ordonnance n°2016-461 du 14 avril 2016

(18) L'ensemble des documents est disponible sur le site de la CRE, voir la page dédiée à REMIT

Des processus d'analyses et des enquêtes

Des analyses approfondies sur les événements inhabituels

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE est conduite à mener des analyses si un événement de marché inhabituel ou suspect est détecté.

Cette détection peut être réalisée par :

- le département de surveillance des marchés de gros de la CRE ;
- l'ACER dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés ;
- les personnes organisant des transactions à titre professionnel, qui doivent avertir sans délai l'autorité de régulation nationale concernée si elles suspectent un manquement aux articles 3 et 5 du règlement REMIT. À ce titre, une plateforme de notification a été mise en place par l'ACER pour toute déclaration de suspicion de manquement au règlement REMIT⁽¹⁹⁾ ;
- tout autre acteur qui suspecterait un manquement à REMIT.

Dès lors que la CRE détecte, ou est informée, d'un événement inhabituel, elle mène une analyse approfondie visant à établir un potentiel manquement au règlement REMIT ou un autre manquement de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement des marchés de l'énergie. En 2016, la CRE a adressé treize demandes d'informations à des opérateurs dans le cadre d'analyses approfondies.

De l'analyse approfondie à l'ouverture d'enquête

Si le soupçon de manquement aux dispositions de REMIT se confirme au cours de l'analyse, l'ouverture d'une enquête peut être décidée par le président de la CRE qui nomme alors un agent pour la conduire. Cette enquête peut aboutir, le cas échéant, à la saisine du CoRDIS. À ce jour, six enquêtes formelles ont été ouvertes par la CRE, dont trois en électricité et trois en gaz.

L'une des enquêtes concernant le marché de l'électricité portait sur une suspicion d'abus de marché en lien avec une information relative à une centrale de production. Elle n'a pas donné lieu à une saisine du CoRDIS dans la mesure où elle portait sur des transactions survenues avant l'adoption de la loi de 2013 qui a conféré au CoRDIS le pouvoir de sanctionner d'éventuelles infractions au règlement REMIT.

Au regard des enseignements de cette enquête, la CRE a rappelé à l'ensemble des acteurs de marché, dans son rapport de surveillance du 18 octobre 2016⁽²⁰⁾, leurs obligations en matière de publication d'informations privilégiées.

“

Si la CRE détecte, ou est informée, d'un événement inhabituel, elle mène une analyse approfondie visant à établir un potentiel manquement au règlement REMIT ou tout autre manquement de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement des marchés de l'énergie.

(19) Voir la plateforme de déclaration de suspicion

(20) <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/rapport-marches-de-gros-2015-2016>

LA SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE DÉTAIL

En charge du bon fonctionnement des marchés de détail, la CRE a proposé, pour la première fois, les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité pour les consommateurs résidentiels et professionnels.

Elle dresse également chaque année un état des lieux des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, avec des données et des indicateurs pour en suivre les évolutions récentes. L'année 2016 a été marquée par une accélération de la concurrence liée à la fin des TRV pour les professionnels et par la multiplication d'offres attractives et innovantes.

1. LA CRE ÉLABORE LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE AUX CLIENTS FINALS

1.1. En 2016, la CRE a proposé, pour la première fois, les tarifs réglementés de vente d'électricité aux ministres de l'Économie et de l'Énergie

Une tarification par empilement des coûts

En application des dispositions des articles L. 337-4 et L. 337-7 du code de l'énergie, la CRE a pour mission, depuis le 8 décembre 2015, de proposer les tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité aux ministres de l'Économie et de l'Énergie. Les tarifs réglementés sont maintenus, en métropole continentale, pour les seuls consommateurs résidentiels et professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental, ces tarifs perdurent pour l'ensemble des consommateurs.

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût

du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture ».

Les articles R. 337-16 et suivants du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement, tant en niveau qu'en structure.

L'empilement en niveau assure, par construction, la contestabilité en moyenne des tarifs réglementés par les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire la faculté pour un fournisseur de proposer une offre au moins aussi compétitive que les tarifs.

La construction de la structure-même des tarifs par empilement (chaque option tarifaire et chaque poste horo-saisonnier des barèmes tarifaires est représentatif de l'empilement des composantes mentionnées précédemment) rend l'ensemble des tarifs contestable, en évitant toute subvention croisée entre consommateurs, d'une option tarifaire et d'une période tarifaire à l'autre. À titre d'exemple, au sein même des clients souscrivant l'option heures pleines-heures creuses, un consommateur consommant beaucoup en heures pleines et un consommateur consommant peu en

“

En 2016, la CRE a proposé, pour la première fois, les tarifs réglementés de vente d'électricité aux ministres de l'Économie et de l'Énergie.

heures pleines ne font pas peser le même coût sur le système électrique. L'empilement étant désormais réalisé pour chaque poste horo-saisonnier, chacun de ces deux consommateurs se voit répercuter dans sa facture le coût réel qu'il fait peser sur le système électrique.

Dans sa délibération du 13 juillet 2016, la CRE a proposé, pour la première fois, les TRV en métropole continentale et dans les ZNI. Ils ont été appliqués dès le 1^{er} août 2016 après décision des ministres de l'Économie et de l'Énergie qui peuvent, dans un délai maximal de trois mois, demander une nouvelle proposition de tarifs à la CRE (article L. 337-4 du code de l'énergie).

En amont de sa proposition, la CRE a concerté l'ensemble des acteurs de marché : une consultation publique a été lancée le 18 février 2016 et de nombreuses auditions ont été organisées devant le collège. La délibération portant proposition des tarifs a été présentée au Conseil Supérieur de l'Énergie et a reçu un avis favorable.

La contestabilité de tous les tarifs réglementés

Pour l'élaboration des tarifs, la CRE a développé des outils spécifiques afin d'évaluer précisément chacune des composantes de l'empilement, qui reflètent au mieux les pratiques de l'ensemble des acteurs de marché.

L'approvisionnement en énergie est usuellement réalisé de façon progressive par les fournisseurs, pour réduire leur exposition à la volatilité des prix de marché et tenir compte du niveau de liquidité des marchés. Sur le fondement des réponses à la consultation publique lancée le 18 février 2016, la CRE a retenu un approvisionnement lissé sur une période de deux années, ce qui est représentatif de leurs stratégies d'approvisionnement.

Sur l'année 2016, où le prix de l'ARENH est supérieur au prix de marché, les fournisseurs n'ont pas souscrit de produit ARENH. Ils se sont approvisionnés sur le marché de gros de l'électricité. La structure de leurs offres au client final est donc fondée sur la relativité des seuls prix de marché d'une heure à l'autre de l'année, par exemple entre les heures pleines et les heures creuses. La CRE a ainsi reproduit dans ses tarifs la structure de cet approvisionnement 100 % marché, tout en recalant en niveau les tarifs sur le niveau prévu par le code de l'énergie qui inclut le prix de l'ARENH.

Les coûts d'acheminement de l'électricité sont évalués selon les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) décidés par la CRE.

Les coûts de commercialisation des fournisseurs (frais de personnels, gestion des certificats d'économie d'énergie, coût des systèmes d'information, etc.) doivent, conformément au code de l'énergie, correspondre aux « coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité ». Pour définir ces coûts commerciaux la CRE a procédé à l'analyse des éléments qui lui ont été fournis lors de la consultation publique du 19 juin 2015. D'après les conclusions de cette étude, elle a estimé que les coûts de commercialisation définis par le fournisseur historique lui permettent de garantir la contestabilité des tarifs réglementés de vente, lors de l'élaboration de sa proposition.

La rémunération normale de l'activité de fourniture est intégrée aux TRV. Les composantes de l'empilement qui correspondent au TURPE, à l'ARENH et au marché de gros incluent une rémunération, pour le gestionnaire de réseau et pour le producteur. Celle-ci vise à couvrir dans les tarifs proposés en 2016, les risques suivants :

- risques liés à la consommation (impact de la température, conjoncture économique, etc.) ;
- risques de portefeuille (perte de clients, etc.) ;
- risques réglementaires.

Les marges commerciales des fournisseurs d'énergie ont été évaluées par la CRE après analyses de celles de fournisseurs européens comparables. Ces analyses font apparaître qu'une marge de commercialisation égale à 3 % du TRV hors taxes (et hors rattrapage) est appropriée à l'activité.

Comme l'a indiqué la CRE dans son Rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité de juillet 2015, « les écarts de coûts constatés entre le niveau des TRV et les coûts comptables d'EDF au titre des années 2012, 2013 et 2014 induisent des rattrapages conséquents, qui devront être effectués lors de prochains mouvements tarifaires ».

Les décisions du Conseil d'État du 15 juin 2016 (n° 383722 et 386078) ont enjoint aux ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie de prendre deux arrêtés rétroactifs, pour la période comprise entre le 1^{er} août 2014 et le 31 octobre 2014, et pour celle comprise entre le 1^{er} novembre 2014 et le 31 juillet 2015, afin de rattraper le déficit de couverture des coûts au cours de la période tarifaire précédente.

Aucun rattrapage n'a toutefois été envisagé par les ministres compétents au titre du déficit de couverture des coûts sur la période tarifaire s'étendant du 23 juillet 2012 au 1^{er} août 2013. Ce montant s'élevait alors à 422 M€ pour le segment des clients résidentiels (cf. Rapport de la CRE sur les TRV, 2015). Pour le bon fonctionnement des marchés, la CRE a intégré un montant de rattrapage dans les TRV qu'elle a proposés en juillet 2016. Ce montant correspond à la moitié des écarts entre coûts et tarifs constatés sur l'exercice 2012. La CRE a ainsi augmenté les parts variables de l'ensemble des tarifs réglementés de vente bleus résidentiels de 1,7 €/MWh.

Les TRV proposés par la CRE s'entendent hors taxe. Il convient d'ajouter à ces tarifs les différentes taxes et contributions s'y appliquant (CTA, CSPE, TLCFE et TVA).

Le lissage de certains TRV sur trois ans pour préserver les consommateurs

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, « la Commission de régulation de l'énergie veille à ne pas exposer la structure des tarifs, en ce qui concerne en particulier la répartition des coûts entre la part fixe et la part proportionnelle à l'électricité consommée et la différenciation des tarifs entre les périodes tarifaires, à des changements brusques ou à une instabilité susceptibles de nuire à la lisibilité des signaux tarifaires pour les consommateurs ou de conduire à des évolutions de factures d'amplitudes excessives au fil de périodes successives ».

La CRE a ainsi lissé sur trois ans les évolutions en structure des tarifs à effacement (options Tempo et EJP) pour éviter des variations très importantes de factures pour certains clients.

L'abonnement pour une petite puissance souscrite et le niveau de certains tarifs encadrés par le gouvernement

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, « afin d'inciter à la maîtrise de la consommation, en particulier pendant les périodes de pointe, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent fixer par arrêté pris annuellement après avis de la Commission de régulation de l'énergie :

- le pourcentage maximal que peut représenter la part fixe dans la facture hors taxes prévisionnelle moyenne à température normale pour chaque puissance souscrite de chaque option tarifaire du «tarif bleu» ;
- le niveau minimal du rapport entre le prix de la période tarifaire le plus élevé et le prix de la période tarifaire le plus faible que doit respecter au moins une option du «tarif bleu» accessible aux consommateurs résidentiels.»

L'arrêté du 26 juillet 2016, dont a été saisie la CRE le 31 mai 2016 et sur lequel elle a rendu un avis le 21 juin 2016, fixe, pour les tarifs bleus résidentiels, à 25 % le plafonnement du montant de la part fixe et à 7 % le niveau minimal du rapport entre le prix le plus élevé et le prix plus faible de la période tarifaire.

Le plafonnement de la part fixe à 25 % ne concerne que les petits consommateurs bleus résidentiels en option base et ayant souscrit une puissance de 3 kVA.

La contrainte de ratio est appliquée à la seule option Tempo bleu résidentiel entre les heures pleines rouges et les heures creuses bleues.



LE POINT SUR LE MÉCANISME DE CAPACITÉ À PRENDRE EN COMPTE DANS LES PROCHAINS TRV D'ÉLECTRICITÉ

Les dispositions des articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit que « chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement ».

À ce titre, chaque fournisseur (ou consommateur acteur obligé) est contraint de s'approvisionner en garanties de capacités pour couvrir la consommation de son portefeuille de clients lors des périodes de pointe de consommation nationale. Ces garanties peuvent être obtenues en investissant dans de nouveaux moyens de production ou d'effacement, ou auprès des exploitants de capacités (production ou effacement). Ceux-ci se voient attribuer par RTE des garanties en contrepartie de la disponibilité effective de leurs capacités lors des périodes de tension du système électrique.

Le mécanisme de capacité fait peser sur les acteurs le poids du risque de défaillance qu'ils génèrent pour le système. Il incite au développement à moyen terme de capacités de production ou d'effacement pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Il permet en particulier aux centrales d'extrême pointe de bénéficier d'un revenu plus stable sur leur durée de fonctionnement et favorise le développement d'effacements en leur offrant un espace économique grâce à leur valeur capacitaire.

Le 1^{er} décembre 2016, une révision des règles du mécanisme de capacité a amélioré le dispositif en limitant les possibilités de manipulation de marché et en augmentant la transparence et la liquidité du marché des garanties. À ce titre, le 8 novembre 2016, la Commission européenne a constaté, en conclusion de son enquête sur ce sujet, que le mécanisme de capacité français était compatible avec les règles de l'Union en matière d'aides d'État. Elle a également noté qu'il améliorerait la sécurité d'approvisionnement tout en maintenant la concurrence.

La première année de livraison du dispositif a démarré au 1^{er} janvier 2017. Les acteurs, fournisseurs et exploitants de capacité, ont procédé le 15 décembre 2016 à une séance d'enchère organisée au cours de laquelle 22,6 GW de capacité ont été échangés sur la plate-forme boursière. Le résultat de cette enchère a également fixé le prix de référence marché à un niveau de 10 k€/MW.

La CRE, qui a travaillé à l'élaboration des textes réglementaires de mise en œuvre du mécanisme (avis sur les Règles du mécanisme de capacité, approbations, propositions et décisions concernant diverses dispositions complémentaires), assure la surveillance du marché des garanties de capacité. Dans le cadre de ses missions de surveillance du marché de détail, elle veille aussi à la bonne répercussion du coût de la capacité dans les offres des fournisseurs.

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, le coût du complément d'approvisionnement en capacité sera intégré dans la construction par empilement des tarifs réglementés dans les prochains tarifs

1.2. La CRE a pris en compte les évolutions du marché du gaz en 2016

La révision des principes d'affectation des coûts commerciaux d'Engie entre ses activités régulées et ses activités de marché

Depuis 2006, la CRE audite régulièrement les contrats d'approvisionnement d'Engie et vérifie l'adéquation de ses coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement aux coûts pris en compte dans les tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz naturel. L'article R. 445-3 du code de l'énergie prévoit que la CRE effectue chaque année une analyse détaillée de l'ensemble des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement d'Engie. Elle remet au gouvernement les résultats de cette analyse et les rend publics au plus tard le 15 mai. En 2016, la CRE a publié son 3^e rapport d'audit sur les tarifs réglementés de ventes de gaz naturel d'Engie.

Sur la base de l'examen approfondi des comptes d'Engie et de ses coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement, la CRE a constaté qu'ils ont été couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux TRV en 2015. Contrairement aux années précédentes, la CRE n'a pas identifié de facteurs susceptibles de faire évoluer le niveau d'indexation sur les prix de marché du gaz dans la formule tarifaire. En revanche, elle a recommandé d'accroître la part d'indexation sur l'indice français PEG Nord et de réduire le nombre d'indices pétroliers au 1^{er} juillet 2016. Ses recommandations ont été prises en compte dans la nouvelle formule tarifaire d'Engie fixée par l'arrêté du 29 juin 2016, pris après avis de la CRE.

En parallèle de ces travaux, la CRE a approuvé, par sa délibération du 17 mai 2016, de nouveaux principes d'affectation des coûts commerciaux d'ENGIE entre ses activités de vente aux clients au TRV et en offres de marché. Cette modification s'avérait nécessaire compte-tenu de l'évolution significative de la clientèle d'Engie qui consacre d'importants efforts au développement de ses offres de marché. Celles-ci ont en effet augmenté de 55 % en deux ans.

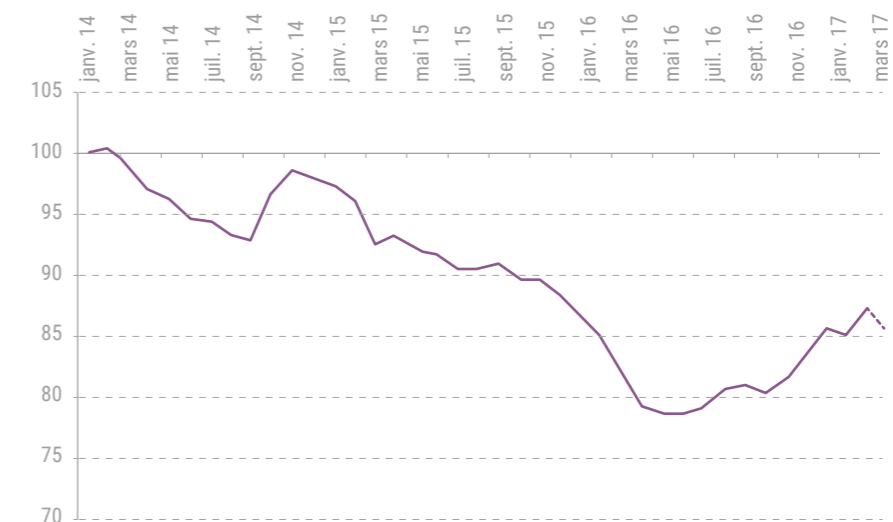
Ces nouveaux principes s'appuient sur des règles d'affectation des charges associées à la gestion de la relation clientèle (appels entrants et actes de back office). Sont ainsi alloués en totalité les coûts de promotion et de commercialisation des ventes aux offres de marché, dans la mesure où ces actions commerciales ne concernent plus les TRV. Ceci a entraîné une baisse d'environ 70 millions d'euros des coûts commerciaux affectés aux TRV. Ainsi, par rapport aux TRV en vigueur, la CRE indiquait dans son rapport d'audit de mai 2016 qu'« une évolution des tarifs réglementés au 1^{er} juillet 2016 d'environ -3 %, dont -2,2 % au titre de la révision des modalités d'affectation des coûts commerciaux entre les clients aux TRV et les clients en offre de marché dans le cadre de la comptabilité dissociée, apparaît par conséquent nécessaire afin de traduire l'évolution prévisionnelle des coûts commerciaux d'Engie ».

Une baisse de 3,4% des tarifs réglementés d'ENGIE sur l'année 2016

Les TRV d'Engie varient tous les mois pour répercuter les évolutions des coûts d'approvisionnement d'Engie estimées par la formule tarifaire inscrite dans l'arrêté en vigueur. Le gouvernement publie chaque année, fin juin, un nouvel arrêté, après avis de la CRE, sur la base du rapport d'audit qu'elle remet en mai.

Les évolutions du barème des TRV de gaz naturel hors taxes et CTA d'Engie représentent une baisse cumulée du tarif moyen de -3,4 % sur l'année 2016. La hausse des TRV au 4^e trimestre 2016, liée à une hausse du prix du gaz sur le marché de gros des Pays-Bas et sur le marché du Nord de la France (PEG Nord), a quasiment compensé la baisse observée sur les quatre premiers mois de l'année. La part d'indexation sur le marché de gros du gaz de la formule de calcul des coûts d'approvisionnement d'Engie est prépondérante depuis quelques années (elle s'élève à 77,6 % depuis le 1^{er} juillet 2016). Les TRV de gaz hors taxe ont néanmoins baissé de 16,4 % en moyenne, depuis le 1^{er} janvier 2014.

— Évolution du tarif réglementé de vente de gaz moyen d'Engie, hors taxes et CTA, depuis le 1^{er} janvier 2014 (en €/MWh, base 100 en janvier 2014)



La facture annuelle TTC d'un client résidentiel au TRV se chauffant au gaz et consommant 17 MWh par an a, quant à elle, baissé de -2,4 % entre décembre 2015 et décembre 2016. Les taxes ont augmenté au 1^{er} janvier 2016, notamment la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) passée de 2,64 €/MWh en 2015 à 4,34 €/MWh en 2016. Au 1^{er} janvier 2016, la contribution biométhane et la contribution au tarif spécial de solidarité gaz (CTSSG), qui s'élevaient respectivement à 0,2 €/MW et 0,0153 €/MWh en 2015, ont fusionné avec la TICGN.

Le contentieux relatif à l'existence des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

L'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a déposé une requête au Conseil d'État le 17 juillet 2013 demandant l'annulation pour excès de pouvoir du décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux TRV de gaz naturel. L'ANODE soutient que les articles L. 445-1 à L. 445-4 du code de l'énergie, en application desquels le décret attaqué a été pris, méconnaissent notamment les objectifs de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Dans sa décision n° 370321 du 15 décembre 2014, le Conseil d'État a sursis à statuer sur la requête de l'ANODE et adressé à la Cour de Justice de l'Union Européenne (CJUE) une question préjudicielle relative à la compatibilité des TRV de gaz avec le droit de l'Union européenne. Le régime français des TRV, imposé aux seuls fournisseurs historiques et qui garantit des tarifs contestables par les fournisseurs alternatifs, constitue-t-il une entrave à la réalisation du marché du gaz naturel concurrentiel ? Quels critères permettent de justifier une telle intervention étatique ?

S'inscrivant dans le prolongement de sa précédente décision du 20 avril 2010, Federutility, la CJUE retient, dans son arrêt du 7 septembre 2016 (C-121/15, ANODE), que les TRV constituent en soi une entrave à la réalisation d'un marché du gaz concurrentiel. S'agissant de la justification d'une telle intervention, la CJUE rappelle que celle-ci doit poursuivre un objectif d'intérêt général, respecter le principe de proportionnalité, prévoir des obligations de service public clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables, enfin garantir un égal accès des entreprises de gaz de l'Union aux consommateurs. Elle observe notamment que la sécurité d'approvisionnement et la cohésion territoriale, objectifs invoqués par la France, sont, à supposer que les TRV y contribuent, des objectifs d'intérêt général pouvant justifier une intervention de l'État dans la fixation des prix du gaz. Elle émet néanmoins des doutes sur la proportionnalité et le caractère non-discriminatoire de la réglementation française.

Le principe de proportionnalité implique que le contenu et la forme de l'action (ici l'existence des TRV) n'excèdent pas ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs visés par la réglementation française (objectif d'intérêt général).

Dans sa décision, la CJUE rappelle que ce critère de proportionnalité implique que : la mesure soit susceptible de garantir la réalisation de l'objectif d'intérêt général, sa durée soit limitée à ce qui est strictement nécessaire, et la méthode mise en œuvre n'aille pas au-delà de ce qui est nécessaire à l'atteinte de cet objectif.

Il appartiendra, dans les prochains mois, au Conseil d'État de trancher le litige au fond en suivant la grille de lecture fixée par la CJUE.

2. L'ANNÉE 2016 : DES SIGNAUX FORTS INDIQUANT LE DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE SUR LES MARCHÉS ONT ÉTÉ OBSERVÉS

2.1. La CRE a analysé le marché des clients résidentiels

Les clients résidentiels majoritairement restés chez leur fournisseur historique, mais des offres sont susceptibles de dynamiser la concurrence

Bien que les consommateurs préfèrent encore les fournisseurs historiques, leurs concurrents gagnent peu à peu de nouveaux clients. D'après les résultats du Baromètre Energie-Info 2016 du Médiateur national de l'énergie, la connaissance de l'ouverture à la concurrence progresse dans la population mais une forte inertie persiste. Si les Français se sentent mieux informés sur l'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence (62 % en 2016 au lieu de 57 % en 2015) et en ont une opinion positive (68 %), ils sont 76 % à ne pas avoir l'intention de changer de fournisseur d'énergie.

Ainsi, en électricité, les tarifs réglementés dominent nettement le marché résidentiel et représentaient 86 % des sites au 31 décembre 2016. Engie et Direct Energie se partagent le marché libre, en nombre de sites et en consommation, à hauteur d'environ 2/3 pour Engie et 1/3 pour Direct Energie. Les autres fournisseurs actifs occupent une place marginale et ne représentaient que 7 % du volume total de consommation

en offre de marché, dont 5 % pour Lampiris (en hausse de 2 points sur le dernier trimestre 2016, en raison notamment de son offre lauréate de la campagne d'achat groupé organisé par UFC Que Choisir, voir page 71).

Contrairement à l'électricité, les offres de marché sont plus répandues en gaz. Elles représentaient 47 % des sites au 31 décembre 2016, réparties à parts quasiment égales entre fournisseurs historiques et fournisseurs alternatifs. Engie est

le premier fournisseur d'offres de marché chez les clients résidentiels, en électricité comme en gaz naturel.

Les fournisseurs alternatifs peuvent proposer aux consommateurs des offres beaucoup moins chères que les tarifs réglementés, en particulier grâce à des prix de marché relativement bas en 2016. Les consommateurs peuvent souscrire des offres de marché à prix indexé 7 % moins chères que les tarifs réglementés de vente TTC, en électricité comme en gaz naturel (pour un client type heures pleines/heures creuses 9 kVA consommant 8,5 MWh/an en électricité et un client type Chauffage consommant 17 MWh/an de gaz naturel, tous deux situés à Paris). Les fournisseurs proposent aussi des offres à prix fixe inférieures aux tarifs réglementés (-4 % en électricité et -13 % en gaz au 31 décembre 2016).

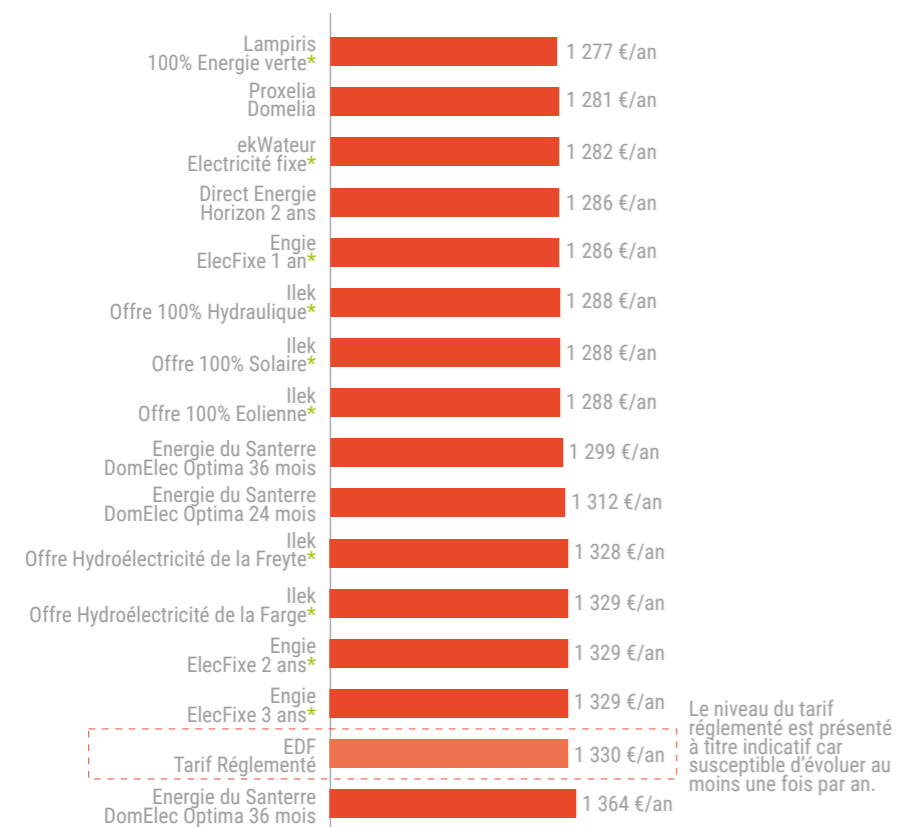


Les offres de marché en gaz représentaient 47 % des sites au 31 décembre 2016, réparties à parts quasiment égales entre fournisseurs historiques et fournisseurs alternatifs.

Aujourd'hui, les fournisseurs proposent aux clients résidentiels davantage d'offres à prix fixe que d'offres à prix variable. Jusqu'à mi-2012, seul Engie proposait des offres à prix fixe en électricité. En 2013, elles se sont généralisées auprès d'un plus grand nombre de fournisseurs. Ces offres à prix fixe remportent un grand succès auprès des consommateurs car elles assurent une stabilité des prix ainsi qu'une prévisibilité sur le niveau de la facture, deux arguments importants à leurs yeux. Elles portent aussi sur des durées de plus en plus longues, jusqu'à quatre ans en gaz naturel depuis 2015.

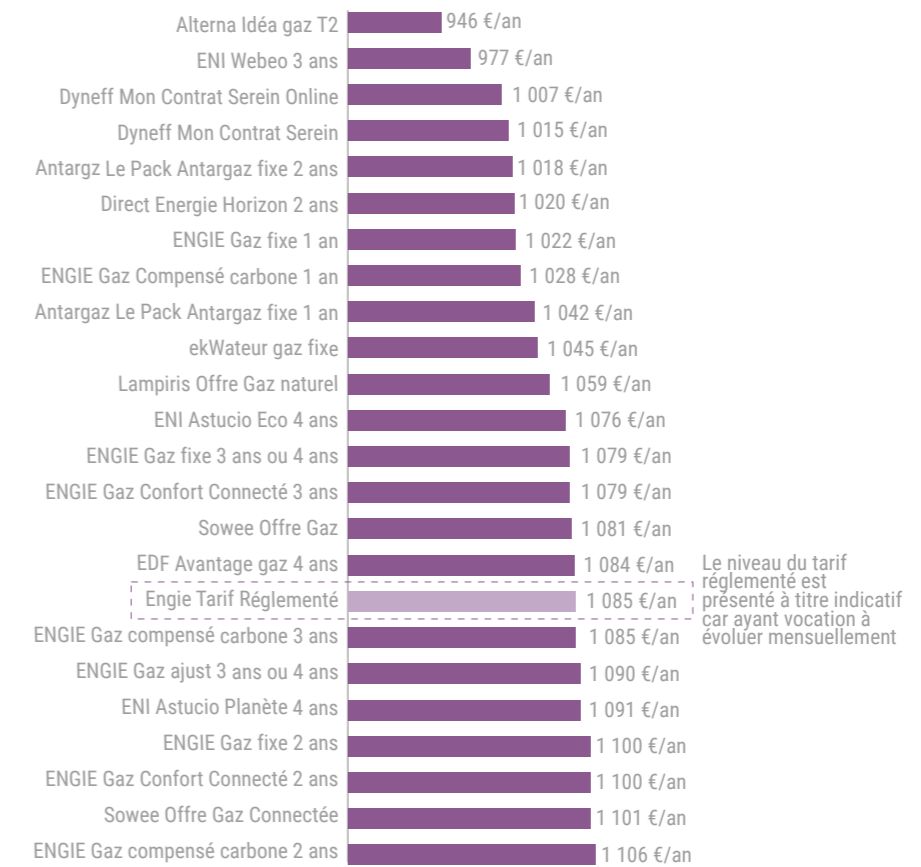
Toutefois, l'intérêt financier de souscrire une telle offre dépend des évolutions des prix de marché de gros et des tarifs réglementés sur la période considérée.

— Comparaison des offres en électricité à prix fixe pour un client type HP/HC au 31 décembre 2016



Source : Comparateur d'offres énergie-info
Les offres vertes sont signalées par un astérisque vert.

— Comparaison des offres de gaz naturel à prix fixe pour un client type « Chauffage » au 31 décembre 2016



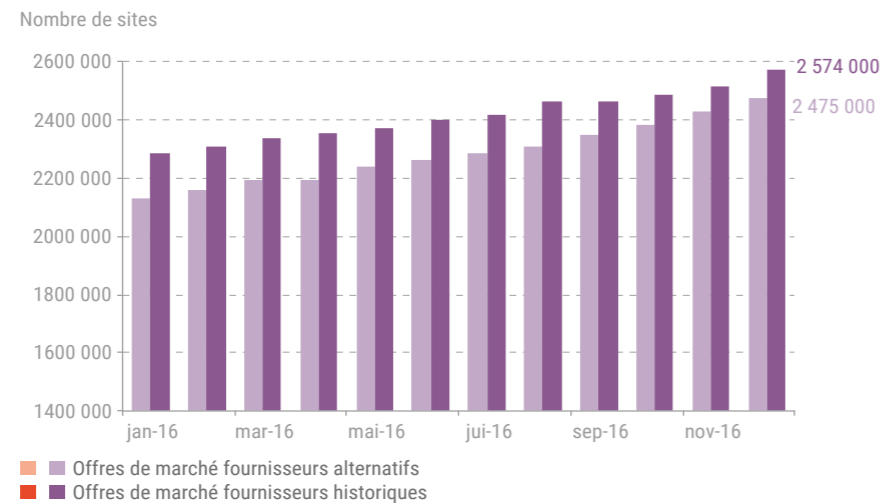
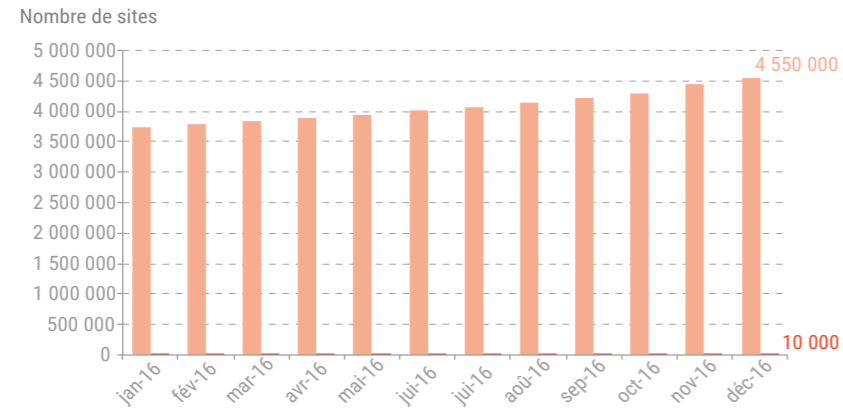
Source : Comparateur d'offres énergie-info

La participation à des achats groupés, comme ceux organisés par l'association UFC-Que Choisir ou par le comparateur d'offres Selectra, donne accès à des remises plus importantes encore. La croissance marquée du nombre de sites en offre de marché fin 2016, sur le marché de l'électricité et celui du gaz naturel, s'explique notamment par la nouvelle campagne « *Énergie moins chère ensemble* » de l'UFC-Que Choisir. Les offres lauréates proposées par le fournisseur Lampiris offrent respectivement -23 % (HT) et -17 % (HT) d'économies sur le prix du kWh du tarif réglementé de l'électricité et du gaz (du mois de septembre 2016). Selon l'association, 270 000 personnes se sont inscrites avant les enchères et plus de 100 000 ont exprimé leur souhait de souscrire l'offre de Lampiris, lauréat des enchères (chiffres UFC Que Choisir). Les clients ayant accepté la proposition commerciale de Lampiris, envoyée en octobre 2016, ont été transférés chez Lampiris en novembre et décembre.

En électricité, le nombre de sites en offre de marché a fortement progressé avec 336 000 clients supplémentaires (+7,9 %) à la fin du 4^e trimestre 2016 (au lieu de 4,5 % en moyenne par trimestre sur les trois premiers trimestres). Au total, 871 000 clients ont souscrit une offre de marché en 2016.

En gaz naturel, le marché résidentiel se développe à un rythme soutenu, notamment au 4^e trimestre avec 241 000 clients supplémentaires en offre de marché (+5,0 % au lieu de +3 % en moyenne par trimestre sur les trois premiers trimestres). Au total, 688 000 clients ont souscrit une offre de marché en 2016.

— Évolution du nombre de sites résidentiels en offre de marché au 31 décembre 2016



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Ces initiatives d'achat groupé, conjuguées à la communication autour de la fin des tarifs réglementés pour les professionnels, contribuent à sensibiliser les clients résidentiels sur l'ouverture des marchés et la possibilité de changer de fournisseur. Et l'arrivée récente de nouveaux fournisseurs comme Energie d'ici, Ileek et Plum Energie en électricité, Dyneff et SoWee en gaz naturel et EkWateur dans les deux énergies, ne peut que dynamiser le marché de détail.

En électricité, ces nouveaux fournisseurs proposent des offres d'énergie d'origine renouvelable innovantes, qui incitent à réduire sa consommation (Plum Energie) ou proposent une électricité verte locale (Energie d'ici et Ileek).

En gaz naturel, Sowee, qui se présente comme un fournisseur d'énergie engagé dans la maison connectée, apporte de l'innovation sur le marché résidentiel avec des services pour piloter à distance son chauffage et suivre ses consommations.

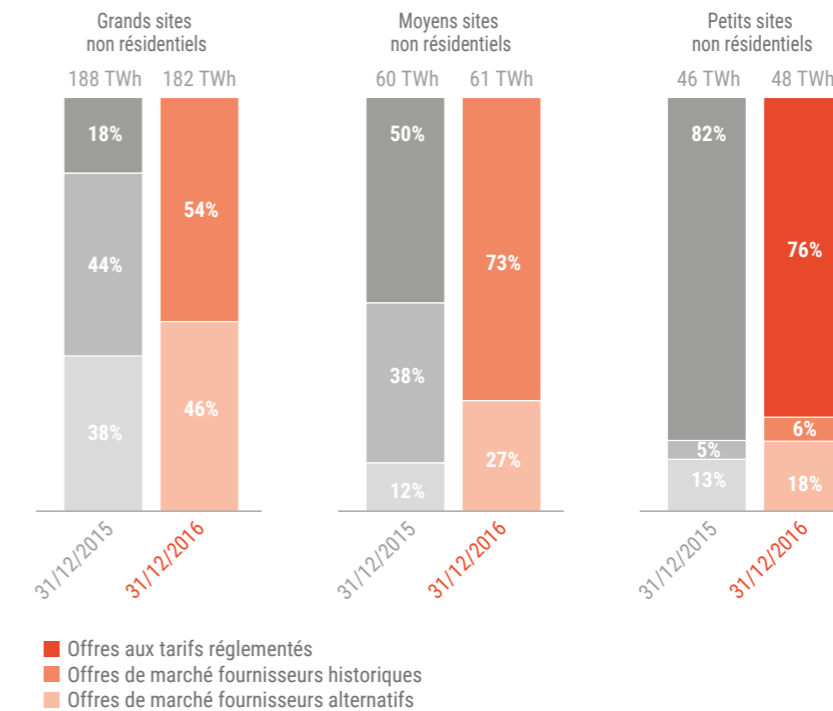
2.2. La CRE a analysé le marché des clients professionnels

La fin des TRV et le développement de la concurrence

Le 31 décembre 2015 a marqué la fin des TRV d'électricité et de gaz naturel pour les entreprises et les collectivités : l'opportunité pour les fournisseurs alternatifs de conquérir de nouveaux clients. Sur les segments concernés par la fin des TRV, après un fort développement des offres de marché et de la concurrence au 1^{er} trimestre 2016, en particulier en électricité, le rythme a ralenti au 2^e trimestre et s'est stabilisé aux 3^e et 4^e trimestres 2016.

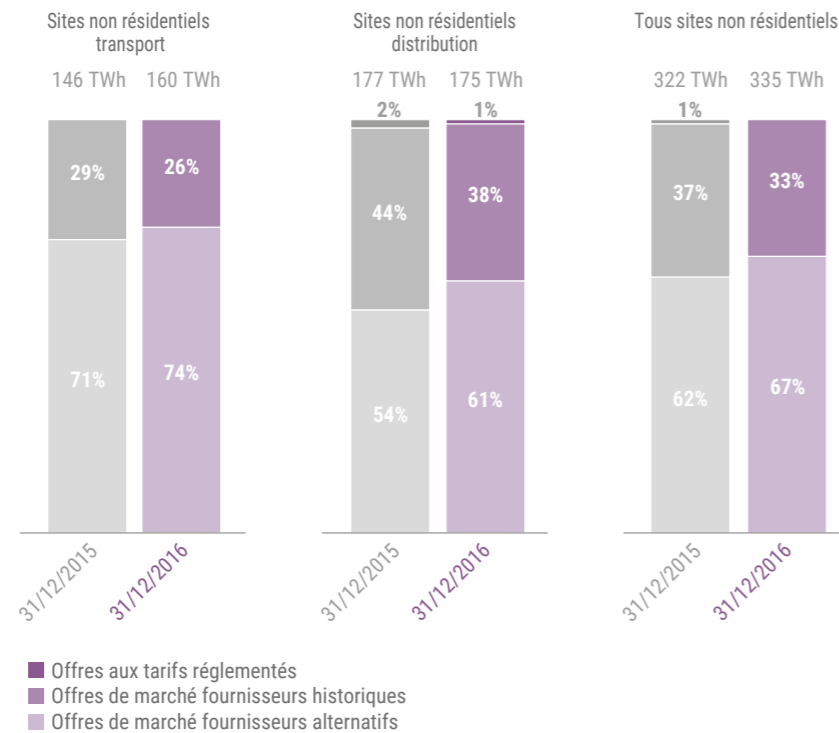
En électricité, le développement des concurrents des fournisseurs historiques a pu commencer sur le segment des sites moyens non résidentiels (PME). Leur part de marché a augmenté de 11,2 points en un an, pour s'établir à 12,5 % en volume au 31 décembre 2015, avant de doubler et d'atteindre 25 % des volumes au 30 juin 2016, puis 27 % des volumes au 31 décembre 2016. Sur le segment des grands sites non résidentiels (grands sites industriels et immeubles, hôpitaux, hypermarchés, etc.), la progression est plus forte : les fournisseurs alternatifs détenaient 30,6 % des volumes en décembre 2014, 46 % en décembre 2016.

— Répartition des offres d'électricité par segment de clientèle, en consommations annualisées



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Répartition des offres gaz par segment de clientèle, en consommations annualisées



Sources : GRT, GRD - Analyse : CRE

Sur le marché du gaz naturel, la concurrence était déjà bien installée. La progression des parts de marché des fournisseurs alternatifs n'en est pas moins notable. Sur le segment des sites non résidentiels raccordés au réseau de distribution (copropriétés et grands sites industriels), leur part de marché en volume est passée de 46 % en décembre 2014 à 54 % en décembre 2015, puis 61 % au 31 décembre 2016. Sur le segment des sites non résidentiels raccordés au réseau de transport, 74 % du gaz était fourni par les alternatifs au 31 décembre 2016.

L'impact de la fin des TRV sur la concurrence est toutefois relatif puisque les consommateurs non résidentiels ont majoritairement opté pour un contrat en offre de marché proposé par leur fournisseur historique. C'est le cas pour 79 % des sites de gaz en 2015 (dont 61 % chez Engie) et 70 % des sites en électricité qui ont bénéficié à EDF entre le 1^{er} janvier 2014 et le 1^{er} janvier 2016. En électricité, au 31 décembre 2016, sur les 491 000 sites non résidentiels n'ayant plus droit aux TRV, 75,5 % ont des contrats en offre de marché avec un fournisseur historique. Ce phénomène est encore plus marqué sur les territoires des entreprises locales de distribution (ELD). Un constat qui traduit sans équivoque la position forte dont bénéficient les fournisseurs historiques pour conserver leurs clients et en capter de nouveaux. Néanmoins, en gaz naturel, puisqu'au 31 décembre 2016, 67 % (60 % au 31 décembre 2014) des volumes en offre de marché sont livrés par les fournisseurs alternatifs.

Les appels d'offres de la CRE dans le cadre de la fin des TRV

Dans le cadre de la fin des TRV, l'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation prévoyait que les consommateurs qui n'avaient pas souscrit un contrat en offre de marché avant la date d'échéance acceptaient automatiquement une offre par défaut, dite « offre transitoire », proposée par leur fournisseur. Cette

“

Ce dispositif consiste à désigner un fournisseur pour chaque site sans contrat au terme de la période de l'offre transitoire, à l'issue d'un appel d'offres organisé par la CRE. Le choix du fournisseur est réalisé sur la base d'une proposition, pour chaque site concerné, d'un montant unitaire en euros par MWh qui sera reversé à l'Etat.

offre, mise en place pour éviter les coupures d'électricité et de gaz, était valable pendant six mois au plus. Au-delà de cette durée et si le consommateur n'avait toujours pas souscrit une offre de marché, la fourniture de gaz et d'électricité devait ne plus être assurée.

Afin de tenir compte du retour d'expérience de la première échéance de suppression des TRV de gaz naturel en 2015, un dispositif de continuité de fourniture succédant à la fin des offres de marché transitoires de gaz et d'électricité a été créé par ordonnance, pour éviter de devoir couper l'alimentation des sites n'ayant pas souscrit de contrat au 1^{er} juillet 2016. Ce dispositif consiste à désigner un fournisseur pour chaque site sans contrat au terme de la période de l'offre transitoire, à l'is-

ssue d'un appel d'offres organisé par la CRE. Le choix du fournisseur est réalisé sur la base d'une proposition, pour chaque site concerné, d'un montant unitaire en euros par MWh qui sera reversé à l'Etat.

Pour pouvoir désigner les fournisseurs dans des délais compatibles avec l'obligation d'information des clients au plus tard le 30 juin 2016, la CRE a publié le cahier des charges le 17 mars 2016. Les principes retenus dans le cahier des charges ont été présentés aux fournisseurs et une consultation a été menée pour recueillir leur avis.

Pour favoriser l'ouverture du marché, la CRE a procédé à des allotissements par zone géographique et type de sites de consommation. Elle a plafonné le nombre de lots pouvant être remporté par un fournisseur.

La CRE a communiqué l'attribution des lots le 10 mai 2016.



DÉSIGNATION DES FOURNISSEURS : LES CHIFFRES DE L'APPEL D'OFFRES DE LA CRE

20 fournisseurs ont déposé un dossier avant la date limite de dépôt des offres. Parmi ceux-ci, 9 fournisseurs issus d'ELD ont déposé des offres sur des lots d'ELD, 6 fournisseurs, dont 2 ELD, des offres sur des lots sur le réseau de GRDF et 8 fournisseurs des offres sur des lots sur le réseau d'Enedis.

En électricité

- 8 fournisseurs ont déposé des offres pour les lots sur le territoire desservi par Enedis mais aucun n'a déposé d'offres pour l'intégralité des lots ;
- 4 lots sur le territoire desservi par Enedis n'ont donné lieu à aucune proposition et sont donc déclarés infructueux
- Montant unitaire moyen retenu : 19,50 €/MWh
- 6 fournisseurs ont déposé des offres correspondant à 11 ELD
- Montant unitaire moyen retenu : 10,60 €/MWh.

En gaz naturel

- 6 fournisseurs ont déposé des offres pour les lots sur le territoire desservi par GRDF : 5 sur l'ensemble des lots et 1 sur les lots PEG Nord
- Montant unitaire moyen retenu est de 8,06€/MWh

Concernant les ELD

- 6 fournisseurs ont répondu
- Montant unitaire moyen retenu : 8,10 €/MWh

7 535 sites en électricité et 3 935 sites en gaz naturel sont passés au 1^{er} juillet 2016 chez un fournisseur désigné par la CRE

6 288 sites en électricité et 3 247 sites en gaz naturel sont passés au 31 décembre 2016 chez un fournisseur désigné par la CRE

En application du III de l'article 1 de l'ordonnance précitée, la CRE a lancé un second appel d'offres pour désigner un ou des fournisseurs assurant la continuité de fourniture des sites restants et pour lesquels l'offre transitoire s'appliquait.

La CRE a communiqué l'attribution des lots le 14 décembre 2016 : seul un fournisseur avait déposé une offre sur un lot de gaz naturel d'une entreprise locale de distribution.

La surveillance des pratiques commerciales

L'Autorité de la concurrence (ADLC) et la CRE travaillent de concert pour veiller à ce que les fournisseurs historiques ne proposent pas d'offres de marché anti-concurrentielles. Le prix des offres de marché doit obligatoirement refléter les coûts afférents pour éviter toute éviction des fournisseurs alternatifs.



L'Autorité de la concurrence (ADLC) et la CRE travaillent de concert pour veiller à ce que les fournisseurs historiques ne proposent pas d'offres de marché anti-concurrentielles.

Dans une décision du 2 mai 2016, l'ADLC, en réponse à une saisine de Direct Energie, a considéré qu'Engie avait fixé les prix de ses offres de marché individualisées pour les clients professionnels « sans tenir compte de ses coûts réels, au risque de mettre en place des prix prédateurs ou d'éviction ». L'ADLC a donc enjoint Engie de fixer les prix de ses offres de marché individualisées à un niveau permettant de couvrir les coûts évitables de ces offres. L'ADLC et la CRE sont chargées de vérifier la bonne application par Engie des mesures conservatoires qui lui sont imposées.

DATES CLÉS

1/06/2016 : ERDF DEVIENT ENEDIS.

17/11/2016 : DÉLIBÉRATIONS RELATIVES AUX TARIFS D'ACCÈS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ.

CHIFFRES CLÉS

72 TWH/AN D'ÉLECTRICITÉ EXPORTÉS ET 537 TWH/AN DE GAZ IMPORTÉS.

5 NOUVEAUX CODES DE RÉSEAU EN GAZ ET ÉLECTRICITÉ ADOPTÉS.

17 NOUVELLES RECOMMANDATIONS POUR LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX INTELLIGENTS.

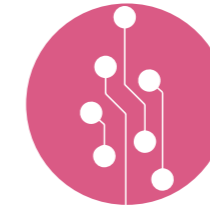
MOTS CLÉS

INTERCONNEXIONS
CODES DE RÉSEAU
MODÈLE D'ÉQUILIBRAGE

Élaborer les tarifs d'accès aux réseaux 80

Contribuer au bon fonctionnement des réseaux 95

Garantir l'indépendance des réseaux 113



LA CRE ET LES RÉSEAUX

La CRE qui a défini les tarifs d'acheminement du gaz et de l'électricité a donné aux gestionnaires de réseaux les moyens d'accompagner les efforts de transition énergétique. Pour la construction du marché européen de l'énergie, la CRE encourage l'élaboration de mécanismes efficaces comme le marché d'équilibrage pour le système électrique. Avec une production d'électricité nucléaire en France diminuée en fin d'année, les interconnexions entre les réseaux d'énergie ont démontré leur bon fonctionnement.

ÉLABORER LES TARIFS D'ACCÈS AUX RÉSEAUX

En 2015 et 2016, la CRE a élaboré une nouvelle série de tarifs d'accès aux réseaux, applicables aux années 2017 à 2021. Ces tarifs représentent un chiffre d'affaires d'environ 20 Md€ en 2017.

Historiquement centralisé, le modèle énergétique français fait face depuis quelques années à des évolutions des modes de production et de consommation. Les effets conjugués de la transition énergétique et de la transformation numérique (mise à disposition des données, développement des réseaux intelligents ou adaptation des réseaux au développement des installations de production décentralisée) conduisent ainsi à une évolution des métiers des gestionnaires de réseaux.

Les principaux enjeux de la CRE pour l'élaboration des tarifs de réseaux sont de préparer et d'accompagner la transition énergétique, notamment en permettant aux gestionnaires de réseaux de s'adapter à l'évolution de leurs métiers et en maîtrisant l'évolution de ces tarifs tout en couvrant les coûts de gestionnaires de réseaux efficaces.

1. POUR LES DIFFÉRENTS TARIFS DE RÉSEAUX, LA CRE MET EN ŒUVRE UN CADRE DE RÉGULATION FONDÉ SUR DES PRINCIPES COMMUNS

1.1. Les principes généraux ont été maintenus lors de l'élaboration des tarifs en 2016

Conformément aux dispositions du code de l'énergie (articles L.341-3 et L.452-3), les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel (ATRT6 et ATRD5), d'électricité (TURPE 5) et des terminaux méthaniers (ATTM5) définissent un cadre de régulation qui incite les opérateurs d'infrastructures à améliorer leur efficacité, la maîtrise de leurs coûts, et la qualité du service rendu aux utilisateurs de leurs ouvrages.

Ce cadre de régulation s'inscrit dans la continuité de celui mis en œuvre pour les tarifs précédents. Il repose sur des principes communs à l'ensemble des tarifs de réseaux :

- un tarif pluriannuel pour une durée d'environ quatre ans, avec une évolution chaque année⁽¹⁾ de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation de l'opérateur : celui-ci conserve la totalité des gains et pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport à une trajectoire prédéfinie par la CRE ;
- des incitations à maintenir, ou améliorer, la qualité de service rendu ou la qualité d'alimentation : des bonus ou pénalités sont versés aux opérateurs en fonction de l'atteinte d'objectifs prédéfinis.

(1) Evolution à mi-tarif seulement pour le tarif ATTM5

Ces éléments donnent à tous les acteurs une bonne visibilité sur les évolutions tarifaires durant les quatre prochaines années. Ils incitent les opérateurs à améliorer leur efficacité tout en les protégeant des risques liés, notamment, à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les recettes tarifaires.



La CRE attache une importance particulière au déploiement des réseaux électriques intelligents ainsi qu'au développement des activités de recherche et développement (R&D) des gestionnaires de réseaux.

De plus, pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel ainsi que pour le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers, la CRE a généralisé le principe d'une clause de rendez-vous sur le niveau des charges nettes d'exploitation. Ce dispositif vise à permettre la prise en compte, à mi-parcours, des éventuelles évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation des opérateurs pour les deux der-

nières années des tarifs. Cette clause permet donc d'adapter, si nécessaire, les tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre, soit en 2018 pour le tarif ATRD5 et en 2019 pour les tarifs TURPE 5, ATRT6 et ATTM5. La CRE veillera, dans l'application éventuelle de cette clause de rendez-vous, à maintenir la continuité et la prévisibilité des tarifs nécessaires au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz.

La CRE attache une importance particulière au déploiement des réseaux électriques intelligents ainsi qu'au développement des activités de recherche et développement (R&D) des gestionnaires de réseaux. Pour préparer l'avenir des réseaux, le cadre de régulation prévoit plusieurs dispositifs décrits ci-après.

Un cadre favorable au déploiement des réseaux intelligents

Afin de définir un cadre favorisant le déploiement des réseaux intelligents (*Smart grids*), la CRE a pris une première délibération, le 12 juin 2014, portant recommandations sur les évolutions des cadres juridique, technique et économique et leur développement.



L'objectif est de faire passer les Smart grids du stade d'expérimentation à celui du déploiement industriel, en métropole comme dans les territoires non interconnectés au réseau métropolitain continental.

Dans une seconde délibération, le 8 décembre 2016, elle a examiné l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux en la matière et proposé de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel pour :

- encadrer et encourager le développement des nouvelles technologies et des nouveaux services ;
- améliorer l'exploitation des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel ;
- augmenter la performance globale du système électrique.

L'objectif est de faire passer les *Smart grids* du stade d'expérimentation à celui du déploiement industriel, en métropole comme dans les territoires non interconnectés au réseau métropolitain continental.

Le déploiement des réseaux électriques intelligents est aussi favorisé par un dispositif du TURPE 5 permettant à RTE et Enedis de demander, une fois par an, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet, ou à un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable.

Les projets retenus par la CRE doivent permettre une baisse des investissements dans les réseaux, par exemple au travers de projets de recours à des flexibilités prévus par les dispositions de l'article 199 de la LTEVC qui autorisent les collectivités territoriales à regrouper les acteurs d'un même territoire pour offrir des services de flexibilité aux gestionnaires de réseaux de distribution.

En gaz, les dépenses relatives aux projets de réseaux intelligents relèvent majoritairement de dépenses de R&D. Elles sont donc intégrées au dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D décrit ci-dessous.

La prise en compte des activités de R&D des gestionnaires de réseaux dans les tarifs de réseaux

La CRE a pris en compte, dans les tarifs, la nécessité, pour les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz, de développer les activités de R&D liées à la construction des réseaux de demain et instauré un mécanisme qui leur donne les ressources permettant de réaliser ces projets de R&D et d'innovation, tout en incitant à la réalisation effective de ces dépenses. Ainsi, pour chaque gestionnaire de réseaux, les charges d'exploitation de R&D prévues par le tarif, mais non engagées en fin de période tarifaire, sont restituées aux utilisateurs. La CRE a retenu dans les nouveaux tarifs toutes les charges relatives aux projets de R&D présentées par les opérateurs.

De plus, les activités de R&D des gestionnaires de réseaux font l'objet d'un suivi. Chaque année, RTE, Enedis, GRTgaz, TIGF et GRDF communiquent à la CRE le bilan de leurs activités de R&D. La CRE s'assure de l'engagement effectif des dépenses de R&D par les gestionnaires de réseaux en analysant l'écart entre les trajectoires prévisionnelles et réalisées fournies dans ce bilan.

En complément de ce suivi annuel, la CRE publie tous les deux ans un rapport sur les activités de R&D et d'innovation menées par les opérateurs de réseaux. Ce rapport complète les outils de communication mis en place par la CRE, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents. Il vise à donner aux acteurs la visibilité sur la politique de R&D et d'innovation menée par les gestionnaires de réseaux et financée par les tarifs.

1.2. Les gestionnaires de réseaux sont incités à améliorer leurs performances

La maîtrise des charges d'achat d'énergie

Les charges d'achat d'énergie peuvent varier significativement en fonction de facteurs extérieurs aux gestionnaires de réseaux, notamment conditions climatiques, croissance de la consommation ou prix sur les marchés de gros. Par conséquent, le tarif protège les gestionnaires de réseaux des risques liés à l'évolution de leurs charges d'énergie. Les gestionnaires de réseaux disposent toutefois de leviers pour limiter le coût global des pertes et des besoins de compression, à travers notamment la maîtrise du volume de pertes et l'optimisation du coût des achats d'énergie.

Compte tenu de l'importance de ce poste de coût, la CRE considère nécessaire de s'assurer que les gestionnaires de réseaux mettent en œuvre leurs meilleurs efforts pour le minimiser. C'est pourquoi elle a instauré un mécanisme incitant les gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz à maîtriser les charges et volumes liés à l'approvisionnement en énergie nécessaire pour compenser les pertes sur les réseaux d'électricité et de gaz naturel et faire fonctionner les compresseurs sur les réseaux de gaz.

La maîtrise des dépenses d'investissements

Les cadres de régulation en vigueur dans les précédents tarifs d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel présentaient une dissymétrie importante entre les mécanismes relatifs d'une part aux charges d'exploitation, d'autre part aux dépenses d'investissements.

Les gains de productivité supplémentaires réalisés par les gestionnaires de réseaux au-delà des trajectoires de charges nettes d'exploitation fixées par les différents tarifs étaient conservés intégralement par ces gestionnaires de réseaux. De façon symétrique, les surcoûts éventuels en termes de charges nettes d'exploitation étaient intégralement supportés par les opérateurs. Les charges nettes d'exploitation ont ainsi toujours fait l'objet d'une forte incitation.

À l'inverse, les écarts entre les dépenses d'investissement réelles et prévisionnelles étaient entièrement couverts par les tarifs. L'incitation à améliorer l'efficacité des dépenses d'investissements était donc limitée.

Cette dissymétrie des cadres de régulation pouvait introduire une distorsion dans les choix des gestionnaires de réseaux entre des solutions impliquant des investissements et celles impliquant des charges d'exploitation lorsqu'elles sont substituables.

Pour pallier ce déséquilibre, la CRE a introduit dans les nouveaux tarifs de réseaux une régulation incitative des dépenses d'investissements. Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel (tarifs ATRT6 et ATRD5) et de transport et de distribution d'électricité (TURPE 5) définissent ainsi de nouveaux mécanismes qui portent sur les investissements réseaux⁽²⁾ et hors réseaux.

Pour les investissements dans les réseaux de transport pour le TURPE 5 HTB en électricité et pour l'ensemble des investissements dans l'ATR6 en gaz, les nouveaux tarifs ont instauré une régulation incitative sur les coûts des grands projets d'investissements, par exemple ceux dont le budget excède 30 M€ pour l'électricité et 20 M€ pour le gaz. En outre, dans le contexte actuel de baisse de la demande et de surcapacité sur le marché européen du gaz naturel, le tarif ATR6 prévoit un nouveau mécanisme de régulation incitative instituant une prime dont l'attribution et le montant dépendront du respect d'un budget cible défini par la CRE. Ce nouveau mécanisme remplace la prime forfaitaire de 3 % pendant dix ans attribuée aux projets qui augmentaient les capacités d'interconnexion ou réduisaient le nombre de zones d'équilibrage au cours de la période du précédent tarif (ATR5). En ce qui concerne les projets d'interconnexion, une prime ou une pénalité est déterminée ex post en fonction du taux d'utilisation réel de l'interconnexion en comparaison du taux théorique d'utilisation pris en compte dans l'étude coûts/bénéfices.

Le mécanisme relatif aux investissements dans les réseaux de distribution repose, quant à lui, sur la définition de coûts unitaires d'investissement. Les tarifs TURPE 5 HTA-BT en électricité et ATRD5 en gaz ont ainsi instauré un mécanisme s'appuyant sur un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par les gestionnaires de réseaux de distribution, qui intègre leurs caractéristiques techniques et l'évolution tendancielle des coûts dans le temps.

(2) Investissements dans les réseaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseaux

Pour les investissements hors réseaux, les mécanismes pour le transport et la distribution sont similaires. Les tarifs TURPE 5, ATRT6 et ATRD5 introduisent un mécanisme incitant les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements hors réseaux intégrant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information. Ces postes de charges étant, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, le mécanisme retenu incite les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble de leurs charges dans l'intérêt des utilisateurs des réseaux.

La qualité de l'alimentation

Le suivi de la qualité de l'alimentation ne s'applique qu'au domaine de l'électricité dans la mesure où l'enjeu relatif au suivi des coupures est bien moindre en gaz.

La CRE a souhaité adapter le cadre de régulation prévu par le TURPE pour renforcer la qualité rendue aux utilisateurs. En 2016, elle a lancé une étude externe pour comparer les cadres de régulation incitative relatifs à la continuité d'alimentation des opérateurs européens de réseaux électriques et évaluer les marges d'amélioration des dispositifs incitatifs en vigueur.



La CRE a souhaité adapter le cadre de régulation prévu par le TURPE pour renforcer la qualité rendue aux utilisateurs.

Une partie des recommandations issues de cette étude, publiée sur le site de la CRE, a été mise en œuvre dans le TURPE 5. Les principales évolutions portent sur le renforcement des incitations et la création de nouveaux indicateurs :

- pour RTE, le TURPE 5 recentre le dispositif incitatif avec une augmentation de la cible de durée de coupure et une baisse de la cible de fréquence de coupure, un renforcement de l'incitation, un relèvement du plafond du dispositif incitatif et l'obligation d'indemniser les gestionnaires de réseaux de distribution pour les coupures de plus de cinq heures affectant les utilisateurs ;
- pour Enedis, la CRE a instauré des incitations financières sur la durée moyenne de coupure au niveau de tension HTA, en complément de celle qui existait déjà sur le niveau de tension BT, ainsi que sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et en BT⁽³⁾. De plus, afin de limiter le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées, un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur a été fixé pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1 % du temps. Enfin, pour les coupures longues, Enedis doit désormais verser aux utilisateurs une pénalité pour les coupures supérieures à 5 heures au lieu de 6 heures précédemment.

La CRE incite aussi les entreprises locales de distribution (ELD) desservant plus de 100 000 utilisateurs et EDF SEI à mettre en place les indicateurs suivis par Enedis.

La qualité de service

Pour la qualité de service, les évolutions retenues dans les nouveaux tarifs ATRD5, ATRT6 et TURPE 5 visent à renforcer, en le simplifiant, le mécanisme d'attribution des incitations financières. Ces évolutions permettent également d'assurer une stabilité du système incitatif en offrant une meilleure visibilité aux opérateurs et aux autres parties prenantes.

(3) HTA : Haute Tension - BT : Basse Tension

La CRE a fait évoluer la liste des indicateurs de qualité de service en cohérence à la fois avec les pratiques opérationnelles des gestionnaires de réseaux, et avec les recommandations de la CRE issues de ses rapports de 2014 et 2015 relatifs à la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers. Par exemple, les évolutions prises en compte dans le TURPE 5 HTA-BT visent à améliorer les relations entre Enedis et les fournisseurs qui conditionnent la qualité de service pour les consommateurs finals.

La CRE note, en outre, les fortes attentes des fournisseurs de disposer de services numériques modernes, réactifs, disponibles 24h/24 7j/7, et dotés de plus de fonctionnalités. À cet effet, elle a invité l'ensemble des fournisseurs à lui communiquer, en 2017, leurs attentes précises d'amélioration de la qualité de service concernant notamment le fonctionnement du portail fournisseur d'Enedis (SGE), les flux et les webservices.

S'agissant de RTE, la CRE n'a pas identifié à ce stade de domaine où il serait nécessaire d'inciter financièrement cet opérateur. Pour autant, elle souhaite interroger les acteurs sur leurs attentes en termes de qualité de service de RTE. Si les attentes des acteurs font apparaître des domaines où la performance de RTE pourrait être améliorée, la CRE pourrait décider de mettre en place des indicateurs financiers. Pour renforcer la transparence de RTE vis-à-vis des acteurs, la CRE lui a demandé de publier au moins une fois par an les résultats des indicateurs et des enquêtes de satisfactions relatifs à la qualité de service.

2. À TRAVERS LES TARIFS DE RÉSEAUX, LA CRE ACCOMPAGNE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

2.1. Le tarif TURPE 5 HTB d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité TURPE HTB s'applique aux utilisateurs raccordés aux réseaux de haute et très haute tension. Le nouveau TURPE 5 HTB⁽⁴⁾ s'appliquera à partir du 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTA-BT (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en moyenne et basse tension), pour une durée d'environ quatre ans. Il a été adopté après une large consultation des parties prenantes concernées et à la suite d'études publiées sur le site internet de la CRE.

Le TURPE 5 HTB prépare l'avenir des réseaux en donnant au gestionnaire du réseau public de transport tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique.

Le niveau des charges couvertes par le TURPE 5 HTB

Le TURPE 5 HTB intègre, dans leur totalité, les programmes d'investissement et de recherche et développement présentés par RTE. Il instaure la possibilité pour RTE d'obtenir, sous certaines conditions, des budgets supplémentaires en cours de période tarifaire pour financer des projets relevant du déploiement des *Smart grids*.

(4) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

Le TURPE 5 HTB prévoit une hausse significative des charges nettes d'exploitation et des charges de capital par rapport au niveau réalisé en 2015 et donne ainsi à RTE les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et de la transformation numérique (mise à disposition des données, développement des réseaux intelligents, adaptation des réseaux au développement des installations de production décentralisée).

Les charges nettes d'exploitation couvertes par le TURPE 5 HTB s'élèvent pour RTE à 2,8 Md€/an en moyenne sur la période tarifaire (hors recettes d'interconnexion et coûts de contractualisation des réserves rapides et complémentaires), en hausse de +5,7 % entre 2015 et 2017. Cette augmentation résulte de plusieurs facteurs, pour certains exogènes à RTE comme la hausse significative des charges liées à la mise en œuvre du dispositif d'interruptibilité.

Les charges de capital de RTE couvertes par le TURPE 5 HTB s'élèvent à 1,8 Md€/an en moyenne sur la période tarifaire. Dans ce cadre, les investissements financés par RTE sont rémunérés à un taux de 6,125 %. Dans le contexte financier actuel, marqué par des taux d'intérêts bas et une inflation faible, cette rémunération incite au financement des investissements nécessaires à la gestion et au développement du réseau de transport.



Le TURPE 5 HTB augmentera en moyenne de +6,76 % au 1^{er} août 2017 et évoluera ensuite selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année.

Le TURPE 5 HTB augmentera en moyenne de +6,76 % au 1^{er} août 2017 et évoluera ensuite selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits). Cette évolution résulte notamment de facteurs exogènes à la couverture des charges

de RTE : fin de la compensation des trop-perçus de la période du TURPE 2 et 3, couverture de l'abattement de facture pour les électro-intensifs, transfert des charges d'équilibrage (soit +1,2 %) qui n'étaient jusqu'alors pas couvertes par le TURPE.

Les évolutions de la structure du tarif

Pour la structure⁽⁵⁾ du tarif et les signaux tarifaires adressés aux utilisateurs de réseaux, la CRE a pris en compte les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmises par RTE pour la période 2017-2020. Ainsi, les anticipations des gestionnaires de réseaux concernant l'utilisation des réseaux et les évolutions liées à la transition énergétique (tel le développement de la production renouvelable décentralisée et des mesures d'efficacité énergétique) ont été prises en compte.

En outre, le signal horo-saisonnier, qui correspond à la différence de tarif entre les heures de pointe et celles moins chargées sur les réseaux, est renforcé pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2. Ce renforcement sera favorable aux actions de maîtrise de la pointe de consommation et au développement de la production renouvelable décentralisée. Ces évolutions induiront des baisses de facture significatives pour les utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB 1 et HTB 2 peu présents pendant les 300 heures les plus chargées de l'année.

(5) Pour RTE et pour Enedis, le revenu autorisé prévisionnel est ventilé entre les utilisateurs des réseaux en fonction de leur niveau de tension de raccordement, de leur puissance souscrite, de leur consommation et de leur choix d'options tarifaires, sous la forme de composantes tarifaires, qui constituent la « structure tarifaire »

L'évolution des usages des réseaux envisagée par les gestionnaires de réseaux pourrait conduire à une plus forte concentration de la consommation des utilisateurs concernés sur les heures les plus chargées de la plage temporelle de pointe. Dans ce cas, l'utilisation de la méthode d'élaboration de la structure retenue pour le TURPE 5, appliquée à des courbes de charge reflétant un tel phénomène, conduirait à obtenir une part puissance beaucoup plus importante qu'aujourd'hui pour la plage temporelle concernée.

Toutefois, la CRE a choisi de ne pas augmenter de façon artificielle la part puissance des recettes tarifaires, qui constitue une donnée de sortie du modèle tarifaire. Une évolution artificielle de cette composante entraînerait en effet des hausses de facture significatives pour certains utilisateurs et réduirait l'incitation à la maîtrise de la consommation. La CRE considère qu'une évolution significative de la part puissance doit reposer sur l'observation ou l'anticipation d'évolutions majeures dans les modes d'utilisation des réseaux, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui au vu des données transmises par RTE pour la période 2017-2020.

Dans un contexte d'évolutions du paysage énergétique, la CRE a institué une clause de rendez-vous permettant, le cas échéant, d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre du TURPE 5 HTB, soit à l'été 2019.

— Chiffres clés du TURPE 5 HTB (pour RTE)

- **8 500** salariés
- Plus de **100 000 km** de lignes électriques
- Environ **500** utilisateurs producteurs, consommateurs, négociants et distributeurs directement raccordés
- **4,3 Md€/an** de revenu autorisé (moyenne 2017-2020)
- **1,5 Md€/an** d'investissements (moyenne 2017-2020)
- **+ 6,76 %** de hausse moyenne au 1^{er} août 2017, puis indexation sur l'inflation.

2.2. Le tarif TURPE 5 HTA-BT d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité TURPE HTA-BT s'applique aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 5 HTA-BT⁽⁶⁾ s'appliquera à partir du 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ quatre ans. Il a été adopté après une large consultation des acteurs concernés et à la suite d'études rendues publiques.

Le TURPE 5 HTA-BT prépare l'avenir en donnant aux gestionnaires de réseaux de distribution tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique.

(6) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Le niveau des charges couvertes par le TURPE 5 HTA-BT

Le TURPE 5 HTA-BT intègre, dans leur totalité, les programmes d'investissements et de recherche et développement présentés par Enedis. Il prend en compte les effets du déploiement des compteurs évolués Linky, notamment la réduction des pertes sur les réseaux et ouvre à Enedis la possibilité de présenter des projets de smart grids en cours de période tarifaire.

Le TURPE 5 HTA-BT présente une hausse significative des charges d'exploitation et des charges de capital par rapport au niveau réalisé en 2015, permettant à Enedis de faire face à l'évolution de ses métiers dans le contexte de la transition énergétique, de la transformation numérique et de l'architecture des marchés de l'électricité (mise à disposition des données, développement des réseaux intelligents, adaptation des réseaux au développement des installations de production décentralisée).

Les charges d'exploitation couvertes par le TURPE 5 HTA-BT s'élèvent pour Enedis à 4,5 Md€/an en moyenne sur la période tarifaire (hors couverture des pertes électriques et des coûts d'accès au réseau de transport), en hausse de + 5,6 % entre 2015 et 2017.

Les charges de capital d'Enedis couvertes par le TURPE 5 HTA-BT s'élèvent à 4,4 Md€/an en moyenne sur la période tarifaire. Dans ce cadre, les investissements financés par des capitaux propres d'Enedis sont rémunérés à un taux de 6,7 % aussi bien pour les investissements réalisés au cours de la période tarifaire TURPE 5 que pour ceux réalisés au cours des périodes tarifaires passées, dès lors que le financement est assuré par des capitaux propres d'Enedis. Dans le contexte financier actuel, marqué par des taux d'intérêts bas et une inflation faible, cette rémunération incite au financement des investissements nécessaires à la gestion et au développement des réseaux de distribution.

Le TURPE 5 HTA-BT augmentera en moyenne de +2,71 % au 1^{er} août 2017 et évoluera ensuite, en moyenne, selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits).

Les évolutions de la structure du tarif

Le déploiement des compteurs Linky constitue une opportunité pour faire évoluer la structure du TURPE dans le sens d'un meilleur reflet des coûts de réseau associés aux périodes de pointe. Ce renforcement de la différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur les réseaux sera favorable aux actions pour maîtriser la pointe de consommation ainsi qu'au développement de la production renouvelable décentralisée et de l'autoconsommation associées au stockage d'électricité. C'est pourquoi, la CRE a intégré dans le TURPE 5 une option tarifaire à pointe mobile dans le domaine de tension HTA et une option tarifaire à quatre plages temporelles pour les utilisateurs en BT équipés d'un compteur Linky.



Le TURPE 5 HTA-BT augmentera en moyenne de +2,71 % au 1^{er} août 2017 et évoluera ensuite, en moyenne, selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année.

Avec le déploiement progressif des compteurs Linky durant la période tarifaire TURPE 5, les utilisateurs pourront choisir l'option tarifaire la plus adaptée à leurs besoins ainsi que leur puissance souscrite par pas de 1 kVA.

Chiffres clés du TURPE HTA-BT (pour Enedis)

- **39 033** salariés
- **1,3 million de km** de réseau électrique gérés
- Environ **35 millions** d'utilisateurs raccordés
- **13,5 Md€/an** de revenu autorisé (moyenne 2017-2020)
- **4,2 Md€/an** d'investissements (moyenne 2017-2020)
- **+2,71 %** de hausse moyenne au 1^{er} août 2017, puis indexation sur l'inflation

2.3. Le tarif ATRT6 d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF

Le tarif ATRT6⁽⁷⁾ d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF s'appliquera à partir du 1^{er} avril 2017 pour une durée d'environ quatre ans. Il a été adopté après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le niveau des charges couvertes par le tarif ATRT6

Le tarif ATRT6 donne à GRTgaz et TIGF tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et prendre en compte les mutations du marché du gaz dans les prochaines années. Son niveau est fixé de manière à intégrer notamment les projets « GRTgaz 2020 » et « Recherche et innovation » de TIGF, à travers lesquels les GRT participent à la transition énergétique.

Les évolutions liées au tarif ATRT6 s'inscrivent dans un cadre de maîtrise du niveau tarifaire du transport de gaz lié au contexte d'érosion de la demande. Ainsi, le tarif ATRT6 de GRTgaz et de TIGF baissera au 1^{er} avril 2017, en raison principalement de la baisse du coût du capital de 6,5 % à 5,25 % due au contexte financier actuel de taux d'intérêts bas et d'inflation faible, avant d'augmenter modérément les années suivantes, principalement du fait des coûts d'investissements associés à la création de la place de marché unique en novembre 2018.

Les évolutions de la structure du tarif

Le tarif ATRT6 apporte des évolutions importantes à la structure du tarif, principalement pour préparer la création d'une place de marché unique en France en 2018. Ces évolutions prévoient une baisse au 1^{er} avril 2017 de la tarification du réseau principal d'environ 10 % pour les points d'entrée en France (canalisations et terminaux méthaniers) et pour les sorties du réseau principal vers le réseau régional.

La méthode de détermination du Niveau de Tarif Régional (NTR) en vigueur dans le tarif ATRT5 conduit à des écarts de tarif de transport très importants entre les points de livraison en France par comparaison aux autres pays européens. Dans le contexte de sortie des tarifs réglementés de vente, qui opéraient historiquement une péréquation ayant pour effet



Le tarif ATRT6 apporte des évolutions importantes à la structure du tarif, principalement pour préparer la création d'une place de marché unique en France en 2018.

(7) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF

de mitiger les conséquences de ces écarts de NTR, des déracordements préjudiciables à l'ensemble des utilisateurs du réseau pourraient intervenir. Le tarif ATRT6 prévoit par conséquent un plafonnement du NTR à 10 à compter du 1^{er} avril 2017.

— Chiffres clés du tarif ATRT6

GRTgaz

- **2 916** salariés
- **32 456 km** de canalisations gérées
- **764** utilisateurs industriels actifs
- Environ **600 TWh** de gaz acheminés par an
- **1,8 Md€/an** de revenu autorisé (moyenne 2017-2020)
- **544 M€/an** d'investissements (moyenne 2017-2020)
- **- 3,1 %** de baisse au 1^{er} avril 2017, et une baisse équivalente à - 0,4 % par an sur la période 2017-2020

TIGF

- **582** salariés
- **5 136 km** de canalisations gérées
- **119** utilisateurs industriels actifs
- Environ **100 TWh** de gaz acheminés par an
- **257 M€/an** de revenu autorisé (moyenne 2017-2020)
- **104 M€/an** d'investissements (moyenne 2017-2020)
- **- 2,2 %** de baisse au 1^{er} avril 2017, et une hausse équivalente à +0,8 % par an sur la période 2017-2020

2.4. Les tarifs ATTM5 d'accès aux terminaux méthaniers

Les nouveaux tarifs ATTM5 d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir) et de Fos Tonkin gérés par la société Elengy ainsi que de Fos Cavaou, géré par la société Fosmax LNG, dits ATTM5⁽⁸⁾, s'appliqueront à partir du 1^{er} avril 2017 pour une durée d'environ quatre ans. Ils ont été adoptés après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le niveau des charges couvertes par les tarifs ATTM5

Les tarifs ATTM5 présentent une baisse significative par rapport aux tarifs ATTM4 : la baisse du tarif unitaire moyen pour la période ATTM5 est de -6,5 % pour Montoir, -18,2 % pour Fos Tonkin et -18,6 % pour Fos Cavaou.

Ces baisses résultent principalement de la baisse du niveau de rémunération des actifs. Dans une moindre mesure, la baisse des charges d'exploitation (liée à la baisse de l'activité et aux gains de productivité réalisés par Elengy et Fosmax LNG sur la période ATTM4) vient renforcer la baisse tarifaire.

(8) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2017 portant décision sur les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Les évolutions de la structure des tarifs

À la suite des travaux menés en concertation par les opérateurs, les tarifs ATTM5 introduisent plusieurs évolutions de structure tarifaire : création d'un service de base qui peut être complété par la souscription d'une option bandeau permettant à un client des terminaux de voir ses émissions lissées (i.e. quantité uniforme de gaz émise chaque jour depuis le terminal vers le réseau de transport). De plus, les tarifs ATTM5 pérennisent plusieurs services expérimentaux initiés au cours de la précédente période tarifaire (ATTM4) : service de *pooling*⁽⁹⁾, services de stock dédié et service de transbordement au terminal de Fos Cavaou. Un compte de souscription, permettant d'accroître la flexibilité dont disposent les clients des terminaux sur leurs souscriptions a aussi été créé.

— Chiffres clés des tarifs ATTM5

Elengy

- **376** salariés
- **2** terminaux méthaniers avec une capacité totale de regazéification de 13 milliards de m³
- **141,4 TWh** de souscriptions de déchargement par an (moyenne 2017-2020)
- **136 M€/an** de revenu autorisé (moyenne 2017-2020)
- **11,1 M€/an** d'investissements (moyenne 2017-2020)
- **- 6,5 %** de baisse du tarif unitaire moyen au 1^{er} avril 2017 comparé à la période ATTM4 pour le terminal de Montoir
- **- 18,2 %** de baisse du tarif unitaire moyen au 1^{er} avril 2017 comparé à la période ATTM4 pour Fos Tonkin

Fosmax LNG

- **1** terminal méthanier ayant une capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³
- **87,2 TWh** de souscriptions de déchargement par an (moyenne 2017-2020)
- **128 M€/an** de revenu autorisé (moyenne 2017-2020)
- **5,2 M€/an** d'investissements (moyenne 2017-2020)
- **- 18,6 %** de baisse du tarif unitaire moyen au 1^{er} avril 2017 comparé à la période ATTM4

(9) Le service de pooling permet à tout expéditeur disposant de souscriptions dans un terminal régulé et n'ayant pas prévu de les utiliser en totalité d'accéder à des souscriptions dans un second terminal régulé avec un tarif préférentiel

2.5. Le tarif ATRD5 d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Le tarif ATRD5⁽¹⁰⁾ d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF est en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2016 pour une durée d'environ quatre ans. Il a été adopté après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le niveau des charges couvertes par le tarif ATRD5

Le tarif ATRD5 de GRDF présente une hausse de +2,76 % par rapport au tarif ATRD4. Cette évolution prend notamment en compte la baisse du coût du capital de 6,0 % à 5,0 %. Sur la période 2017-2019, ce tarif évoluera selon un pourcentage de variation égal à « inflation - 0,8 % ». Il donne à GRDF les moyens nécessaires pour conduire son activité et ses évolutions. Ainsi, les coûts identifiés par GRDF en lien avec l'évolution de son métier de GRD dans le contexte de la transition énergétique, tels que ceux relatifs à la mise à disposition des données, au développement des réseaux intelligents et à l'essor des injections de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, ont été pris en compte.

Les évolutions de la structure du tarif

Pour la structure du tarif ATRD5, les principes en vigueur dans le tarif précédent sont reconduits. Toutefois, dans la perspective des tarifs ATRD6, la CRE va engager fin 2017 des travaux sur la structure des tarifs, en concertation avec les GRD et les acteurs de marché. Ces travaux permettront, par exemple, de mieux prendre en compte dans la structure tarifaire les évolutions de comportement des consommateurs afin de les inciter à maîtriser leur demande en énergie, ou encore de mieux les inciter à limiter leur consommation pendant les périodes de pointe.

Chiffres clés du tarif ATRD5 (pour GRDF)

- **11 431** salariés
- Environ **200 000 km** de canalisations gérés
- Environ **11 millions** d'utilisateurs raccordés
- **3,2 Md€/an** de revenu autorisé (moyenne 2016-2019)
- **912 M€/an** d'investissements (moyenne 2016-2019)
- **+ 2,76 %** de hausse au 1^{er} juillet 2016, puis indexation en « inflation - 0,8 % »



Dans la perspective des tarifs ATRD6, la CRE va engager fin 2017 des travaux sur la structure des tarifs, en concertation avec les GRD et les acteurs de marché.



la CRE a instauré, dans ses délibérations du 3 mars (pour l'électricité) et du 16 juin 2016 (pour le gaz), de nouvelles prestations de transmission de données permises par les compteurs évolués.

3. LA CRE PREND EN COMPTE LES FONCTIONNALITÉS OFFERTES PAR LES COMPTEURS ÉVOLUÉS

En complément de leurs missions liées à l'acheminement et financées par les tarifs, les GRD assurent des prestations annexes. Celles-ci, réalisées à la demande principalement des fournisseurs et des consommateurs, sont rassemblées, par chaque GRD, dans un catalogue de prestations publié sur son site internet ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. En application des articles L. 341-3, L.452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie, la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les GRD et elle se prononce sur les évolutions de ces tarifs.

En 2016, la CRE a adopté plusieurs délibérations introduisant de nouvelles prestations ou modifiant les tarifs de prestations réalisées par les GRD de gaz et d'électricité. L'objet principal de ces délibérations a été d'introduire les nouvelles prestations de transmission de données afin que les consommateurs puissent bénéficier des nouvelles fonctionnalités offertes par les compteurs évolués en gaz comme en électricité et imposées par la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte (LTECV).

En décembre 2015, Enedis a lancé le déploiement des compteurs évolués Linky, avec pour objectif la pose de 35 millions de compteurs. Depuis janvier 2016, GRDF a lancé la phase pilote de son projet de compteur évolué Gazpar pour environ 11 millions de consommateurs résidentiels et petits professionnels. Le déploiement industriel démarrera, quant à lui, en mai 2017. Avec ces compteurs évolués, les consommateurs, actuellement relevés semestriellement, pourront l'être mensuellement et disposer ainsi de données de consommations beaucoup plus fines et détaillées.

La collecte, la mise à disposition et la transmission de ces données au consommateur, à son fournisseur, ou à un tiers désigné par le consommateur, sont essentielles pour bénéficier de la facturation sur un index réel et mieux maîtriser sa consommation.

Après consultation des acteurs de marché en novembre 2015 et mars 2016, la CRE a instauré, dans ses délibérations du 3 mars (pour l'électricité) et du 16 juin 2016 (pour le gaz), de nouvelles prestations de transmission de données permises par les compteurs évolués. En outre, pour le gaz, elle a adapté les descriptions de certaines prestations existantes du tronc commun pour prendre en compte le déploiement des compteurs évolués. En électricité, elle a revu à la baisse le tarif de certaines prestations, pour intégrer la réduction des coûts due à la téléopération de certaines interventions.

(10) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

La CRE a également adopté le 16 novembre 2016, après consultation des acteurs de marché, une délibération modifiant les tarifs des prestations annexes en électricité pour les points de connexion en BT > 36 kVA et en HTA. 90 % de ces utilisateurs disposent en effet d'un compteur évolué et tous en seront équipés fin 2018, sauf exception (zones blanches ou point de comptage non accessible par le GRD). La CRE a donc révisé certaines prestations et leur tarif pour tenir compte des possibilités de télé-opérations offertes par les compteurs évolués. Sa délibération a également modifié la prestation de décompte afin de faciliter l'implantation d'infrastructures de recharge de véhicules électriques. Elle a, en outre, retiré les prestations « Mise à disposition d'un Dispositif d'échange d'informations d'exploitation (DEIE) » et « Batteries de condensateurs en location » de la liste des prestations réalisées à titre exclusif par les GRD d'électricité, ces deux prestations ne relevant pas du monopole du GRD.

En application des dispositions de l'article 28 de la loi TECV, la CRE a introduit une nouvelle prestation relative à la transmission de données de consommations aux propriétaires et gestionnaires d'immeubles par les GRD de gaz et d'électricité. Désormais, les propriétaires et gestionnaires d'immeubles, qui justifient d'actions de maîtrise de la consommation d'énergie engagées pour le compte des consommateurs de l'immeuble, peuvent demander au GRD de leur transmettre, sans frais, les données de consommation ou de comptage, sous forme anonymisée et agrégée à l'échelle de l'immeuble ou d'un ensemble d'immeubles.

En 2017, la CRE poursuivra ses travaux sur la mise à disposition des données des gestionnaires d'infrastructures.

CONTRIBUER AU BON FONCTIONNEMENT DES RÉSEAUX

Chargée du bon fonctionnement des réseaux, la CRE contribue activement à l'élaboration d'un cadre de régulation européen dont la clé de voute est le maillage des interconnexions entre les réseaux d'énergie nationaux. L'enjeu est de fluidifier la circulation de l'électricité et du gaz à travers l'Europe. Grâce aux échanges entre États membres, les sources d'approvisionnement se diversifient, entraînant une baisse des coûts de l'énergie. Avec les autres autorités de régulation, la CRE participe à l'élaboration des règles issues des règlements européens, les codes réseaux, pour en assurer la cohérence, tout en veillant au respect des problématiques énergétiques de chaque pays.

1. LA CRE FAVORISE LE DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC LES RÉSEAUX ADJACENTS ET VEILLE À LEUR UTILISATION EFFICACE

Le rapport publié par la CRE en juin 2016 sur les interconnexions en France dresse un bilan du développement et de l'utilisation des liaisons électriques et gazières avec ses pays voisins. Il met en évidence leur bon fonctionnement et rappelle le rôle joué par la CRE qui a toujours favorisé l'efficacité de leur utilisation.

En électricité par exemple, la France a été pionnière, au sein de la région Centre-ouest de l'Europe, dans le couplage des marchés c'est-à-dire le traitement commun de leur courbe d'offres et de demande selon leur pertinence économique. Ce dispositif permet, via des bourses de l'électricité, d'acheter et de vendre du jour pour le lendemain dans les pays concernés, tout en respectant le dimensionnement physique des réseaux. C'est un atout décisif pour optimiser les ressources de production et les besoins en électricité à une échelle supra-nationale. Plus récemment, la CRE a mis en place une méthode de calcul de capacité, dite *Flow Based*, pour allouer la capacité aux flux les plus bénéfiques économiquement.

Dans le secteur du gaz, toutes les interconnexions sont utilisées selon des procédures conformes aux codes de réseau européens que la CRE applique intégralement et dont elle a souvent anticipé la mise en œuvre.

Le rapport de la CRE rappelle qu'en électricité comme en gaz, les nouvelles interconnexions sont des projets coûteux et complexes. Si l'on inclut les coûts du renforcement des infrastructures nécessités par une nouvelle interconnexion, le montant des investissements dépasse souvent le milliard d'euros. Dans un contexte d'évolution majeure et rapide du secteur, liée au développement des énergies renouvelables, à la maîtrise des consommations, à l'émergence de nouveaux usages et au développement des smartgrids, il est essentiel de prendre les décisions d'investissement à partir d'analyses coûts-bénéfices solides. Conformément à la loi, la CRE agit dans toutes ses missions au bénéfice des consommateurs finals. Elle veille donc à éviter que les consommateurs de gaz et d'électricité ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la réalisation du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée ([voir la vidéo](#)).

“

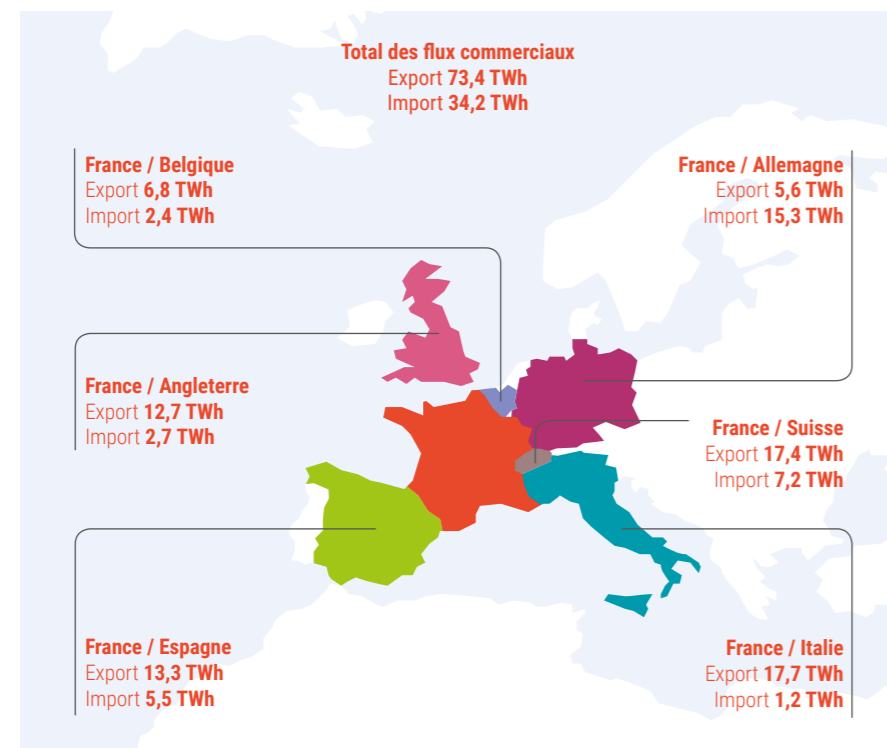
la CRE a mis en place une méthode de calcul de capacité, dite Flow Based, pour allouer la capacité aux flux les plus bénéfiques économiquement.

1.1. Les capacités disponibles aux frontières et le bilan des échanges de 2016

Un bilan des échanges électriques en forte évolution

En 2016, le bilan des échanges d'électricité a connu des évolutions importantes par rapport à 2015. Les exportations ont baissé de près de 20 TWh, passant de 91 TWh à 72 TWh et les importations ont progressé de 3 TWh. Au total, le solde exportateur de la France s'est établi à 39,1 TWh, en recul de 36,6 % par rapport à 2015.

Cette situation résulte d'une forte augmentation des importations au dernier trimestre 2016, liée à l'indisponibilité de certains réacteurs nucléaires et à la hausse de la consommation due à la vague de froid. Sur l'année 2016, la France a été importatrice pendant 46 jours.



Source : RTE, analyse CRE

Des capacités d'interconnexions en hausse, des projets de développement de nouvelles capacités frontalières décidés

Les capacités d'échanges aux frontières sont plus développées à l'exportation qu'à l'importation, en particulier avec la Suisse et l'Italie. Depuis la mise en service de l'interconnexion Baixas-Santa Llogia entre la France et l'Espagne en octobre 2015, les capacités d'échanges à cette frontière ont atteint 2 400 MW à l'export et 1 900 MW à l'import.

Pour les frontières avec l'Allemagne et la Belgique, depuis le couplage des marchés fondé sur les flux (*Flow Based*) en mai 2015 dans la région Centre-Ouest Europe (CWE qui regroupe l'Allemagne, la Belgique, la France, les Pays-Bas et le Luxembourg), la capacité d'échange est calculée et allouée de façon dynamique à un moindre coût.

L'introduction du *Flow Based* a permis d'augmenter les niveaux maximaux d'échanges aux frontières avec la Belgique et l'Allemagne : ils ont atteint 7,7 GW à l'exportation (juillet 2015) et 8,2 GW à l'importation (décembre 2016) contre respectivement 4,1 GW et 4 GW avant l'introduction de ce dispositif. Toutefois, depuis le 2^{ème} semestre 2016, les capacités d'importation depuis l'Allemagne ont sensiblement diminué. Cette situation a contribué, dans le contexte d'indisponibilité de certains réacteurs nucléaires en France, à créer pendant l'hiver 2016-2017 des écarts de prix significatifs entre la France et la Belgique d'une part, et l'Allemagne d'autre part. La CRE travaille en étroite collaboration avec les autres régulateurs concernés à réaliser les évolutions nécessaires du dispositif avant l'hiver 2017-2018 ([voir la vidéo](#)).

Après l'approbation en 2015 du projet Savoie-Piémont, interconnexion avec l'Italie dont la mise en service est prévue en 2019, la CRE a approuvé en 2016 deux projets d'interconnexion avec la Grande-Bretagne :

- **ElecLink**, première interconnexion française portée par une entreprise privée grâce à une dérogation obtenue au titre de l'article 17 du règlement européen (CE) n°714/2009. (Toutes les autres interconnexions sont exploitées par RTE dans un cadre régulé). Elle empruntera le tunnel sous la Manche et devrait entrer en service avant début 2020. La pose de la première pierre a eu lieu le 23 février 2017 ;
- **IFA 2**, projet d'interconnexion sous-marine porté par RTE et le gestionnaire de réseau anglais National Grid. Cette ligne dont l'entrée en service est prévue fin 2020 reliera la région de Caen à celle de Southampton. La CRE qui a approuvé ce projet dans sa délibération du 2 février 2017 a mis en place un cadre de régulation incitative liant le niveau de la rémunération du gestionnaire de réseau à celui de l'utilisation de la nouvelle ligne. Cette décision prend ainsi en compte les conséquences potentielles de la décision du Royaume-Uni de sortir de l'Union européenne. La CRE a mené une consultation publique pour recueillir l'avis des acteurs de marché sur ce sujet.

D'autres projets d'interconnexion avec la Grande-Bretagne sont aussi à l'étude. La CRE veillera à la prise en compte des conséquences du Brexit et s'assurera que les développements de capacité apportent un bénéfice à la collectivité.

“
La CRE veillera à la prise en compte des conséquences du Brexit et s'assurera que les développements de capacité apportent un bénéfice à la collectivité.

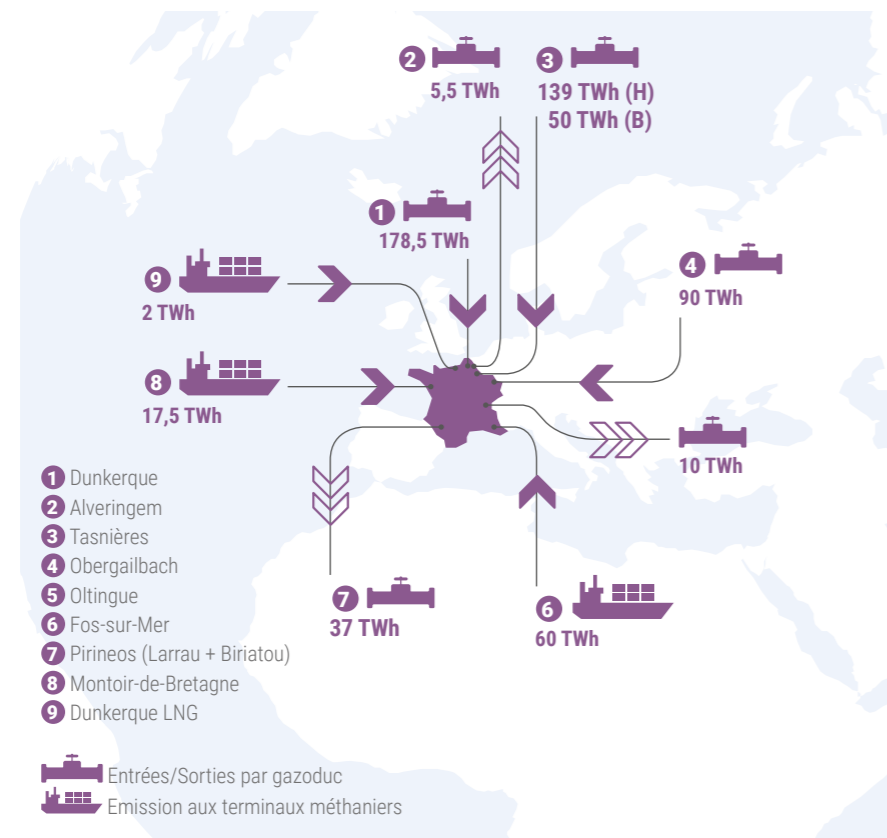
Plusieurs projets de développement des interconnexions avec l'Espagne font l'objet de discussions dans le cadre du Groupe de haut niveau pour les interconnexions au Sud-Ouest de l'Europe qui regroupe l'Espagne, la France et le Portugal, sous la présidence de la Commission européenne.

Le projet Golfe de Gascogne, qui consiste à construire deux lignes offshores à courant continu de 1 000 MW chacune (portant la capacité totale d'interconnexion à 5 000 MW), est le plus avancé. Son coût très élevé, estimé à environ 1,75 Md€, est dû au très haut niveau technique de la construction de cette ligne qui devra franchir le Gouf de Capbreton. Le financement de ce projet doit reposer sur le partage des coûts entre les gestionnaires de réseaux français et espagnol et doit bénéficier d'une subvention européenne afin que les modalités de financement garantissent que ces coûts ne seront pas supérieurs aux bénéfices attendus du projet et ne pèsent donc pas excessivement sur la facture des consommateurs.

Des importations de gaz en hausse

En 2016, les importations de gaz ont atteint 537 TWh, en hausse de 30 TWh par rapport à 2015. Au point d'entrée Obergailbach à la frontière franco-allemande, les flux d'importation ont augmenté de 36 % par rapport à 2015 alors qu'une légère baisse était observée à la frontière franco-belge à Taisnières H (-5 %) et Dunkerque (-6 %). Les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) ont progressé de 27 %, atteignant 14 % du total des entrées de gaz en France. Les terminaux de Fos-Tonkin et Fos-Cavaou ont représenté 75 % des volumes de GNL injectés dans les réseaux.

Les exportations de gaz se sont établies à 40,8 TWh en 2016, en baisse de 20 TWh par rapport à 2015. Cette baisse a été particulièrement importante à Oltingue avec une diminution des deux tiers des flux vers l'Italie qui a accru ses importations de gaz algérien. Les exportations vers l'Espagne ont également baissé en moyenne, avec une nette reprise en fin d'année 2016. Cette situation résulte d'une meilleure disponibilité du GNL en Espagne durant les trois premiers trimestres 2016 et d'une hausse des importations depuis l'Algérie. Pour la première fois, un flux physique d'Espagne vers la France a été observé (2,7 GWh le 2 juin 2016).



Les capacités d'échange aux interconnexions sont restées stables par rapport à 2015. La principale évolution concerne les interconnexions avec la Belgique : la mise en service du terminal méthanier de Dunkerque le 1^{er} décembre 2016 complète les infrastructures prévues à Alveringem, nouveau point d'interconnexion des flux de la France vers la Belgique. Sur le plan commercial, il n'existe plus qu'une seule

interconnexion commerciale entre les deux pays, les points physiques d'Alveringem et de Taisnières ayant été regroupés pour constituer un point d'interconnexion « virtuel » (délibération de la CRE du 2 février 2017).

Le projet Midcat de troisième liaison entre la France et l'Espagne à l'Est des Pyrénées est le principal projet d'interconnexion gazière actuellement à l'étude. Il comprend un gazoduc reliant la région de Barcelone à celle de Perpignan et prévoit aussi de nouvelles infrastructures sur le réseau français pour le renforcement de l'artère du Rhône et le contournement de Lyon. En conséquence, son coût dépasserait les 3 Md€, dont plus de 2 Md€ pour la partie française. Au regard de ce montant, la CRE s'interroge sur son opportunité et sa nécessité pour la consommation en France et en Espagne. Elle considère que certaines conditions doivent être réunies pour qu'un projet aussi coûteux puisse être lancé sans faire peser un risque trop important sur les consommateurs espagnols et français, au vu notamment de la stabilité de la demande et de la surcapacité des terminaux méthaniers en Europe. Elle estime qu'il faudrait a minima vérifier auprès des acteurs de marché si des besoins supplémentaires en gaz pouvant justifier ces investissements sont envisageables. Dans l'éventualité d'une crise d'approvisionnement nécessitant de recourir à des importations supplémentaires de GNL, les niveaux actuels de capacités de regazéification en Europe et d'interconnexions entre la France et l'Espagne apparaissent déjà suffisants au regard de la disponibilité attendue du GNL sur le marché mondial.

LE PROJET STEP

Face au coût très élevé du projet Midcat, les gestionnaires de réseaux ont envisagé de ne construire que le pipeline entre Barbaire et Perthus, sur le réseau de TIGF (projet STEP). L'étude technique menée par les GRT conclut que les capacités ainsi créées risqueraient d'être difficilement utilisables en raison de contraintes techniques dues notamment à la capacité des autres infrastructures des réseaux espagnols et français

1.2. La CRE contribue activement à l'élaboration des codes de réseau

Le 3^e paquet énergie de la Commission européenne impose l'élaboration, dans des délais précis, de codes réseau européens. Destinées à fluidifier les échanges d'énergie, ces règles communes de fonctionnement du marché précisent en détail les conditions d'accès et de gestion des réseaux de transport d'énergie européens en vue de la création d'un marché unique pour le gaz et l'électricité.

“ En 2016, les travaux d'élaboration sont bien avancés : cinq nouveaux codes de réseau en gaz et en électricité ont été adoptés.

Leur élaboration est un véritable défi car il s'agit d'établir des règles opérationnelles communes qui intègrent les caractéristiques techniques des systèmes énergétiques de chaque pays. Ce processus nécessite l'implication de parties prenantes très diverses : acteurs de marché, gestionnaires de réseaux, bourses de l'énergie, Commission européenne. Au terme de ce proces-

sus, les États membres sont consultés pour l'adoption formelle des codes de réseau qui deviendront directement applicables sur leur territoire.

En 2016, les travaux d'élaboration sont bien avancés : cinq nouveaux codes de réseau en gaz et en électricité ont été adoptés.

Dans le secteur du gaz

Très impliquée dans les travaux des régulateurs européens, la CRE assure la codirection des groupes de travail thématiques consacrés aux allocations de capacité aux interconnexions et à l'harmonisation des structures tarifaires en gaz. Elle codirige également le groupe de travail sur les infrastructures gazières, qui traite du plan d'investissement européen d'ENTSO⁽¹⁾ et de la mise en œuvre du paquet sur les infrastructures énergétiques.

Adopté par les États membres le 12 octobre 2016, le code de réseau européen sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz vise à éliminer les barrières tarifaires au transport transfrontalier du gaz pour éviter les discriminations entre les expéditeurs. Il sera publié au Journal Officiel de l'Union européenne au premier semestre 2017 et sa mise en œuvre sera progressive. Certaines dispositions, comme les obligations de transparence et de consultation, s'appliqueront à partir du 31 mai 2019. Son élaboration a demandé des années de travail et une forte implication de la CRE dans sa rédaction pour en améliorer la lisibilité.

Le code de réseau sur l'allocation des capacités gazières (CAM) a été amendé en octobre 2016. La CRE a codirigé les travaux réalisés dans le cadre de l'ACER. Ce code de réseau vise à faciliter les échanges de gaz en créant des règles communes d'allocation entre zones de marché. Adoptées le 13 octobre 2016, les modifications prendront en compte le nouveau code sur l'harmonisation des structures tarifaires, en particulier la modification du calendrier des enchères de capacités. Elles introduisent aussi de nouvelles dispositions pour harmoniser les méthodes de création des capacités supplémentaires et leur allocation. Un bilan devra être réalisé tous les deux ans. Cet amendement sera publié au Journal Officiel de l'Union européenne.

Dans le secteur de l'électricité

Deux codes de réseau portant sur l'organisation du marché de gros de l'électricité et trois codes de réseau « techniques » ont été adoptés. Le projet de règlement sur l'équilibrage a également fait l'objet de travaux intenses, avant d'être adopté par les États membres en «comitologie» en mars 2017.

Deux codes de réseau portant, l'un sur les allocations de capacité et la gestion des congestions (CACM), l'autre sur les allocations de capacité à long terme (FCA).

Le code de réseau CACM adopté en juillet 2015 est en cours de mise en œuvre. Dans ce cadre, les gestionnaires de réseaux de transport et les opérateurs de marchés (NEMO) élaborent des méthodologies de calcul, d'allocation des capacités de transport aux interconnexions, utilisables par les fournisseurs pour leurs échanges transfrontaliers. Ces méthodologies sont, selon les cas, applicables au niveau national, régional ou pan-européen. Le code CACM place les opérateurs de marchés, qui collectent les ordres d'achat et de vente des acteurs, au cœur du processus d'intégration des marchés européens. Deux NEMO ont été désignés par la France : EPEX SPOT et NordPool.

(1) European Network of Transmission System Operators for Gas

Le processus d'harmonisation porte aussi sur les méthodologies relatives à la fourniture des données de production et de consommation ou au partage de la rente de congestion aux interconnexions. Ces règles sont soumises pour approbation aux autorités de régulation qui doivent adopter les décisions pan-européennes à l'unanimité. En cas de désaccord entre régulateurs, la décision est confiée à l'ACER. Ce fut le cas pour la définition des régions de calcul de capacité. L'ACER a ainsi décidé que la France ferait partie de quatre régions de calcul de capacité : pour sa frontière avec le Royaume-Uni, pour ses frontières avec l'Allemagne et la Belgique, pour sa frontière avec l'Italie et pour sa frontière avec l'Espagne.

Le code de réseau FCA (*Forward Capacity Allocation*) sur les allocations de capacité à long terme adopté en septembre 2016 est entré en vigueur le 17 octobre 2016. Il vise à promouvoir l'intégration du marché européen de l'énergie en offrant aux acteurs la possibilité de se couvrir contre le risque des variations du prix de l'énergie pour des transactions transfrontalières en souscrivant des capacités d'interconnexion sur des durées d'un mois à un an. En prévision de sa mise en œuvre, des aménagements avaient été apportés aux règles en place pour améliorer les conditions de compensation financières accordées aux acteurs de marché en cas de réduction inopinée de la capacité d'échange qu'ils avaient souscrite.

Trois codes de réseau « techniques » visant à établir des prescriptions communes pour le raccordement de toutes les installations aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Ils ont été publiés sous la forme de règlements au Journal Officiel de l'Union européenne au cours de l'année 2016. La phase de mise en œuvre, d'une durée de trois ans, servira à définir les dispositions nécessaires à leur application au niveau national et à adapter la réglementation française. Par ailleurs, un système de dérogations aux conditions imposées pour le raccordement au réseau des installations de production d'électricité a été défini pour faciliter le déploiement de nouvelles technologies

2. LA CRE APPROUVE LES RÈGLES D'ÉQUILIBRAGE DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL ET D'ÉLECTRICITÉ.

Ce système vise à faire correspondre les approvisionnements à la consommation et repose sur l'obligation, pour chaque expéditeur, d'équilibrer l'offre par rapport à la demande. Tout acteur dont le bilan présente un déséquilibre subit une pénalité équivalente à 2,5% du prix moyen du gaz sur le marché de gros. En contrepartie, les GRT fournissent aux expéditeurs des informations détaillées sur l'état de tension du réseau.

2.1. Les règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz naturel évoluent

Obligatoire depuis le 1^{er} août 2016 et conforme au code de réseau équilibrage, le système en vigueur en France est construit sur l'obligation pour chaque expéditeur d'équilibrer chaque jour entrées et sorties de gaz sur le réseau. En 2016, des évolutions, proposées par les GRT et mises en œuvre par la délibération du 15 septembre de la CRE l'ont amélioré :

- les horaires d'intervention de GRTgaz et de TIGF sont moins contraints ;
- les exigences de garanties financières ont été renforcées pour prémunir les gestionnaires de réseaux de toute fraude.

2.2. La CRE anticipe les évolutions nécessaires du modèle d'équilibrage du système électrique en France

En application des articles L.321-10, L. 321-11 et L.321-14 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles d'accès aux mécanismes d'équilibrage, c'est-à-dire relatives aux réserves d'équilibrage (services système et mécanisme d'ajustement), sur la base des propositions de RTE. Responsable du maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande du système électrique, RTE garantit la sûreté du réseau. Disposant de réserves mobilisables rapidement, RTE peut moduler les niveaux de production et de consommation qu'il active en sélectionnant les meilleures offres à sa disposition. Pour s'assurer qu'il dispose d'une puissance suffisante pour équilibrer le système, RTE contractualise une partie de ces réserves en prévision des besoins. Depuis dix ans, la CRE contribue activement à l'ouverture du marché de l'équilibrage aux sites de soutirage (effacements de consommation)

et les engage à participer à la constitution de réserves. Les pouvoirs publics, qui ont aussi soutenu le développement de cette filière, organisent des appels d'offres spécifiques d'effacement dont les modalités ont été approuvées par la CRE.

La CRE et RTE constatent le bon fonctionnement du système d'équilibrage français et son efficacité économique. Toutefois, ce modèle est amené à se transformer profondément dans les prochaines années, pour deux raisons principales. La première résulte

de la nécessité d'accompagner la transition énergétique qui entraîne des besoins accrus de flexibilité du système électrique français et européen pour intégrer les énergies intermittentes. La seconde est le renforcement de l'intégration des marchés européens, prévu par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage (*Guideline on Electricity Balancing* adopté en mars 2017). La CRE souscrit pleinement à la démarche retenue dans ce projet de règlement fondée sur la généralisation du recours à des produits standards d'équilibrage échangés sur des plateformes de marché européennes. Ces échanges permettront en effet de capter l'essentiel des gains liés à l'intégration des marchés de l'équilibrage, sans pour autant imposer une uniformisation complète des différents modèles d'équilibrage existant dans les différents États membres.

L'information et l'implication anticipée des acteurs sont essentielles à la réussite de ces évolutions. Pour définir le cadre de leur mise en œuvre et prioriser les étapes nécessaires à leur réalisation, la CRE a ainsi demandé à RTE d'établir un programme de travail pluriannuel d'évolution de l'équilibrage. Celui-ci a été publié en juillet 2016 sous la forme d'une *Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français*. La CRE et RTE constatent la cohérence d'ensemble du modèle français d'équilibrage et ses principaux avantages au regard de la maîtrise des coûts et du développement de la concurrence sur les différents segments de marché. Les propositions de RTE visent à faire évoluer le mécanisme d'équilibrage français en application des principes inscrits dans le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage, sans remettre pour autant en cause le modèle français :

- maintien d'une période d'une heure avant le temps réel au cours de laquelle RTE est le seul acteur à pouvoir intervenir pour équilibrer le système,
- possibilité pour RTE, dans certaines situations, de continuer à utiliser des offres dites « produits spécifiques », les seules utilisées à ce jour dans le modèle français, en plus des offres dites « produits standards », tel que demandé par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage pour permettre les échanges transfrontaliers,
- ouverture du mécanisme d'ajustement aux agrégateurs indépendants valorisant des effacements de consommation.

“

Depuis dix ans, la CRE contribue activement à l'ouverture du marché de l'équilibrage aux sites de soutirage (effacements de consommation) et les engage à participer à la constitution de réserves.

COMMENT FONCTIONNE LE MODÈLE D'ÉQUILIBRAGE FRANÇAIS ?

En amont du temps réel, RTE s'appuie sur les acteurs pour réaliser l'équilibrage du système électrique et, via une incitation financière, les incite à maintenir un équilibre entre l'électricité injectée et/ou soutirée dans leur périmètre. Une heure avant le temps réel, RTE « reprend la main » sur le système électrique. Il est le seul à pouvoir intervenir pour l'équilibrer.

RTE ne réagit pas uniquement à l'apparition des déséquilibres : il les anticipe en prenant des décisions de manière proactive. À cet effet, il s'appuie sur sa connaissance très fine du système, basée notamment sur les informations que lui communiquent les différents acteurs. Pour corriger les déséquilibres, RTE va sélectionner des offres d'équilibrage aux caractéristiques hétérogènes (offres issues de sites de production ou de consommation, disponibles sur des durées variables, activables plus ou moins rapidement) suivant le meilleur compromis technique et économique, son objectif étant d'équilibrer le système tout en veillant à la maîtrise des coûts de l'équilibrage.

RTE favorise une concurrence accrue sur le mécanisme d'ajustement et l'a ouvert à la plus large participation possible : les groupes de production raccordés au réseau de transport ont l'obligation de fournir leur puissance disponible, les acteurs qui n'ont pas contractualisé de capacité d'ajustement (par appel d'offres, en amont du temps réel) auprès de RTE peuvent déposer des offres librement sur le mécanisme d'ajustement, les agrégateurs valorisent les flexibilités des sites de soutirage indépendamment de leur fournisseur.

2.3. La CRE travaille à la mise en œuvre anticipée de l'intégration européenne des marchés d'équilibrage des systèmes électriques

La CRE joue un rôle moteur dans l'intégration des marchés européens de l'énergie avec la mise en œuvre anticipée de projets d'échanges de réserves d'équilibrage, prévus par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage.

Contractualisation de la réserve primaire par RTE et des GRT voisins

Ces dernières années, la CRE a étudié la possibilité de faire évoluer le mode de constitution de la réserve primaire. Auparavant les producteurs avaient l'obligation réglementaire de fournir cette réserve, en contrepartie d'une rémunération à un prix fixe régulé. Après concertation avec les acteurs français, la CRE est favorable à ce que RTE rejoigne la coopération des GRT allemands, autrichien, suisse et néerlandais (coopération FCR1) en 2017. Dans le cadre de cette coopération, les GRT constituent de manière commune leur réserve primaire via un appel d'offres hebdomadaire qui donne à tous les acteurs un accès direct au marché. Comme ils sont transfrontaliers, la mise en commun des réserves disponibles dans chaque pays permet de sélectionner les offres les moins chères, sous réserve d'en limiter les échanges en application du règlement européen *System Operation Guideline*.

La CRE a encouragé RTE à poursuivre son travail avec ses homologues pour envisager, le cas échéant, des améliorations dans l'architecture de cette coopération. Une consultation publique régionale organisée au premier trimestre 2017 par l'ensemble des GRT concernés donnera lieu à une proposition d'évolution.



LES RÉSERVES D'ÉQUILIBRAGE UTILISÉES PAR RTE

Garant de la sûreté du système électrique, RTE assure le maintien de l'équilibre offre-demande. Pour moduler les niveaux de production et de consommation, il dispose de réserves mobilisables rapidement, qu'il active automatiquement, ou manuellement en sélectionnant les meilleures offres à sa disposition. Ces réserves sont de trois types.

- **La réserve primaire.** Elle est assurée par l'ensemble des producteurs européens interconnectés au réseau de transport de la plaque continentale européenne synchrone. Les acteurs français ayant une puissance supérieure à 40 MW ont l'obligation d'en réserver une partie pour cette réserve. Son activation se fait automatiquement entre 15 et 30 secondes après la rupture de l'équilibre du réseau afin de stabiliser sa fréquence. Après l'activation de la réserve primaire, l'écart qui subsiste entre la fréquence du réseau et sa valeur de référence (50 Hz), est comblé par d'autres réserves.

- **La réserve secondaire.** Elle est assurée par les acteurs français ayant une puissance de production supérieure à 120 MW, qui ont l'obligation d'affecter une partie de leur puissance à cette réserve. Cette réserve est activée automatiquement en 400 secondes pour rétablir la fréquence à sa valeur de référence.

- **La réserve tertiaire.** Elle est assurée par les producteurs et les consommateurs, soit via des appels d'offres dédiés, soit par l'obligation des producteurs raccordés au réseau de transport de fournir leur puissance disponible à RTE. Les offres de cette réserve sont activées manuellement (avec un délai de mise en œuvre supérieur à 9 minutes) notamment pour restaurer la réserve secondaire, si celle-ci est épuisée ou insuffisante, et pour se substituer aux réserves primaire et secondaire.

Participation de RTE à la plateforme de compensation des déséquilibres en réserve secondaire

En février 2016, RTE a également rejoint la plateforme iGGC (*International Grid Control Cooperation*) qui permet aux GRT participants de compenser leur besoin de sens opposé (activation à la hausse ou à la baisse) entre eux en réserve secondaire, ce qui permet d'éviter d'activer des offres d'énergie au niveau local. Cette plateforme, qui regroupe l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Danemark, les Pays-Bas, la Suisse et désormais la France, a vocation à devenir la plateforme européenne de compensation des déséquilibres à l'échelle de la plaque continentale, comme prévu par le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage.

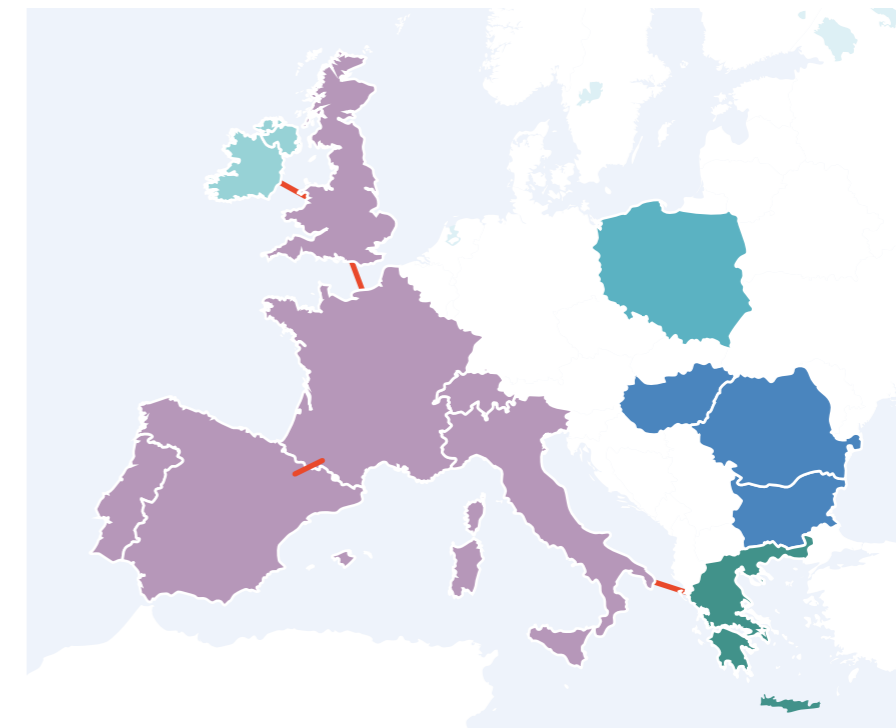
Cette participation s'est accompagnée d'une évolution des règles d'équilibrage approuvée par la CRE le 10 mars 2016 qui permet de redistribuer les gains de ce projet (environ 10 à 15 M€ par an au niveau du périmètre français) aux responsables d'équilibre français.

Poursuite des travaux pour la plateforme d'échange de réserve tertiaire TERRE

Le projet TERRE (*Trans European Replacement Reserve Exchange*), projet pilote régional pour l'équilibrage transfrontalier, rassemble RTE et les gestionnaires de réseaux de transport d'Espagne, de Grande-Bretagne, d'Italie, du Portugal et de Suisse. Il vise

à mettre en œuvre entre ces pays, via une plateforme commune, des offres d'échanges d'énergie d'ajustement issue de la réserve complémentaire. Activable en 30 minutes, cette réserve de puissance permet de restaurer ou de soutenir le niveau des réserves secondaires et tertiaires nécessaire pour faire face à des déséquilibres supplémentaires du système.

— Pays participant au projet TERRE



- Pays membre de TERRE
- Pays observateur de TERRE
- Pays membre de TERRE lors de la phase de design mais déclaré observateur pour la phase d'implémentation
- Gestionnaire de réseau de transport envisageant d'utiliser de la réserve complémentaire à l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage en 2018
- Gestionnaire de réseau de transport envisageant d'utiliser de la réserve complémentaire à l'entrée en vigueur du règlement européen relatif à l'équilibrage en 2018, dont aucun pays frontalier n'utilisera de réserve complémentaire
- Liaisons à haute tension à courant continu

Les progrès importants réalisés par les gestionnaires de réseaux de transport dans la construction de l'architecture de la plateforme d'échange de réserve d'énergie TERRE ont conduit les régulateurs à publier une Orientation commune (*Common Opinion Paper*) exposant leurs recommandations formelles. En parallèle, la CRE a présenté ses orientations spécifiques à RTE dans sa délibération du 28 septembre 2016.

Cette étape marque le point de départ de la phase de développement de la plateforme. Avant sa mise en service prévue à la fin du deuxième trimestre 2018, elle sera testée pendant six mois au cours d'une expérimentation en situation réelle. Pour assurer un niveau suffisant de participation à cette phase de tests, les régulateurs ont demandé aux transporteurs de veiller à suffisamment impliquer et informer les acteurs de marché. Une phase de consultation, prévue au deuxième trimestre 2017, sera suivie d'une nouvelle approbation par les régulateurs au quatrième trimestre 2017.

Selon les analyses des GRT, ces échanges devraient générer un gain d'une centaine de millions d'euros par an à l'échelle du projet, dont 10 à 15 M€ pour la France. Ils entraîneront notamment une baisse des coûts d'équilibrage : les GRT pourront compenser leurs déséquilibres entre eux via la plateforme transfrontalière (réduisant ainsi le volume d'activation d'offres d'énergie d'ajustement) et auront accès à des offres plus économiques. Au final, le projet devrait donc profiter au consommateur final.

La mise en œuvre de la plateforme, qui doit intervenir au plus tard deux ans après l'entrée en vigueur du projet de règlement dans sa rédaction actuelle, est prévue par les GRT au premier trimestre 2019.

3. LA CRE APPROUVE LES INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

En application des dispositions du II de l'article L. 134-3, du II de l'article L. 321-6 et de l'article L. 431-6 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité RTE et les gestionnaires des réseaux de transport de gaz GRTgaz et TIGF soumettent à la CRE, pour approbation, leur programme annuel d'investissements.

Lors des travaux sur les nouveaux tarifs d'accès au réseau public de transport d'électricité (TURPE5 HTB) et les réseaux de transport de gaz naturel (ATRT6), les GRT ont présenté à la CRE une trajectoire de dépenses d'investissements pour la période 2017-2020. Dans le cadre des décisions tarifaires du 17 novembre et du 15 décembre 2016 relatives aux nouveaux tarifs de réseaux de transport, la CRE a défini un mécanisme de régulation incitative applicable aux projets d'investissements dont le budget prévisionnel est supérieur à 30 M€ pour RTE et 20 M€ pour GRTgaz et TIGF.

- **Pour les réseaux de transport de gaz**, la CRE a approuvé, dans ses délibérations du 15 décembre 2016, les dépenses d'investissements des GRT. Pour GRTgaz, le programme d'investissements 2017 s'élève à 640,3 M€, en hausse de +9,9 % par rapport au budget révisé 2016 (583 M€). Pour TIGF, le programme d'investissements 2017 est en hausse de 2 % par rapport au budget révisé 2016 (106 M€).

Concernant les grands projets d'investissements, les opérateurs ont présenté le point d'avancement des projets Val de Saône et Gascogne-Midi retenus pour la création de la place de marché unique en France à l'horizon 2018. À ce stade, l'avancée de la construction des ouvrages est conforme aux délais prévisionnels.

- **Pour le réseau public de transport d'électricité**, la CRE a approuvé, dans sa délibération du 1^{er} décembre 2016, les dépenses d'investissements de RTE pour 2017. Leur montant prévisionnel s'élève à 1 525 M€, en léger recul par rapport au budget révisé 2016 (1 549 M€).

Les deux tiers des dépenses d'investissements de RTE se concentrent sur les réseaux régionaux, avec principalement des travaux sur les ouvrages existants. La hausse des dépenses de renouvellement des réseaux par rapport au budget 2016 est compensée par une baisse des dépenses de développement.

Une part importante des dépenses d'investissements de RTE (environ 10 %) sera consacrée au développement des systèmes d'information (SI) qui ont fait l'objet d'un audit dans le cadre des travaux sur le TURPE. Cet audit a proposé un ajustement à la baisse de 6,2 % de la trajectoire d'investissements demandée par RTE. Les conclusions sont disponibles sur le site internet de la CRE.

L'année 2017 sera marquée par la fin du projet Filet de sécurité Bretagne qui renforce l'approvisionnement électrique de la région et par la poursuite des travaux sur l'interconnexion Savoie-Piémont entre la France et l'Italie.

4. LA CRE APPROUVE LES CONVENTIONS ET LES BARÈMES DE RACCORDEMENT

4.1. La CRE a approuvé des modèles de convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité

En application des dispositions de l'article L. 342-4 du code de l'énergie, RTE a soumis à l'approbation de la CRE, le 3 août 2015, un projet de modèle de convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité pour les nouvelles interconnexions exemptées (NIE). Ce modèle définit les conditions de raccordement et définit en particulier les engagements de performance attendus de ces nouvelles interconnexions. La CRE a approuvé ce modèle par sa délibération du 31 mars 2016.

En application des mêmes dispositions, RTE a soumis à l'approbation de la CRE, le 21 juillet 2016, un projet de convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité pour les nouvelles installations de production. Ce projet de convention fixe une série de conditions :

- conditions générales, communes à toutes les installations de production ;
- conditions précisant les *Caractéristiques des ouvrages de raccordement*, communes à toutes les installations de production nouvelles ou existantes ;
- conditions précisant les *Caractéristiques et performances de l'installation*, spécifiques aux nouvelles installations de production ;
- conditions sur la *Réalisation et le financement des ouvrages de raccordement*, spécifiques aux nouvelles installations de production.

Après avoir approuvé les conditions communes à toutes les installations de production par sa délibération du 11 juin 2015, la CRE a approuvé les conditions spécifiques aux nouvelles installations de production par sa délibération du 16 novembre 2016.

4.2. La CRE approuve les barèmes de raccordement des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité

En application de l'article L. 342-8 du code de l'énergie, la CRE approuve les barèmes de raccordement des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 utilisateurs.

*Nouvelle version du barème de raccordement d'Enedis :
des prix en baisse grâce au déploiement de Linky*

Pour les réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis, le coût des opérations de raccordement en basse tension ≤ 36 kVA des installations de production a diminué de montant compris entre 40 et 700 € selon les types de raccordement grâce à la pose systématique de compteurs évolués *Linky*. Ce compteur, qui enregistre à la fois les énergies en injection et en soutirage, permet en effet de réduire le nombre de compteurs posés, donc de réduire les coûts de raccordement des installations de production.

Pour tenir compte de ces évolutions, Enedis a soumis à la CRE un nouveau projet de barème de raccordement qu'elle a approuvé le 30 juin 2016. Ce nouveau barème (version V4.1) est entré en vigueur le 30 septembre 2016.

Nouvelle version du barème de raccordement de Gérédis Deux-Sèvres

Par sa délibération du 20 septembre 2016, la CRE a également approuvé le nouveau barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs au réseau public de distribution d'électricité soumis par Gérédis Deux-Sèvres. Ce nouveau barème de raccordement est entré en vigueur le 20 décembre 2016.

Les évolutions de prix du barème augmentent, en moyenne, de 10 % pour les branchements d'installations de consommation ou de production en basse tension ≤ 36 kVA. Cette hausse résulte notamment de la prise en compte du décret *DT-DICT* qui renforce la sécurité des personnes et prévient les dommages aux ouvrages, ce qui nécessite de cartographier précisément les ouvrages créés et existants. De plus, Gérédis Deux-Sèvres propose désormais des prix sous forme d'un seul terme fixe pour les raccordements de puissance ≤ 36 kVA.

Pour la première fois, le barème de Gérédis Deux-Sèvres introduit des formules de coûts simplifiées pour le raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques. La CRE considère que cette mesure améliore la transparence de la facturation de ces opérations de raccordement.

4.3. La CRE approuve les conditions techniques et commerciales relatives au raccordement au réseau de transport de gaz

La CRE a mené une consultation publique, à l'issue de laquelle elle a approuvé les conditions générales des contrats de raccordement et d'interface de GRTgaz et de TIGF, par la délibération du 20 avril 2016.

L'approbation des conditions générales du contrat de raccordement a permis d'harmoniser la structure et les dispositions des contrats de raccordement des GRD, des sites d'injection de biométhane et des clients industriels (travail en cours en ce qui concerne TIGF), afin de s'assurer de l'absence de toute discrimination entre catégories de clients et entre clients d'une même catégorie.

En outre, les conditions générales nouvellement approuvées comportent des évolutions au bénéfice des utilisateurs des réseaux. Ainsi, elles établissent que les GRT supportent les charges d'adaptation des postes de livraison liées aux évolutions réglementaires. De même, elles excluent des cas de force majeure (ou circonstances assimilées), les situations dans lesquelles des mesures sont imposées par les pouvoirs publics, y compris le Plan d'urgence gaz (PUG) et l'exécution des obligations de service public (OSP), seraient mises en œuvre à la suite d'un incident imputable au GRT.

5. LA CRE ACCOMPAGNE LES ÉVOLUTIONS DES RÉSEAUX ET CONTRIBUE AUX MODALITÉS D'ACCÈS AUX DONNÉES

5.1. La CRE formule 17 nouvelles recommandations pour le développement des réseaux intelligents

En 2016, la CRE a poursuivi le travail initié en 2010 pour accompagner le développement des réseaux intelligents (*smart grids*). Dans sa délibération du 8 décembre 2016, elle a adressé aux opérateurs 17 nouvelles recommandations pour :

- encadrer et encourager le développement des nouvelles technologies et des nouveaux services ;
- améliorer l'exploitation des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel ;
- augmenter la performance globale du système électrique.

Son objectif est d'engager les smart grids du stade d'expérimentation à celui du déploiement industriel, en métropole comme dans les territoires non interconnectés aux réseaux nationaux. La CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux lauréats de l'appel à projets *Réseaux électriques intelligents* de la Nouvelle France Industrielle de présenter l'ensemble des technologies et fonctionnalités qu'ils comptent mettre en œuvre. Elle considère qu'une telle publication stimulerait la recherche et contribuerait à accélérer le déploiement des smart grids à une échelle industrielle.



La CRE encourage les gestionnaires de réseaux à améliorer leur coordination pour la publication et l'exploitation des données de consommation, question fondamentale pour le déploiement des réseaux intelligents.

La CRE a appelé les opérateurs, en étroite collaboration avec les collectivités locales, à organiser la gestion des différents réseaux d'énergie en fonction de leur complémentarité, par exemple en utilisant un excédent de production momentané d'énergie renouvelable pour alimenter un réseau de chauffage urbain. Cette approche, *multi-énergies* ou *multi-fluides*, tire profit de la synergie entre les réseaux, devrait améliorer l'efficacité de leur gestion et réduire la facture des consommateurs.

La CRE encourage les gestionnaires de réseaux à améliorer leur coordination pour la publication et l'exploitation des données de consommation, question fondamentale pour le déploiement des réseaux intelligents. L'objectif est de mettre à la disposition des consommateurs, des collectivités locales et de l'ensemble des acteurs concernés, des données homogènes et cohérentes pour faciliter leur utilisation.

Les recommandations de la CRE visent aussi à renforcer la stabilité du système électrique. Elle demande ainsi aux gestionnaires de réseaux d'électricité de rendre publique la localisation des zones de contraintes, c'est-à-dire les zones où la qualité de fourniture est dégradée.

Elle porte également une attention toute particulière au développement des réseaux intelligents dans les zones insulaires, dites *zones non interconnectées* (ZNI), plus exposées au risque de défaillance du réseau électrique, donc aux coupures d'électricité. Ainsi, la CRE demande au gestionnaire de réseau, EDF SEI, de lui communiquer les mesures prises pour renforcer la stabilité des systèmes électriques insulaires, et de l'informer des avancées des projets de stockage d'énergie, notamment.

5.2. La CRE a mis en place un comité d'études relatif aux données détenues par les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel

Par sa délibération du 31 mai 2016, la CRE a entériné la création d'un comité d'études chargé d'alimenter ses réflexions relatives aux données détenues par les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel. Ce comité réunit trois membres du collège de la CRE, Yann Padova (rapporteur du comité), Catherine Edwige et Jean-Pierre Sotura, assistés par les services de la CRE.

Le premier objectif du comité est de dresser un état des lieux des données dans l'énergie, c'est-à-dire de définir les différentes catégories de données existantes et les différents régimes juridiques qui s'y appliquent, les acteurs qui les produisent et les gèrent, et ceux qui y ont accès. Le deuxième objectif consiste à identifier les nouveaux besoins des usagers, collectivités publiques et acteurs économiques, et de déterminer comment faciliter la satisfaction de ces besoins et l'émergence de nouvelles activités, tout en respectant la confidentialité et la sécurité des données protégées. Le troisième objectif est de proposer des recommandations au collège de la CRE.

Pour alimenter sa réflexion, qui fera l'objet d'un rapport public, le comité d'études a auditionné des représentants de l'ensemble des parties prenantes des systèmes électriques et gaziers (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, opérateurs de stockage de gaz naturel, producteurs d'électricité, collectivités territoriales, autorités concédantes), des gestionnaires de réseaux de chaleur et d'eau, des entreprises de services numériques, des opérateurs télécom, ainsi que les administrations ministérielles pertinentes et d'autres régulateurs sectoriels français, soit plus de quarante auditions. Le comité a, en outre, souhaité s'entretenir avec quelques-uns de ses homologues européens et la Commission européenne, pour que le retour d'expérience d'autres pays plus avancés en la matière puisse servir d'éclairage au cas de la France.

6. LA CRE PRÉPARE LA FUSION DES DEUX ZONES DE MARCHÉ POUR CRÉER UNE PLACE DE MARCHÉ UNIQUE DU GAZ NATUREL EN FRANCE

6.1. Les enjeux d'une meilleure intégration Nord - Sud

La zone de marché du sud de la France (TRS) compte quatre points d'alimentation en gaz : la liaison entre le Nord et le Sud, les terminaux méthaniers de Fos, la liaison France-Espagne au point d'interconnexion réseau (PIR) Pirineos et le rebours au PIR Jura. Son approvisionnement étant limité depuis le nord de l'Europe, la TRS dépend du GNL pour 40 % de sa consommation. Cette zone est ainsi soumise à la hausse des prix du GNL, ce qui explique ses écarts avec les prix des marchés du nord de l'Europe.

La création d'une place de marché unique aura l'avantage :

- de rendre le marché français « plus liquide », plus compétitif et mieux intégré au marché européen ;

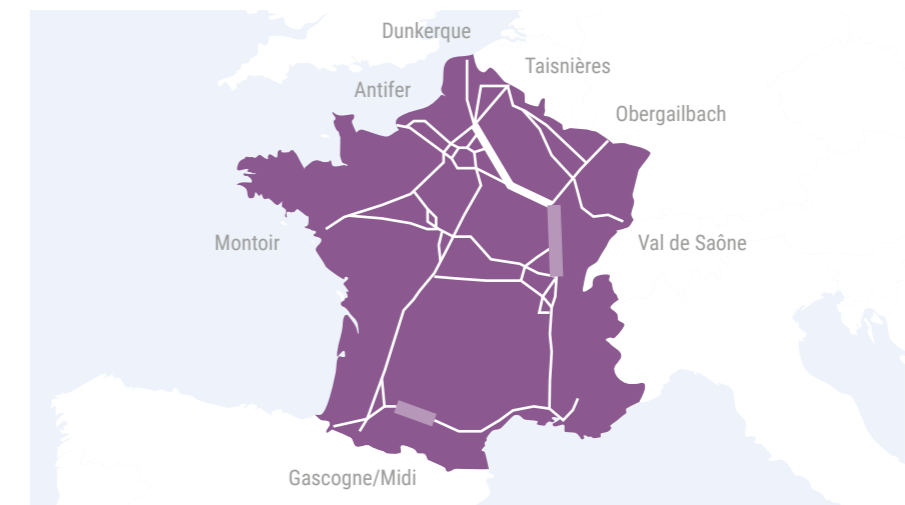
- d'instaurer un prix unique sur les marchés de gros français, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, notamment ceux du Sud aujourd'hui pénalisés par les écarts de prix entre les deux zones. À titre d'illustration, de 2010 à 2015, environ 1,4 Md€ auraient pu être économisés si le Sud avait pu être approvisionné au prix du nord de la France (PEG Nord) ;
- de diversifier l'approvisionnement en améliorant l'accès aux différentes sources de gaz.

Le 1^{er} novembre 2018, une place de marché unique en France sera créée, sous réserve de la réalisation dans les délais des investissements Val de Saône et Gascogne-Midi par GRTgaz et TIGF.

6.2. Un projet ambitieux, associant infrastructures et évolutions de l'offre

823 M€ d'investissements physiques

Les études de la CRE en 2013 et 2014 ont conclu à la nécessité, pour créer une place de marché unique en France, de lever la congestion Nord-Sud. Un schéma d'investissements, associant GRTgaz et TIGF, a été décidé à cet effet par la CRE dans sa délibération du 7 mai 2014⁽¹²⁾. Ce programme d'investissements conjoint de GRTgaz et TIGF inclut le renforcement des artères de Bourgogne, projet Val de Saône (GRTgaz), et de Gascogne-Midi (TIGF) ainsi que l'adaptation des stations de compression, pour un budget total de 823 M€.



GRTgaz
 Doublement de l'artère Val de Saône
 Rénovation de la station de la Bégude
 Adaptation des stations de Cruzy et Saint-Martin de Crau
 Budget total 671 M€

TIGF
 Renforcement de 60 km de canalisations
 Compression additionnelle à Lias (10 MW)
 Budget total 152 M€

(12) Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018

*Des évolutions contractuelles définies à l'automne 2017***- Le cadre tarifaire**

Dans le cadre des travaux sur le tarif ATRT6, la CRE a défini dès 2016 la structure générale des tarifs à la création de la place de marché unique. Avec un mouvement tarifaire unique au 1^{er} novembre 2018, il faudra prendre en compte le manque à gagner lié à la disparition de la liaison Nord-Sud ainsi que l'augmentation des charges de capital due à la mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi. Le niveau précis du mouvement tarifaire lié à la création de la zone unique sera fixé par la CRE dans la délibération fixant l'évolution annuelle au 1^{er} avril 2018, en fin 2017.

- Des évolutions à l'étude

Depuis 2016, des travaux sont engagés pour identifier les congestions résiduelles, déterminer des mécanismes pour les résoudre et mettre en place les évolutions de l'offre nécessaires à la réalisation de la fusion. L'année 2017 sera consacrée à :

- construire un modèle de réseau pour évaluer les risques d'occurrence de congestions résiduelles ;
- créer des outils de levée des congestions en faisant appel aux atouts des acteurs du marché ;
- évaluer précisément les coûts de ces outils et créer le système de recouvrement afférent ;
- préparer la mise en œuvre opérationnelle de la fusion, notamment définir le système d'alerte des congestions et les outils pour les gérer.

Durant l'été 2017, la CRE lancera une consultation publique pour étudier les orientations retenues et délibérer à l'automne 2017.

GARANTIR L'INDÉPENDANCE DES RÉSEAUX

Les gestionnaires de réseaux assurent des missions de service public au bénéfice des consommateurs qu'ils desservent. Ils ont la responsabilité de faire évoluer les réseaux qu'ils exploitent pour répondre aux défis de la transition énergétique et du développement de la concurrence, défis de plus en plus importants avec la suppression en 2016 des tarifs réglementés de vente (TRV) pour les secteurs industriels et professionnels.

Le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final leur impose notamment de respecter des règles d'indépendance vis-à-vis des autres activités (production ou fourniture) des entreprises verticalement intégrées d'électricité et de gaz naturel, notamment EDF et Engie. La CRE s'assure de l'indépendance des gestionnaires de réseaux vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de fourniture ou de production de gaz ou d'électricité au sein de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) à laquelle ils appartiennent. Sa vérification porte en particulier sur l'organisation interne des opérateurs, leurs règles de gouvernance, leur autonomie de fonctionnement. Bien comprendre et s'approprier le principe d'indépendance à tous les niveaux de l'entreprise et dans tous les domaines est, pour les gestionnaires de réseaux, l'enjeu fondamental d'une indépendance réelle et efficace.

Les opérateurs de réseaux doivent aussi respecter des obligations de non-discrimination. Leur appartenance à des groupes intégrés ne saurait les conduire à privilégier ces derniers au détriment de producteurs ou de fournisseurs alternatifs, au risque sinon de porter atteinte par exemple au développement de nouveaux moyens de production ou à l'exercice effectif du droit des consommateurs de choisir librement leur fournisseur. Ainsi, les utilisateurs doivent bénéficier de la qualité des services publics de gestion des réseaux, indépendamment du choix de leur fournisseur.

1. LA CRE CERTIFIE LES SOCIÉTÉS GESTIONNAIRES DES RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT

La séparation des activités de gestion des réseaux des activités de fourniture ou de production vise à éviter tout risque de discrimination entre les utilisateurs de ces réseaux et à garantir que les décisions d'investissement du gestionnaire de réseau ne dépendent pas des intérêts des entreprises de fourniture et de production.

La CRE a certifié, le 26 janvier 2012, la conformité de GRTgaz et RTE, suivant le modèle dit ITO (*Independent Transmission Operator*), à l'ensemble de leurs obligations en matière d'indépendance et d'autonomie de moyens et leur indépendance d'action vis-à-vis des activités de production et de fourniture.

En 2015 et 2016, GRTgaz et RTE ont pris les mesures nécessaires pour améliorer leur indépendance, respectant ainsi les conditions au vu desquelles le régulateur leur a initialement octroyé la certification.

1.1. La CRE maintient la certification de TIGF dans le cadre de l'entrée à son capital de Prédica

La CRE a certifié le 3 juillet 2014 que TIGF était conforme au modèle de séparation patrimoniale et à ses règles d'organisation énoncées par le code de l'énergie.

Le 11 mars 2015, TIGF a notifié à la CRE l'entrée de la société Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A (Predica) au capital de TIGF Holding, à hauteur de 10 %.

En application des dispositions de la directive 2009/73/CE et du code de l'énergie, la CRE a vérifié si cette modification de l'actionariat de TIGF Holding avait des conséquences sur le respect par TIGF des obligations découlant de sa certification.

Au terme de son analyse, elle a établi, dans sa délibération du 4 février 2016, que la modification de l'actionariat de TIGF Holding n'était pas susceptible de porter atteinte aux obligations d'indépendance prévues par le code de l'énergie et la directive 2009/73/CE. Elle a confirmé la certification de TIGF selon le modèle de la séparation patrimoniale.

La CRE a demandé aux groupes GIC et Crédit Agricole de lui notifier toute prise de participation de plus de 5 % dans une entreprise de production ou fourniture de gaz ou d'électricité en Europe et dans les pays qui possèdent une interconnexion électrique ou gazière avec l'Europe.

1.2. La CRE prendra une nouvelle décision de certification de RTE à la suite de l'ouverture de son capital

Par sa délibération du 26 janvier 2012, la CRE a certifié que RTE respectait les règles d'indépendance définies par le code de l'énergie pour un gestionnaire de réseau de transport appartenant à une EVI (modèle ITO).

En novembre 2016, le projet d'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances d'une partie du capital de RTE, jusqu'alors détenu exclusivement par la société EDF, a été présenté à la CRE.

Le changement de l'actionariat envisagé est de nature à nécessiter un nouvel examen de la certification de RTE. À cette occasion, la CRE sera notamment attentive à l'évolution de la gouvernance et au maintien de la capacité financière de l'opérateur à exercer ses missions dans les meilleures conditions de coût et de qualité pour les utilisateurs.

2. LA CRE PUBLIE SON 10^e RAPPORT SUR LE RESPECT DES CODES DE BONNE CONDUITE ET INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

Chaque gestionnaire de réseau doit adopter un code de bonne conduite décrivant les mesures d'organisation internes pour prévenir les risques de pratiques discriminatoires en matière d'accès des tiers au réseau. Ce code de bonne conduite détaille les principes que doivent appliquer les opérateurs en matière d'indépendance, de non-discrimination, d'objectivité, de transparence et de protection des informations commercialement sensibles (ICS). Les responsables de la conformité des gestionnaires de

réseaux, qui veillent tout au long de l'année au respect des règles d'indépendance et des engagements fixés dans leurs codes de bonne conduite, transmettent chaque année à la CRE leurs « rapports sur la mise en œuvre des codes de bonne conduite ».

“
La CRE réalise aussi, chez ces opérateurs, des audits sur l'application des principes du code de bonne conduite.

À partir de l'analyse de ces rapports, la CRE publie régulièrement son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

Elle réalise aussi, chez ces opérateurs, des audits sur l'application des principes du code de bonne conduite et suit la mise en œuvre effective des mesures annoncées par les gestionnaires de réseaux, notamment dans le plan d'actions que les opérateurs lui transmettent annuellement. Ces éléments sont complétés par les échanges réguliers avec les opérateurs.

La CRE a publié en février 2017 son 10^e rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) qui porte sur la période 2015-2016.

2.1. La CRE fait respecter la séparation des acteurs en électricité

Alertée sur l'existence de compteurs portant le logo d'EDF installés par le gestionnaire de réseau sur des millions de sites, la CRE a mené une très large enquête de septembre 2014 à décembre 2016 sur ce sujet. Une telle défaillance n'aurait pas été possible si Enedis avait été pleinement indépendant pour réaliser les achats de ces matériels.

Des mesures correctrices et des engagements forts ont été pris par EDF et Enedis pour y remédier. Les marquages EDF ont été occultés et le rôle d'Enedis dans le processus d'achat de matériels électriques et informatiques a été largement renforcé, mettant fin à une situation où les responsabilités respectives d'EDF et d'Enedis s'avéraient beaucoup trop intriquées pour considérer le gestionnaire de réseau suffisamment indépendant.

Au vu de ces mesures et dans le contexte de l'évolution importante que constitue le changement de marque et d'identité sociale d'ERDF en Enedis, le président de la CRE a décidé de clore l'enquête. Ayant constaté la défaillance des procédures d'alerte interne et de sensibilisation des employés au principe d'indépendance, il a toutefois demandé à Enedis de compléter ses mesures correctrices et de transmettre un plan d'actions à la CRE avant le 1^{er} juillet 2017.

Au regard de l'ampleur des pratiques révélées par cette enquête, la CRE reste particulièrement attentive à la mise en œuvre des engagements pris par Enedis et EDF et à la prise en compte des demandes qui leur ont été adressées par le président de la CRE.

2.2. La CRE et l'indépendance des acteurs dans le secteur du gaz

La CRE a constaté des pratiques de nature à mettre en cause le principe d'indépendance dans le domaine des ressources humaines de GRDF. En effet, le recrutement, la gestion et la rémunération de ses cadres dirigeants donnent parfois lieu à des interventions d'Engie. La CRE a demandé à GRDF et Engie de mettre fin à de telles pratiques.

2.3. La CRE a été saisie sur le sujet de l'évolution de structure des ELD

La CRE a analysé les modalités d'organisation des entreprises locales de distribution (ELD) pour vérifier qu'elles assurent au gestionnaire de réseau de distribution (GRD) une indépendance suffisante vis-à-vis des activités de production ou de fourniture du groupe intégré auquel elles appartiennent. Toutes les ELD où des insuffisances ont été constatées, ont engagé les transformations nécessaires pour se conformer aux dispositions du code de l'énergie en 2017 et 2018. La CRE veillera à la mise en œuvre de ces mesures nécessaires pour garantir leur indépendance.

Électricité de Strasbourg

L'organisation du Groupe Électricité de Strasbourg, où le GRD d'électricité est la maison-mère d'une société de fourniture d'électricité, conduit à une situation dans laquelle il a un intérêt économique lié aux résultats de sa filiale de fourniture.



La CRE vérifie les transformations engagées par les ELD pour se conformer au principe d'indépendance vis à vis de leur groupe.

Pour répondre aux demandes de la CRE, le conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg a validé en octobre 2015 la solution d'une double filialisation : pour l'activité du distributeur d'une part et pour celle du fournisseur d'autre part. Ce projet a été soumis pour approbation à l'Assemblée générale extraordinaire d'Électricité de Strasbourg en avril 2017. La filialisation du distributeur est effective depuis le 1^{er} mai 2017, avec effet rétroactif comptable et fiscal au 1^{er} janvier 2017. La marque du distributeur « Strasbourg Electricité Réseaux » ne porte plus à confusion avec la marque du fournisseur.

Gérédis-Deux-Sèvres

Depuis la création de Gérédis, GRD d'électricité, le personnel chargé de l'exploitation du réseau, de la relève des compteurs et des travaux sur le réseau restait employé par Séolis, entreprise intégrée historique sur la zone de desserte, également fournisseur d'électricité.

Dans son courrier du 7 novembre 2016, Gérédis a informé la CRE de la décision de SIEDS, autorité organisatrice du service public de l'électricité et actionnaire majoritaire de Séolis, de proposer à son comité syndical le transfert vers Gérédis de la direction Exploitation Réseaux et de la direction Travaux Réseaux et Postes Sources de Séolis dont les agents travaillent à 90 % de leur temps pour le compte du GRD. La date cible retenue est fixée au 1^{er} juillet 2017.

SRD

L'organisation de SRD, GRD d'électricité, était similaire à celle de Gérédis à sa création : les prestations techniques d'entretien et de maintenance du réseau étaient sous-traitées à Sorégies, fournisseur d'électricité historique sur la zone de desserte.

En novembre 2015, SRD a indiqué à la CRE vouloir privilégier la création d'un GRD disposant en propre de l'ensemble des ressources nécessaires à la gestion, à l'exploitation et au développement du réseau. Cette réorganisation conduirait à une augmentation des effectifs de SRD de 25 à 170 agents. Le syndicat Energies Vienne, autorité organisatrice du service public de l'électricité, a validé la reprise des prestations techniques d'exploitation du réseau par SRD. Conformément aux obligations du code de l'énergie, les statuts du futur GRD ont été approuvés en septembre 2016 par les organes de gouvernance de SRD. La nouvelle organisation de SRD est effective depuis le 1^{er} janvier 2017 avec le transfert des salariés concernés.

Régaz-Bordeaux

Régaz-Bordeaux, GRD de gaz naturel, est la maison-mère de Gaz de Bordeaux, fournisseur historique de gaz naturel sur le réseau de Régaz-Bordeaux, et de Néomix Méthanisation. Cette organisation conduit à une situation où le GRD a un intérêt économique lié aux résultats de ses filiales de fourniture de gaz naturel et de production de biométhane.

Régaz-Bordeaux a engagé une réflexion sur l'évolution de son organisation. Le schéma envisagé pour 2018 serait de créer une société *holding* détenant quatre filiales respectivement chargées de la distribution de gaz naturel, de la fourniture de gaz naturel, de la production de biométhane et de l'activité des réseaux de chaleur.

Réseau GDS

Réseau GDS, GRD de gaz naturel, est l'actionnaire majoritaire de la société Biogénère. Cette organisation conduit à une situation où le GRD a un intérêt économique lié aux résultats de sa filiale de production de biométhane.

Réseau GDS a engagé une réflexion sur l'évolution de son organisation, présentée en 2016 au conseil d'administration de Réseau GDS. Le schéma envisagé à ce stade serait de créer une société *holding* détenant deux filiales : l'une chargée de la distribution de gaz naturel, l'autre de l'activité de production de biométhane.

2.4. La CRE a demandé à GRTgaz de renforcer son indépendance vis-à-vis de sa maison mère concernant la recherche (CRIGEN)

Dans sa délibération du 25 mars 2015, la CRE a demandé à GRTgaz de lui présenter, au plus tard le 25 mars 2016, les solutions pour renforcer son indépendance vis-à-vis de sa maison-mère dans le domaine de la R&D.

En réponse à cette demande, GRTgaz a proposé un plan de rachat partiel d'environ un tiers des activités du centre recherche-développement (R&D) d'Engie, le CRIGEN, au 1^{er} janvier 2018.

La CRE considère que cet engagement permettra à GRTgaz de se conformer aux dispositions de l'article L. 111-18 du code de l'énergie, en limitant très fortement le recours à Engie pour les prestations de R&D.

3. LA CRE VEILLE À L'ABSENCE DE CONFUSION ENTRE LES MARQUES DES OPÉRATEURS RÉGULÉS ET CELLES DE LEURS MAISONS MÈRES

Exigence fondamentale, l'indépendance des gestionnaires de réseaux porte en particulier sur l'image donnée par ces sociétés. L'article L. 111-64 du code de l'énergie prévoit qu'aucune confusion ne doit exister entre la marque utilisée par un gestionnaire de réseau et celle utilisée par un fournisseur appartenant au même groupe. Cette obligation vise à éviter que le public n'associe, ou ne confonde, ces deux catégories d'acteurs qui, indépendamment l'un de l'autre, rendent des services différents.

3.1. ERDF est devenu Enedis

Depuis la création du gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité ERDF en 2008, la CRE avait constaté, à de nombreuses reprises, que l'identité sociale et le logo d'ERDF étaient excessivement proches de ceux d'EDF.

En application des articles L. 135-1 à L. 135-16 du code de l'énergie, la CRE a ouvert une enquête sur les pratiques susceptibles de porter atteinte aux dispositions du code de l'énergie relatives notamment à l'indépendance du gestionnaire de réseau. Les conclusions de cette enquête ont conduit le président de la CRE à saisir le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS), le 20 juillet 2015, d'une demande de sanctions à l'encontre d'EDF et d'ERDF. En conséquence, ERDF a changé son identité sociale, le sigle associé et sa marque pour devenir Enedis le 1^{er} juin 2016, supprimant ainsi toute confusion avec la marque du fournisseur historique EDF.

Logo du gestionnaire de réseau de distribution

ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU

Logo du fournisseur historique

EDF

Le gestionnaire de réseau a engagé le déploiement de sa nouvelle marque sur deux ans pour les vêtements de travail, les véhicules et tous les supports de communication tels que les publications et le site internet. La priorité est donnée aux outils de communication les plus visibles. Fin 2017, plus de 90 % des mises à jour seront effectives. Pour sensibiliser et mobiliser l'ensemble de ses salariés, Enedis a créé un outil de signalement des situations de confusion détectées lors du déploiement de la nouvelle marque.

De son côté, EDF a pris en compte l'ensemble de ce dispositif dans ses outils de communication et fait notamment explicitement référence à Enedis dans les nouvelles conditions générales de vente du tarif bleu. Ses factures font aussi mention d'Enedis à côté du numéro de dépannage.

Concernant les compteurs évolués Linky, l'ensemble des matériels produits, notamment les matériels de série installés depuis septembre 2015, ne comporte aucune marque ERDF.

3.2. La CRE demande la suppression de la marque Tarif Réglementé Gaz GDF SUEZ

En avril 2015, la maison mère de GRDF avait annoncé un changement de sa marque commerciale GDF SUEZ en ENGIE. Dans sa délibération du 23 juin 2015, la CRE a considéré que « le changement du nom de GDF SUEZ en ENGIE est de nature à résoudre la question de la confusion entre GRDF et sa maison-mère, fournisseur historique de gaz naturel ».

Toutefois, en septembre 2015, Engie a annoncé à la CRE qu'il utiliserait la marque Tarif Réglementé Gaz GDF SUEZ dans les supports de communication destinés aux clients particuliers au TRV pour leur permettre de distinguer les tarifs réglementés des offres de marché. La CRE considère que cette décision constitue un changement important mettant en cause les conclusions de sa délibération du 23 juin 2015.

Nouveau logo de GRDF

GRDF
GAZ RÉSEAU
DISTRIBUTION FRANCE

Marque utilisée par Engie pour ses clients au TRV

TARIF RÉGLEMENTÉ GAZ
GDF SUEZ

Cette nouvelle marque s'inscrit dans une stratégie de communication susceptible de recréer le risque de confusion qui avait été écarté avec l'apparition de la marque Engie. En effet, dans ses échanges avec ses clients au TRV, sur les factures notamment, Engie fait référence à la fois à GDF SUEZ et à GRDF. De plus, Engie a créé un onglet spécifique Tarif Réglementé Gaz GDF SUEZ sur son site internet.

La CRE considère que ces pratiques sont susceptibles de créer, ou d'entretenir, un risque de confusion de nature à porter atteinte aux dispositions de l'article L. 111-64 du code de l'énergie. À ce titre, elle a demandé à Engie de supprimer, d'ici le 30 juin 2018 au plus tard, toute référence à GDF SUEZ dans le cadre de la commercialisation des TRV et de leur mise en œuvre.

DATES CLÉS

2016 : ADOPTION DE TEXTES LÉGISLATIFS ET RÉGLEMENTAIRES RELATIFS AUX MÉCANISMES DE SOUTIEN ET D'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.

2 MISSIONS DANS LES ZNI : MARS 2016 EN GUYANE, OCTOBRE 2016 EN MARTINIQUE.

CHIFFRES CLÉS

8 MD€ : MONTANT DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE 2016.

6 APPELS D'OFFRES INSTRUITS POUR UNE PUISSANCE INSTALLÉE DE 373 MW.

8 AVIS RENDUS SUR DES PROJETS D'ARRÊTÉS ET 9 SUR DES PROJETS DE CAHIERS DES CHARGES.

MOTS CLÉS

SOUTIEN ET INTÉGRATION DES ENR
CROISSANCE VERTE
APPELS D'OFFRES
COÛTS DANS LES ZNI

La CRE participe à la mise en œuvre de la loi de transition énergétique pour la croissance verte 122

Les avis de la CRE s'imposent comme une étape déterminante dans la définition des mécanismes de soutien aux filières renouvelables 132

La CRE accompagne la transition énergétique des ZNI 142



LE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

La CRE concourt activement à la transition énergétique. Elle participe à la définition des textes qui encadrent les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. Elle instruit les appels d'offres qui sont désormais la principale voie de développement de ces filières, elle accompagne l'évolution du mix électrique et des habitudes de consommation dans les zones non interconnectées au réseau (ZNI). Elle évalue les charges de service public de l'énergie.

LA CRE PARTICIPE À LA MISE EN ŒUVRE DE LA LOI DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR LA CROISSANCE VERTE

L'année 2016 a été marquée par l'adoption de textes législatifs et réglementaires relatifs aux mécanismes de soutien et d'intégration des énergies renouvelables en métropole et dans les zones non interconnectées au réseau (ZNI).

Saisie pour avis sur ces évolutions, la CRE a cherché avant tout à : garantir l'efficacité des mécanismes de soutien pour en réduire les coûts, faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique, encourager les candidatures et simplifier les procédures.

1. LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE

Les charges de service public de l'énergie comprennent :

- pour l'électricité, les surcoûts liés aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées⁽¹⁾ (principalement surcoûts de production, de stockage et de maîtrise de la demande en électricité) et à l'application d'une tarification spéciale aux consommateurs en situation de précarité ;
- pour le gaz, les surcoûts résultant de l'obligation d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et de l'application d'une tarification spéciale aux clients en situation de précarité.

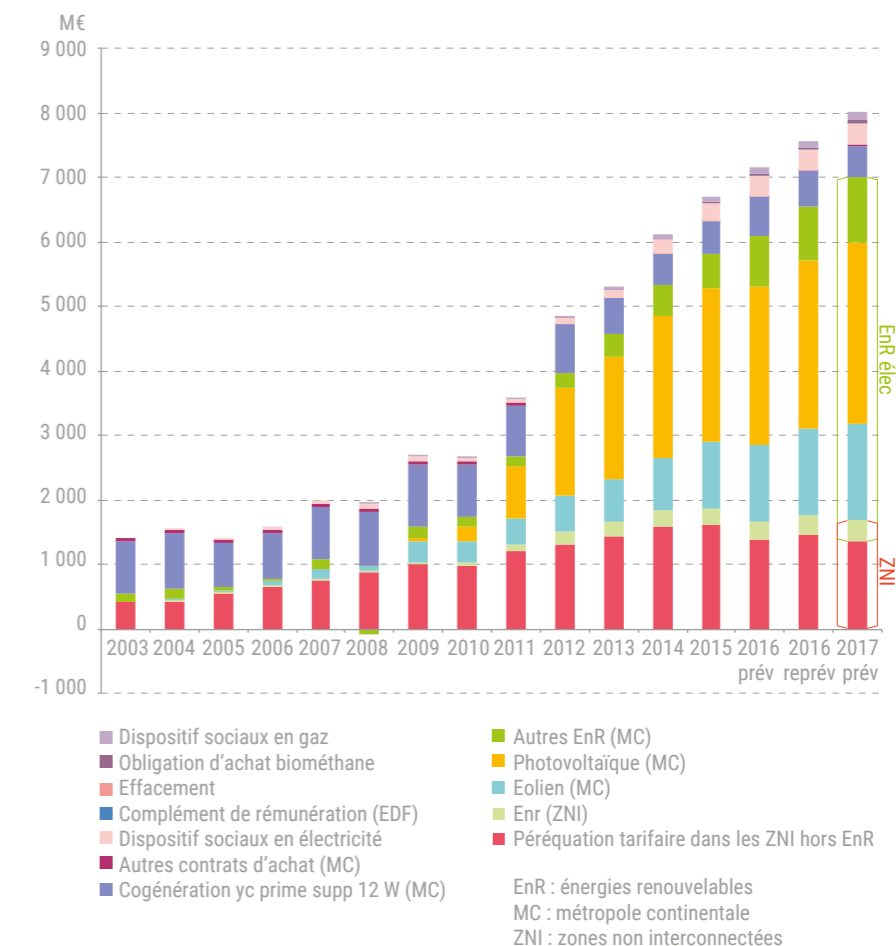
1.1. La croissance continue des charges de service public

Les charges de service public de l'énergie continuent d'augmenter à un rythme soutenu (cf. graphique 1). Leur montant prévisionnel s'élève à 8 Md€ pour 2017, soit 19 % de plus que le montant constaté en 2015 (6,7 Md€). Leur hausse résulte principalement de la poursuite du développement des filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables associée à une baisse des prix de marché de gros de l'électricité (une baisse de 1 €/MWh des prix de marché de gros se traduit par une hausse des surcoûts voisine de 50 M€) et de la croissance attendue du nombre de bénéficiaires des dispositifs sociaux en électricité et en gaz.

Cette hausse est en partie contrebalancée par la baisse des surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les ZNI due à la diminution des prix à terme sur le marché des matières premières, à l'anticipation dans certains territoires d'une hydraulité plus élevée qu'en 2015 et à un moindre recours aux moyens de production thermique. Ces variations de charges aboutissent à une hausse de près de 1,3 Md€ entre 2015 et 2017.

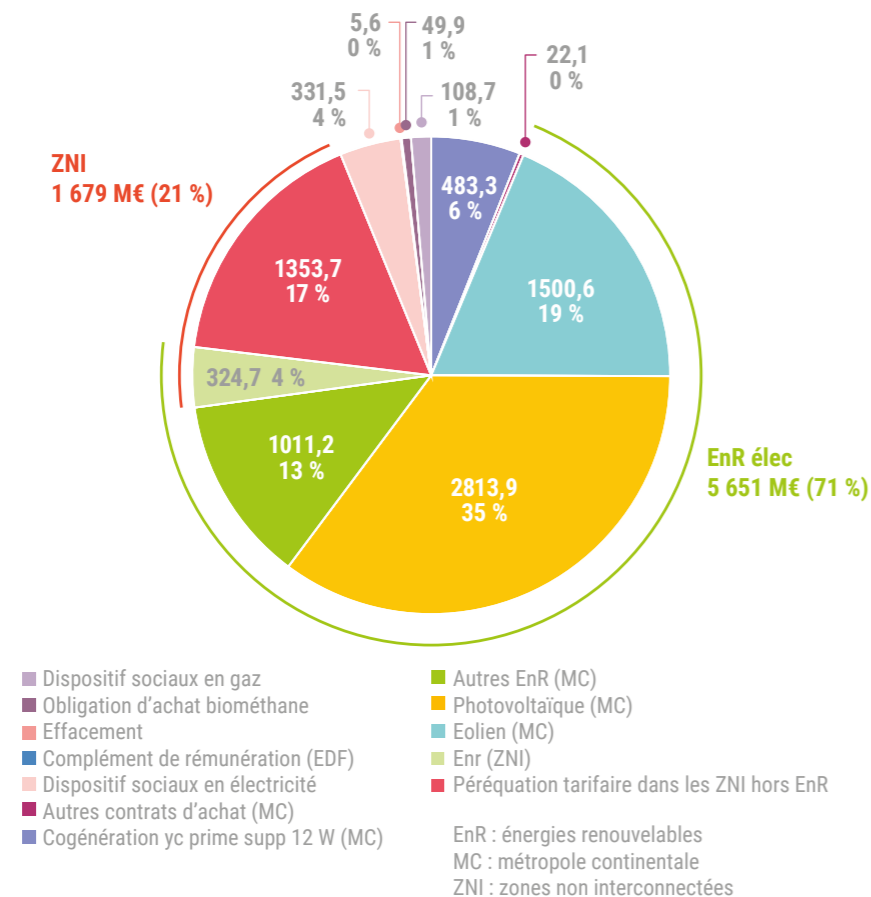
(1) Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis-et-Futuna et les îles bretonnes (Chausey, Molène, Ouessant, Sein)

Graphique 1 : Évolution annuelle des charges de service public de l'énergie



En 2017, le soutien aux énergies renouvelables est le principal poste des charges prévisionnelles de service public de l'énergie puisqu'il représente 71 % des charges (cf. graphique 2). Le second poste est la péréquation tarifaire dans les ZNI, hors soutien aux ENR, pour 17 % (21 % en prenant en compte les ENR). Viennent ensuite le soutien à la cogénération pour 6 %, les dispositifs sociaux pour 5 % et les charges liées aux contrats d'achat en métropole continentale hors ENR pour moins de 1 %.

Graphique 2 : Charges prévisionnelles de service public de l'énergie en 2017 (au total 8 Md€)



Face à la croissance de ces charges, la CRE porte une attention particulière au bon dimensionnement des mécanismes de soutien aux différentes filières d'énergie renouvelable.

1.2 . La mise en œuvre de la réforme du financement des charges de service public de l'énergie

Réforme de budgétisation des charges de service public de l'énergie

Pour la première fois, en 2016, la CRE a évalué les charges dans le nouveau cadre de financement. La loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 (LFR 2015) a, en effet, réformé la fiscalité énergétique, notamment le financement des charges de service public de l'électricité et du gaz. Ces charges, regroupées

sous la dénomination de charges de service public de l'énergie, sont intégrées au budget de l'État, où elles sont distinguées entre un compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » et un programme budgétaire « Service public de l'énergie » selon la répartition suivante :

- le CAS « Transition énergétique » regroupe les charges liées au soutien aux énergies renouvelables (en électricité et en gaz) et à l'effacement ainsi que le remboursement aux opérateurs du déficit de compensation de leurs charges de service public de l'électricité accumulé au 31 décembre 2015 ;
- le programme budgétaire « Service public de l'énergie » regroupe les charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors soutien aux ENR dans ces territoires au titre de l'obligation d'achat), au soutien à la cogénération et aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz ainsi que les frais de gestion de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC).

Le rôle de la CRE dans l'évaluation des charges de service public reste inchangé. Cependant, son évaluation distingue dorénavant, pour chaque opérateur, les charges relevant du CAS de celles relevant du budget.

La réforme de la fiscalité énergétique a également modifié le financement des charges en supprimant la CSPE, la CTSS et la contribution biométhane pour les consommations postérieures au 31 décembre 2015. Ces suppressions sont compensées par une redéfinition des taxes intérieures sur la consommation finale d'énergie. Cette

“
 La proposition de la CRE sur le montant des charges doit désormais être publiée avant le 15 juillet.

nouvelle budgétisation étant votée par le Parlement, la proposition de la CRE sur le montant des charges doit désormais être publiée avant le 15 juillet, au lieu du 15 octobre, pour s'insérer dans le calendrier budgétaire. L'exercice de contrôle et d'évaluation des charges par la CRE, qui commence au 31 mars, se trouve donc concentré sur une courte période et nécessite de mobiliser de nombreuses ressources, d'autant que l'évaluation

des charges s'est complexifiée. En effet, les charges de service public de l'énergie pour une année prennent désormais en compte une mise à jour des charges prévisionnelles.

De plus, la réforme s'est accompagnée de la mise en place d'un échéancier de remboursement de la dette d'EDF due au déficit de compensation des charges de service public de l'électricité accumulé jusqu'au 31 décembre 2015 qui s'élève à 5,7 Md€.

Ainsi, l'évaluation des charges de 2017, effectuée par la CRE en 2016, inclut les charges prévisionnelles au titre de 2017, la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2016, la régularisation des charges constatées en 2015, les frais financiers des opérateurs supportant des déficits ou des excédents de compensation des charges les années précédentes, le remboursement de la dette d'EDF, les frais de gestion de la CDC et les reliquats des années antérieures. Malgré le travail de la CRE de mise à jour de la prévision des charges pour 2016, celle-ci n'a pas été prise en compte par le gouvernement.

*Dispositions de la loi de finances pour 2017 relatives
au financement des charges de service public de l'énergie*

Depuis la réforme, quatre taxes financent les charges de service public de l'énergie : la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) renommée « contribution au service public de l'électricité » (CSPE), la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), la taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques (TICPE) et la taxe intérieure sur la consommation de charbon (TICC).

La loi des finances pour 2017 dispose que le CAS « Transition énergétique » est alimenté par la TICPE (39,8 %) et la TICC (9,1 %), faisant ainsi peser l'augmentation des charges de service public pour le soutien aux énergies renouvelables sur les énergies carbonées. Les parts restantes de la TICPE (60,2 %) et de la TICC (90,9 %) ainsi que la totalité de la CSPE et de la TICGN alimentent le programme « Service public de l'énergie » du budget général. Le montant de la CSPE est fixé à 22,5 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2016 et n'est pas modifié pour l'année 2017. Le montant de la TICGN est, quant à lui, en hausse, passant de 4,34 €/MWh à 5,88 €/MWh au 1^{er} janvier 2017.

Ces taxes sont recouvrées par les Douanes et reversées sur le CAS ou au budget général de l'État qui, en lien avec la CDC, assure les versements de compensation aux opérateurs supportant des charges. La CRE n'interviendra donc plus dans les opérations de recouvrement et de compensation des opérateurs dès que toutes les opérations relatives aux consommations antérieures au 31 décembre 2015 auront été soldées.

*Remboursements de la contribution au service public
de l'électricité traités par la CRE*

La CRE doit encore assurer les opérations liées à la CSPE avant la mise en place de la réforme de la fiscalité énergétique en décembre 2015, en particulier les mécanismes d'exonération partielle de la contribution au service public de l'électricité. Le plafonnement de la contribution totale acquittée par les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an à 0,5 % de leur valeur ajoutée est un de ces anciens mécanismes d'exonération. Le plafonnement prend la forme d'un remboursement accordé après le paiement de la contribution, une fois la valeur ajoutée définitivement établie.

En 2016, la CRE a traité 444 dossiers de remboursement dans le cadre de ce mécanisme d'exonération, au titre des années de 2011 à 2015, pour un montant total de près de 449 M€.

2. L'ORDONNANCE ÉNERGIES RENOUVELABLES

La CRE a été saisie pour avis, en mai 2016, d'un projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dite LTECV, habilitant le gouvernement à prendre toute mesure pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables. Très réservée sur ce texte, la CRE a rendu un avis défavorable et fait part au Parlement des modifications qu'elle proposait d'y apporter lors de son audition dans le cadre de la loi de ratification.

“

La CRE n'interviendra donc plus dans les opérations de recouvrement et de compensation des opérateurs dès que toutes les opérations relatives aux consommations antérieures au 31 décembre 2015 auront été soldées.

L'avis de la CRE a notamment porté sur :

- la valorisation des garanties d'origine issues de l'obligation d'achat justifiant du caractère renouvelable de l'électricité produite ;
- le principe de la prise en charge d'une partie des coûts de raccordement des installations renouvelables par les tarifs de réseau ;
- la priorité d'appel des installations renouvelables dans les ZNI.

2.1. Les modalités relatives aux garanties d'origine issues de l'obligation d'achat

Le projet d'ordonnance prévoyait d'interdire toute valorisation ou utilisation des garanties d'origine issues d'installations sous obligations d'achat. La CRE s'est prononcée contre cette interdiction pour deux raisons principales :

- la production sous contrat d'achat constituant, pour s'approvisionner en énergie renouvelable sur le marché français, la principale alternative à la production hydraulique détenue par EDF et Engie, la CRE considère que les dispositions du projet d'ordonnance auraient été de nature à supprimer toute possibilité pour les fournisseurs indépendants d'acquiescer des garanties d'origine, sauf à les importer de l'étranger, et de proposer des offres de fourniture « vertes » fondées sur celles-ci. Elles auraient donc eu pour effet de donner un avantage concurrentiel indu à EDF et à Engie ;
- de plus, dans la mesure où l'article R. 121-31 du code de l'énergie prévoit que la valorisation financière des garanties d'origine est déduite du montant de la compensation des charges de service public de l'énergie de l'acheteur obligé, les « modalités d'évaluation de cette valorisation financière [étant] fixées par arrêté du ministre en charge de l'énergie », ces dispositions auraient fait obstacle à une réduction de ces charges.

Le législateur a modifié le projet d'ordonnance dans le sens préconisé par la CRE. Un mécanisme d'enchères des garanties d'origines, organisées par l'État, a été créé, dont les recettes viennent en déduction des charges.

2.2. Le principe de prise en charge d'une partie des coûts de raccordement des installations renouvelables par le tarif d'utilisation des réseaux

Le projet d'ordonnance prévoyait de rétablir le principe de prise en charge d'une partie des coûts de raccordement des installations renouvelables par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, dit principe de réfaction. En dépit des réserves exprimées par la CRE, celui-ci a été maintenu par le législateur qui en a limité le niveau à 40 %.

Depuis lors, la CRE a été saisie pour avis du projet d'arrêté fixant les taux de réfaction applicables. Dans son avis du 13 avril 2017⁽²⁾ elle a identifié les deux risques qu'engendre la réfaction, *a fortiori* si des taux élevés sont définis : le développement de projets plus coûteux pour la collectivité et la nécessité de renforcer le réseau.

La CRE avait également relevé que la réfaction était superflue pour les installations sélectionnées à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, dans la mesure où

(2) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 avril 2017 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la prise en charge des coûts de raccordements au réseau public d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

ces procédures permettent d'internaliser, dans le prix de vente d'électricité proposé par les candidats, l'ensemble des coûts qu'ils supportent, notamment les coûts de raccordement.

Elle a donc recommandé de distinguer les taux de réfaction applicables selon le mécanisme de soutien envisagé, en le fixant à 0 % pour les installations soutenues par des procédures concurrentielles et à 20 % au plus pour les installations soutenues par un mécanisme en guichet ouvert. En outre, pour ne pas induire d'effets d'aubaine, la CRE a demandé une révision concomitante de l'ensemble des tarifs d'achat ou de complément de rémunération.

2.3. Dans les ZNI, la priorité d'appel des installations de production à partir de sources d'énergies renouvelables

L'ordonnance, ratifiée par la loi n° 2017-227 du 24 février 2017, introduit un principe de priorité d'appel dans les ZNI, zones non interconnectées, pour les installations de production à partir de sources d'énergies renouvelables. Dans son avis du 2 juin 2016⁽³⁾ sur le projet d'ordonnance, la CRE a relevé que ce dispositif permettait certes d'atteindre plus rapidement les objectifs liés à la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique des ZNI mais qu'il risquait, en contrepartie, d'entraîner une forte hausse des charges de service public de l'énergie.

De plus, la modification de l'ordre d'appel des installations pourrait conduire les prix des heures de pointe à devenir inférieurs aux prix des heures de faible consommation, alors que les moyens les plus chers continueraient d'être appelés pendant ces heures de pointe. Cette situation aurait pour conséquence d'inverser le signal tarifaire envoyé au consommateur et de modifier son comportement à l'inverse des objectifs de maîtrise de la consommation à la pointe.

La CRE a recommandé de réaliser une étude d'impact préalablement à la mise en œuvre du dispositif et d'étudier d'autres mesures susceptibles d'augmenter la part, dans le mix énergétique, des installations utilisant les énergies renouvelables. En particulier, un prix élevé du carbone permettrait d'atteindre cet objectif sans altérer la pertinence du signal tarifaire envoyé aux consommateurs.

Saisie du projet de décret fixant les conditions d'application de cette priorité d'appel, désormais codifiée à l'article L. 322-10-1 du code de l'énergie, la CRE, dans son avis du 16 mars 2017⁽⁴⁾, a regretté que l'étude d'impact qu'elle avait recommandée n'ait pas été menée, tout en accueillant favorablement les dispositions qui permettent au gestionnaire de réseau d'appeler les installations renouvelables en priorité en tenant compte de leurs spécificités techniques et de leur intérêt pour le système électrique. La CRE a également formulé deux recommandations pour éviter que la priorité d'appel ne contrevienne à l'objectif de baisse de l'intensité carbone du mix électrique des ZNI et qu'elle ne conduise à une sous-utilisation des barrages hydrauliques.

(3) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

(4) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 mars 2017 portant avis sur le projet de décret pris en application de l'article L. 322-10-1 du code de l'énergie introduit par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

3. LA RÉFORME DE LA PROCÉDURE DE MISE EN CONCURRENCE

La CRE a été saisie pour avis de deux décrets : l'un pour simplifier l'organisation des appels d'offres, l'autre pour introduire une nouvelle procédure, le dialogue concurrentiel, mieux adaptée aux spécificités de la filière éolienne en mer.

La CRE souligne depuis longtemps la pertinence d'organiser le soutien aux énergies renouvelables par des appels d'offres, sous réserve d'un niveau de concurrence satisfaisant. En effet, les tarifs d'achat, ou de complément de rémunération, créent généralement des effets d'aubaine dans la mesure où ils ne sont que rarement en mesure de refléter l'hétérogénéité des coûts des installations d'une même filière.

“
La CRE souligne depuis longtemps la pertinence d'organiser le soutien aux énergies renouvelables par des appels d'offres, sous réserve d'un niveau de concurrence satisfaisant.

En 2016, le recours aux appels d'offres s'est beaucoup accru et s'est étendu à des filières autres que la filière photovoltaïque où ils étaient jusqu'alors essentiellement cantonnés. Le volume d'offres à instruire a fortement augmenté. Dans la perspective d'une généralisation des appels d'offres, la CRE avait souligné

la nécessité d'en revoir la procédure afin de la rendre plus lisible pour les candidats et d'améliorer l'efficacité dans l'instruction de leurs dossiers. Elle a donc rendu un avis favorable le 3 février 2016 à un projet de décret allant dans ce sens.

La nouvelle procédure modifie les responsabilités : la CRE est désormais chargée de rendre un avis sur le projet de cahier des charges rédigé par les services du ministre de l'Énergie mais n'en propose plus la rédaction. Certaines simplifications ont été introduites, en particulier :

- la généralisation du dépôt des offres en ligne ;
- une instruction des dossiers limitée à ceux qui répondent intégralement aux critères du cahier des charges (la CRE a désormais la possibilité de ne pas poursuivre l'instruction de l'ensemble des pièces d'une offre si elle constate une non-conformité éliminatoire).

La CRE propose d'introduire de nouvelles améliorations pour susciter davantage de candidatures. Dans son avis sur la procédure de dialogue concurrentiel concernant l'appel d'offres pour le parc d'éolien offshore d'Oléron, elle a proposé de limiter le nombre de pièces exigées et recommandé d'allonger les délais impartis aux candidats pour déposer leur dossier de candidature entre les différentes étapes de la procédure.

4. LA PROCÉDURE DE DIALOGUE CONCURRENTIEL POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN MER

En 2011 et 2013, la construction et l'exploitation de six parcs éoliens en mer ont été attribuées dans la Manche (Le Tréport, Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc) et dans l'Atlantique (Saint-Nazaire et les Iles d'Yeu et de Noirmoutier).

Depuis 2016, les projets sont sélectionnés sur les fondements d'une nouvelle procédure, dite de dialogue concurrentiel, qui instaure une phase de concertation entre les candidats présélectionnés et les services de l'État pour établir le cahier des charges définitif de l'appel d'offres. Organisés dans le cadre d'un processus réglementaire transparent et non discriminatoire, les échanges ont vocation à faciliter la prise en

compte des spécificités de la filière éolienne en mer, en particulier sa dimension fortement capitalistique et ses risques⁽⁵⁾, et à en réduire les coûts de développement.

La procédure comporte trois étapes :

- une première phase de présélection des candidatures sur des critères techniques et financiers ;
- une deuxième phase de dialogue entre l'État et les candidats présélectionnés, pour élaborer le cahier des charges ;
- une phase de remise des offres suivie de leur instruction en vue de désigner le lauréat.

Saisie pour avis, la CRE a considéré que cette procédure ne permettait d'atteindre que partiellement les objectifs de réduction des coûts et d'accroissement de l'intensité concurrentielle. Elle rappelle, à cet égard, que seuls trois industriels avaient effectivement répondu aux premiers appels d'offres, l'un d'entre eux ayant remporté une très large majorité des projets. Pour améliorer le dispositif, la CRE a proposé :

- de mettre des études géotechniques, sur la vitesse du vent ou la qualité des sols, à la disposition des candidats ;
- de réaliser, en préalable au lancement de toute procédure de dialogue concurrentiel, une concertation avec l'ensemble des acteurs pour identifier les modifications d'ordre législatif ou réglementaire nécessaires à un développement effectif et efficace de la filière dans les meilleures conditions.

Un premier dialogue concurrentiel a été lancé le 16 décembre 2016 pour la construction et l'exploitation d'un parc éolien en mer au large de Dunkerque. Après avoir rendu un avis sur le document de consultation pour la sélection des candidats participant au dialogue, la CRE a instruit les candidatures. Les sociétés ou groupements de sociétés retenus ont été invités à participer au dialogue au deuxième trimestre 2017.

La CRE a été saisie pour avis d'un document de consultation similaire pour la sélection de candidats participant au dialogue pour la construction et l'exploitation d'un parc éolien en mer au large d'Oléron.

5. LE DÉCRET CONTRÔLE

Le bénéfice des mécanismes de soutien à une installation de production renouvelable est fréquemment conditionné au respect de prescriptions techniques ou environnementales. Il n'existait toutefois aucun dispositif réglementaire de contrôle des installations sous obligation d'achat alors que les enjeux financiers sont devenus considérables : les charges relatives à l'obligation d'achat sont estimées à 5,3 Md€ pour l'année 2016 en métropole continentale. Sur les charges de service public, la CRE demande l'instauration de contrôles des installations sous obligation d'achat. Elle sera désormais vigilante à leur mise en œuvre.

Des possibilités de fraude ont été identifiées notamment pour la filière photovoltaïque : dans sa délibération relative à la CSPE pour 2013, la CRE relevait que « 98,5 % des contrats présentés bénéficient d'une prime d'intégration au bâti qui permet d'obtenir un tarif plus avantageux allant jusqu'à 580 €/MWh contre 420 €/MWh en intégration

simplifiée au bâti. Compte-tenu des exigences de l'intégration au bâti, il ne peut être exclu qu'une partie de ces contrats présente un caractère frauduleux. Une simple attestation sur l'honneur suffit en effet pour bénéficier de la prime d'intégration au bâti. Dans la mesure où la durée des contrats d'achat est de vingt ans, cette fraude, si elle est avérée, devra être corrigée au plus vite et éventuellement sanctionnée. »

La CRE a été saisie pour avis d'un projet de décret relatif aux modalités de contrôle et de sanction des installations de production d'électricité bénéficiant de l'obligation d'achat. Le 29 septembre 2016, elle a rendu un avis favorable à ce projet qui prenait en compte ses recommandations. Les installations seront désormais systématiquement contrôlées avant la prise d'effet du contrat d'achat ou de complément de rémunération, dont l'octroi sera conditionné à la délivrance d'une attestation de conformité par un organisme agréé. Elles pourront également faire l'objet de contrôles aléatoires pendant la durée du contrat. En cas de défaut, le contrat pourra être suspendu ou résilié.

La CRE peut transmettre au ministre de l'Énergie la liste des cas pour lesquels elle estime qu'un contrôle *in situ* serait nécessaire. Pour les identifier, elle se base sur les anomalies issues de l'analyse des charges de service public. Elle doit également signaler les situations qui exigeraient qu'une sanction soit prononcée, lorsque les producteurs n'ont pas satisfait leur obligation de transmission des données relatives aux coûts et recettes de leur installation.

(5) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2016 portant avis sur le projet de décret relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité

LES AVIS DE LA CRE S'IMPOSENT COMME UNE ÉTAPE DÉTERMINANTE DANS LA DÉFINITION DES MÉCANISMES DE SOUTIEN AUX FILIÈRES RENOUVELABLES

L'année 2016 a vu la mise en œuvre du complément de rémunération et la généralisation des appels d'offres à de nombreuses filières. La CRE a contribué à cette importante réforme des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, en rendant un avis sur huit projets d'arrêtés tarifaires et sur neuf cahiers des charges de procédures de mises en concurrence. En outre, elle a instruit six appels d'offres qui devraient permettre le développement de nouvelles capacités de production utilisant les énergies renouvelables, pour une puissance installée de 373 MW.

Avis de la CRE		
Filière	Projets d'arrêtés tarifaires	Projets de cahier des charges de procédures de mises en concurrence (appels d'offres)
Solaire	- Installations sur bâtiment en métropole continentale - Installations sur bâtiment en ZNI	- Installations au sol (3 GWc) - Installations sur bâtiment (1,4 GWc) - Installations avec stockage en ZNI (50 MWc)
Bioénergie	- Installations de cogénération - Installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles - Installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux - Installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute - Installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par traitement thermique de déchets ménagers ou assimilés	- Installations de cogénération à partir de biomasse (180 MWe) - Installations de cogénération à partir de biomasse en remplacement d'installations de cogénération à partir de gaz naturel (40 MWe) - Installations de cogénération avec incorporation progressive de biogaz (650 MWe)
Eolien	- Installations utilisant l'énergie mécanique du vent - Installations utilisant l'énergie mécanique du vent de six aérogénérateurs au maximum	- Installations utilisant l'énergie mécanique du vent, implantées à terre (3 GW) - Éoliennes en mer au large de Dunkerque (250 - 750 MW)
Hydraulique	- Installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement	- Installations hydroélectriques (55 MW)
Auto-consommation		- Installations situées en France métropolitaine (40 MW) - Installations situées dans les ZNI (20 MW)

1. DES MÉCANISMES DE SOUTIEN RÉFORMÉS POUR LA QUASI-TOTALITÉ DES FILIÈRES À LA SUITE DES NOUVELLES LIGNES DIRECTRICES DE LA COMMISSION EUROPÉENNE SUR LES AIDES D'ÉTAT À L'ENVIRONNEMENT ET À L'ÉNERGIE

Les lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État liées à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ont été publiées le 28 juin 2014. Elles définissent les critères à partir desquels la Commission européenne évalue la compatibilité avec le marché intérieur des mécanismes de soutien à la production d'électricité institués par les États membres.

Pour améliorer l'intégration de la production issue des énergies renouvelables au marché de gros de l'électricité, elles imposent en particulier d'organiser, à partir du 1^{er} janvier 2016, le soutien aux installations de puissance supérieure à 500 kW sur la base d'une prime s'ajoutant au prix de vente de l'électricité. Elles imposent, en outre, à partir du 1^{er} janvier 2017, de désigner, à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, les installations de puissance supérieure à 1 MW bénéficiant d'un soutien public. À titre dérogatoire, pour les éoliennes, les seuils sont respectivement fixés à 3 MW ou trois éoliennes et 6 MW ou six éoliennes.

En conséquence, le gouvernement français a adapté les dispositifs de soutien à la production d'électricité, d'une part en instaurant le complément de rémunération, d'autre part en élargissant le périmètre des appels d'offres.

La CRE a ainsi été amenée à rendre huit avis sur des projets d'arrêtés et neuf sur des projets de cahiers des charges.

2. LES EXPERTISES DE LA CRE SUR LES MÉCANISMES DE SOUTIEN

La loi dispose que, pour les dispositifs de soutien en guichet ouvert, le tarif d'achat ou de complément de rémunération ne peut conduire à une rémunération totale des capitaux immobilisés excédant un niveau raisonnable. Ainsi, pour formuler un avis sur le niveau du soutien envisagé pour les installations en guichet ouvert, la CRE doit, dans un premier temps, définir le taux de rentabilité raisonnable au regard des capitaux investis avant de

le comparer à son estimation de la rentabilité induite par le dispositif proposé. Pour y parvenir, elle a mené plusieurs audits⁽⁶⁾.

Pour permettre à la puissance publique de disposer d'informations plus précises, l'article R. 314-14 du code de l'énergie oblige dorénavant les producteurs d'installations de puissance supérieure à 100 kW à transmettre annuellement leurs coûts et recettes à la CRE. Ils doivent aussi tenir à sa disposition les justificatifs comptables correspondants. Pour les installations

de puissance inférieure, ces mêmes informations sont exigibles sur simple demande de la CRE. Cette obligation est couplée avec le dispositif de contrôle et de sanction instauré par le décret contrôle évoqué précédemment. Dans ce contexte, la CRE travaille à la création d'une plateforme dématérialisée destinée à recevoir les déclarations des 10 000 installations de plus de 100 kW actuellement en service. Elle envisage, en outre, d'engager une série d'audits sur certaines filières avant fin 2017.

“ LA CRE travaille à la création d'une plateforme dématérialisée destinée à recevoir les déclarations des 10 000 installations de plus de 100 kW actuellement en service. ”

(6) Rapport de la CRE d'avril 2014 sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine

La CRE considère que les procédures de mises en concurrence constituent un mécanisme de soutien plus performant pour les filières industriellement matures, sous réserve d'un niveau de concurrence satisfaisant. Dans ses avis sur les cahiers des charges, elle vérifie donc l'adéquation entre le niveau de puissance, ou le nombre de projets recherchés, et les conditions de concurrence. En métropole, elle est favorable à la généralisation des appels d'offres pour la plupart des filières matures.

À l'inverse, dans les ZNI, elle considère que les appels d'offres ne sont efficaces que pour les installations photovoltaïques. Pour les autres filières, en l'absence d'une concurrence suffisante, elle estime que les contrats de gré à gré constituent le meilleur dispositif de soutien, puisque les porteurs de projet doivent transmettre à la CRE un plan d'affaires et justifier l'intégralité des coûts exposés. Pour ces territoires, la CRE porte aussi une attention particulière à l'adaptation des caractéristiques des projets retenus aux spécificités techniques de chaque système électrique et aux orientations politiques définies ou en cours de définition dans les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE).

3. L'ACTIVITÉ PAR FILIÈRE

3.1. Le photovoltaïque

Métropole continentale

La CRE a rendu un avis sur l'arrêté tarifaire qui organise le soutien aux installations photovoltaïques de puissance inférieure à 100 kWc et qui instaure des dispositions spécifiques aux installations en autoconsommation.

Pour l'autoconsommation, la CRE a recommandé la suppression du dispositif envisagé. Elle souligne en effet que la pertinence du soutien doit s'analyser au regard des gains qu'elle engendre effectivement pour la collectivité, et ne pas créer d'effet d'aubaine. De plus, elle considère que, dans la mesure où le mécanisme de l'obligation d'achat ne prend pas en compte la diversité des situations, très importante dans le cas de l'autoconsommation, le respect du critère de rémunération raisonnable ne saurait être garanti.

Pour les installations qui vendent leur électricité en totalité, la CRE est favorable à la création d'un cadre pluriannuel fixé dans les appels d'offres, afin d'apporter à la filière la visibilité industrielle indispensable à l'optimisation des coûts dans la durée.

Pour l'appel d'offres portant sur les installations en autoconsommation, les réserves de la CRE concernaient les modalités de rémunération, qui ne permettent pas de prendre en compte la totalité des économies de facture.

Zones non interconnectées

Dans les ZNI, les installations photovoltaïques de petite puissance bénéficiaient, ces dernières années, de modalités de soutien identiques à celles de la métropole.

Le 9 mars 2017, la CRE a rendu un avis⁽⁷⁾ sur un projet d'arrêté qui fixe des conditions d'achat différenciées pour la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Réunion, la Martinique et Mayotte. Ces dispositions visent à atteindre les objectifs de politique énergétique définis dans le cadre des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE). L'arrêté tarifaire crée en outre un mécanisme de compensation des déconnexions réalisées par le gestionnaire de réseau lorsque l'électricité d'origine renouvelable intermittente excède le seuil des 30 %. Cette disposition, que la CRE avait recommandée, permet de supprimer le risque que l'évolution du nombre d'heures de déconnexion pouvait représenter pour la rentabilité des installations, tout au long de leur durée de vie.

Pour le niveau du tarif proposé, la CRE a émis un avis défavorable en raison de rentabilités insuffisantes pour les installations de plus petite puissance et excessives pour les autres.

Un appel d'offres a également été lancé pour les installations photovoltaïques avec stockage. La CRE a émis un avis défavorable en raison de l'inadaptation des modalités relatives au stockage, qui ne prévoient pas de participation au réglage de réserve, et d'une absence d'allotissement par territoire, et ne permet pas de prendre en compte les objectifs de politique énergétique et les spécificités techniques de chacun des systèmes électriques.

Plus généralement, la CRE considère que les régimes de soutien à la filière photovoltaïque et au stockage gagneraient à être dissociés pour favoriser, d'une part l'émergence de dispositifs de stockage mutualisés pilotés par le GRD, d'autre part le développement d'installations photovoltaïques standardisées permettant de fournir un meilleur service au système électrique à moindre coût.

3.2. L'éolien terrestre

L'arrêté du 13 décembre 2016, sur lequel la CRE a rendu un avis le 3 novembre 2016⁽⁸⁾, a introduit le dispositif du complément de rémunération pour la filière éolien terrestre. La CRE a été saisie en décembre 2016 d'un arrêté fixant les conditions du complément de rémunération pour les petites installations d'au plus six éoliennes et, en février 2017, du projet de cahier des charges d'un appel d'offres pour les installations d'au moins six éoliennes. Elle a rendu un avis défavorable sur le projet d'arrêté⁽⁹⁾ et favorable au projet de cahier des charges, en recommandant notamment :

- de réserver le bénéfice du guichet ouvert aux installations inférieure à 6 MW ;
- d'étendre le périmètre de l'appel d'offres, y compris aux extensions d'installations existantes ;
- d'instaurer un plafonnement annuel de la rémunération pour limiter la rentabilité des installations bénéficiant des meilleures conditions de vent ;
- de définir la consistance des investissements ouvrant droit au bénéfice d'un contrat au titre de l'arrêté.

(7) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête inférieure ou égale à 100 kilowatts et situées en Corse, à la Guadeloupe, en Guyane, à la Martinique, à Mayotte et à La Réunion

(8) Délibération de la CRE du 3 novembre 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent

(9) Délibération de la CRE du 23 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de six aérogénérateurs au maximum

3.3. Le biogaz

Les installations de méthanisation, de stockage de déchets non dangereux (ISDND) et les stations d'épuration (STEP) ont fait l'objet de trois projets d'arrêté soumis pour avis à la CRE au cours de l'année 2016^{(10)/(11)/(12)}.

Les projets d'arrêtés sur les ISDND et les STEP prévoient un contrat d'achat pour les installations de puissance inférieure à 500 kW et un contrat de complément de rémunération pour les installations de puissance supérieure. L'arrêté sur les ISDND prévoit que celles qui ont déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien peuvent bénéficier d'un nouveau contrat avec un niveau de soutien adapté.

La filière méthanisation a fait l'objet d'analyses approfondies de la CRE en 2016. Les données des producteurs suggéraient en effet que le niveau du tarif proposé induisait une rentabilité excessive des capitaux investis. Avec l'appui des syndicats représentatifs de la profession, la CRE a obtenu des informations techniques et économiques sur 54 installations de méthanisation qu'elle a vérifiées sur pièces. Ces nouveaux éléments ont confirmé la diversité des coûts de la filière et la pertinence d'organiser son développement par des appels d'offres à dimension territoriale afin d'allouer un niveau de soutien adapté à chaque installation. La CRE a en outre recommandé de porter une attention particulière à l'articulation entre l'arrêté tarifaire et les autres mécanismes de subvention applicables, afin d'éviter les rentabilités excessives.

L'arrêté publié le 13 décembre 2016 autorise les installations de puissance inférieure à 500 kW à bénéficier d'un contrat d'achat. Pour les installations de puissance supérieure, un appel d'offres a été lancé le 17 février 2016 pour trois périodes de candidature réparties sur trois ans. Il impose des prescriptions particulières sur les approvisionnements utilisés et stipule que les installations ne doivent pas engendrer de conflits d'usage avec d'autres candidats ou avec des usages préexistants. Les offres sont notées sur le tarif de référence proposé et augmentées si le candidat s'engage à respecter des seuils plus restrictifs que la réglementation en vigueur s'agissant de la qualité de l'air. Les lauréats de la première période de l'appel d'offres ont été désignés le 21 mars 2017. Ils bénéficieront d'un contrat de complément de rémunération. La date limite de candidature pour la deuxième période est fixée au 1^{er} septembre 2017.

La CRE a également rendu un avis⁽¹³⁾ sur un projet d'arrêté allongeant de 15 à 20 ans⁽¹⁴⁾ la durée des contrats d'achat des installations de méthanisation existantes. À partir des données obtenues en collaboration avec les syndicats représentatifs de la filière,

“

La CRE a recommandé de porter une attention particulière à l'articulation entre l'arrêté tarifaire et les autres mécanismes de subvention applicables pour éviter les rentabilités excessives.

(10) Délibération de la CRE du 10 février 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles

(11) Délibération de la CRE du 18 février 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux

(12) Délibération de la CRE du 27 juillet 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute

(13) Délibération de la CRE du 8 juillet 2016 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

(14) Délibération de la CRE du 3 septembre 2015 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

la CRE a constaté que les installations existantes présentaient des rentabilités très variées et que cette mesure engendrerait un effet d'aubaine important pour près de la moitié d'entre elles, sans remédier aux situations les plus difficiles. Elle a donc recommandé un allongement sous condition de la durée du contrat ou le recours à des mesures de financement ciblées. Cette recommandation n'a pas été prise en compte et l'arrêté publié le 24 février 2017 autorise la signature d'un avenant pour allonger la durée des contrats, avec une limite sur la durée annuelle de fonctionnement durant les cinq dernières années.

3.4. La cogénération au gaz naturel et au bois-énergie

Cogénération au gaz naturel

La CRE a rendu un avis le 10 mars 2016⁽¹⁵⁾ sur l'arrêté du 3 novembre 2016. Celui-ci autorise les installations de puissance inférieure à 300 kW à bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat et celles de puissance comprise entre 300 kW et 1 MW à bénéficier d'un contrat de complément de rémunération. La CRE a notamment estimé que la prime ne devait pas être calculée uniquement en fonction des prix *spot* mais se référer aussi aux prix de marché à terme de l'électricité pour refléter les possibilités de valorisation de l'électricité d'installations supposées produire en base pendant l'hiver.

La CRE a émis deux avis sur des appels d'offres impliquant les installations existantes de cogénération au gaz d'une puissance supérieure à 12 MW bénéficiant d'un mécanisme de soutien particulier jusqu'à fin 2016.

Un premier appel d'offres porte sur la création d'installations de cogénération alimentées par de la biomasse en remplacement d'une installation de cogénération au gaz⁽¹⁶⁾. Dans son avis du 29 septembre 2016⁽¹⁷⁾, la CRE a émis des doutes sur la pertinence d'une prime transitoire supplémentaire accordée aux installations de cogénération alimentées au gaz et a notamment recommandé :

- que le complément de rémunération versé aux installations gaz et biomasse soit calculé *ex post* et qu'il prenne en compte les autres rémunérations dont elles peuvent bénéficier, notamment le mécanisme de capacité ;
- que le niveau de la prime versée à l'installation gaz soit diminué, ou plafonné annuellement, pour que la rémunération versée aux installations de cogénération alimentées au gaz ne soit pas significativement supérieure à celle versée dans le cadre du dispositif actuellement en vigueur et qu'il ne couvre, au maximum, que l'écart entre les coûts d'exploitation et les revenus de l'installation.

Un deuxième appel d'offres porte sur le maintien en activité d'installations de cogénération de puissance supérieure à 12 MW, sous condition d'y incorporer progressivement du biogaz. Dans son avis du 25 janvier 2017⁽¹⁸⁾, la CRE a considéré que ces installations amorties ayant déjà bénéficié de mécanismes de soutien n'ont en

(15) Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération

(16) <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appel-d-offres-porte-sur-la-realisation-et-l-exploitation-de-nouvelles-installations-de-cogeneration-d-electricite-et-de-chaaleur-a-partir-de-biomasse-situees-en-france-metropolitaine-continenteale>

(17) Délibération de la CRE du 29 septembre 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de cogénération d'électricité et de chaleur alimentées par de la biomasse, en remplacement d'installations de cogénération d'électricité et de chaleur alimentées par du gaz naturel

(18) Délibération de la CRE du 25 janvier 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur le maintien en activité d'installations de cogénération d'électricité et de chaleur alimentées par du gaz naturel et l'incorporation progressive de biogaz dans ces installations

principe plus vocation à en bénéficier, sauf dans les cas où le dispositif permettrait de maintenir en fonctionnement des installations existantes plutôt que d'en construire de nouvelles, et à la condition que la subvention soit proportionnée à l'écart entre les coûts d'exploitation et les revenus de l'installation. En conséquence, elle a recommandé que :

- le niveau du tarif de référence de chaque producteur lauréat puisse être ajusté chaque année, à l'issue d'un audit, en fonction de l'évolution des coûts d'exploitation de l'installation, dans la limite de la valeur indiquée par le candidat dans son offre ;
- le complément de rémunération soit défini ex post ;
- les revenus du marché de capacité en soient retranchés.

Cogénération au bois-énergie

Le décret n°2016-691 du 28 mai 2016 a retiré les installations de production d'électricité à partir de bois énergie de la liste de celles pouvant bénéficier d'un contrat en application d'un arrêté. Depuis 2003, l'appel d'offres constituait le véhicule principal. Depuis 2016, l'appel d'offres est désormais le seul dispositif applicable au soutien à ces installations.

Un appel d'offres a été lancé le 17 février 2016 pour trois périodes de candidature réparties sur trois ans. Il impose des prescriptions particulières sur les approvisionnements utilisés et stipule que les installations ne doivent pas engendrer de conflits d'usage avec d'autres candidats ou avec des usages préexistants. Les offres sont notées sur le tarif de référence proposé et augmentées si le candidat s'engage à respecter des seuils plus restrictifs que la réglementation en vigueur s'agissant de la qualité de l'air ou à utiliser la chaleur fatale issue des fumées. Cet appel d'offres concerne les nouvelles installations ainsi que les augmentations de puissance d'installations existantes.

Les lauréats de la première période de l'appel d'offres ont été désignés le 21 mars 2017 et bénéficieront d'un contrat de complément de rémunération. La date limite de candidature pour la deuxième période est fixée au 1^{er} septembre 2017.

3.5. Le bilan des appels d'offres lancés en 2016

En 2016, neuf appels d'offres ont été lancés dans cinq filières renouvelables distinctes. Au-delà des recommandations sur la procédure commune à tous les appels d'offres mentionnées précédemment, la CRE a émis des avis spécifiques sur les projets de cahier des charges, permettant d'assurer l'efficacité de chaque appel d'offres en termes de concurrence et de mise en œuvre.

Parmi ces neuf appels d'offres, quatre portent sur plusieurs périodes. La synthèse des principales caractéristiques de ces appels d'offres est reprise dans le tableau ci-dessous :

	Filière	Type d'installations	Puissance cumulée appelée (pour toutes les périodes le cas échéant)	Nombre de périodes
1	Biomasse	Production d'électricité à partir de biomasse	180 MWe	3
2	Hydraulique	Hydroélectriques	+55 MW*	1
3	Autoconsommation	Production d'électricité en autoconsommation en métropole	40 MW	2
4	Solaire	Centrales solaires au sol	3 000 MWc	9
5	Solaire	Centrales solaires sur bâtiments, serres et hangars agricoles, et ombrières de parking	1 350 MWc	6
6	Biomasse	Cogénérations d'électricité et de chaleur alimentées par de la biomasse en remplacement d'installations de cogénération	40 MWe	1
7	Autoconsommation	Production d'électricité en autoconsommation dans les ZNI	20 MW	1
8	Solaire	Centrales solaires dans les ZNI, équipées de dispositifs de stockage	50 MWc	1
9	Éolien	Dialogue concurrentiel pour des éoliennes en mer au large de Dunkerque	250-750 MW	1

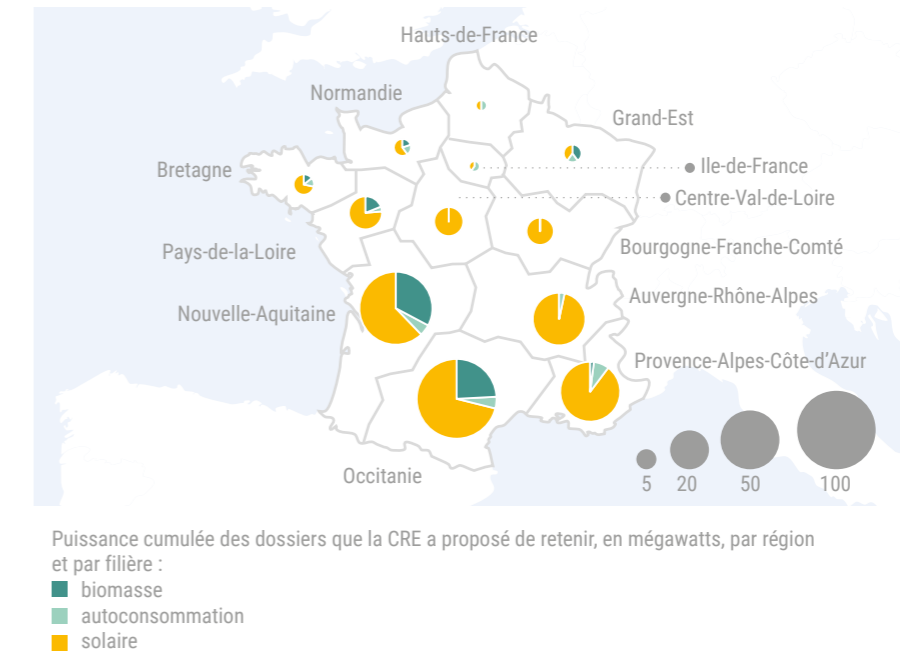
* Le troisième lot définit un nombre de projets recherchés plutôt que la puissance

4. LES APPELS D'OFFRES INSTRUITS EN 2016

En 2016, les services de la CRE ont instruit quatre appels d'offres pour lesquels 1 621 dossiers ont été étudiés. La puissance cumulée des dossiers que la CRE a proposés au ministre de l'Énergie de retenir à l'issue de ces instructions est de 373 MW. Le montant estimé des charges de service public induites par ces projets sur la durée totale des contrats d'exploitation s'élève à près d'1,5 Md€.

Appels d'offres		Fin de la période de candidature	Date de la délibération de l'instruction	Dossiers reçus (hors doublons identifiés)	Dossiers instruits	Puissance cumulée des dossiers que la CRE a proposé de retenir (en MW)	Charges CSPE générées (en M€)
Biomasse	1 ^{ère} période	22/08/2016	03/11/2016	41	41	60	685
Auto-consommation en métropole	1 ^{ère} période	30/09/2016	03/11/2016	249	81	21	10
Photovoltaïque sur bâtiment en métropole	1 ^{ère} période	21/09/2015	24/02/2016	633	375	80	170
	2 ^e période	21/05/2016	23/06/2016	712	444	80	163
	3 ^e période	21/07/2016	21/09/2016	760	463	80	156
Solaire avec stockage dans les ZNI		20/11/2015	11/05/2016	217	217	52	309
Total				2 612	1 621	373	1 493

Pour les appels d'offres portant sur des installations situées en France métropolitaine continentale, la répartition par région de la puissance cumulée des dossiers que la CRE a proposé de retenir en 2016 atteste que les quatre régions du Sud ont été les plus représentées avec près d'un tiers de la puissance cumulée totale en Occitanie, un quart en Nouvelle-Aquitaine, 15 % en Provence-Alpes-Côte d'Azur et 9 % en Auvergne-Rhône-Alpes.

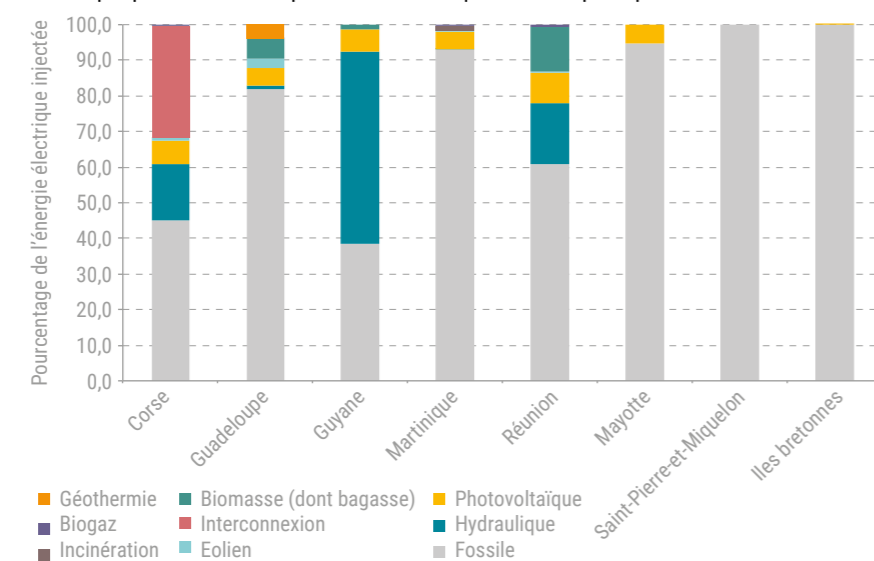


LA CRE ACCOMPAGNE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES ZONES NON INTERCONNECTÉES

La Corse, les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, La Réunion et Mayotte), les collectivités territoriales (Martinique et Guyane), certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Barthélemy et Saint-Martin), les îles bretonnes Molène, Ouessant, Sein et l'île anglo-normande Chausey ne sont pas connectés au réseau d'électricité continental (ou de façon très limitée dans le cas de la Corse).

Ces zones non interconnectées (ZNI) présentent des spécificités techniques et économiques par rapport au territoire métropolitain. Leurs caractéristiques climatiques et géographiques (zones insulaires, volcaniques et montagneuses notamment) et leurs contraintes logistiques associées (infrastructures portuaires et routières limitées) ainsi que la petite taille de leur système électrique justifient de recourir à des solutions technologiques adaptées, généralement différentes de celles développées en France métropolitaine. Les choix historiques sur ces territoires ont conduit à un mix énergétique plus carboné qu'en métropole (cf. graphique 3).

Graphique 3 : Le mix de production électrique dans les principales ZNI en 2015



La production d'électricité dans les ZNI dépend encore fortement des moyens thermiques émetteurs de CO₂. Cependant les efforts déjà engagés pour y déployer les énergies renouvelables ont réduit la dépendance de la production électrique aux énergies fossiles. Celle-ci est passée de 78 % en moyenne dans les principales ZNI en 2002 à 66 % en 2015 (cf. graphique 4). Cette volonté de décroissance est confirmée par la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV)⁽¹⁹⁾ qui a défini

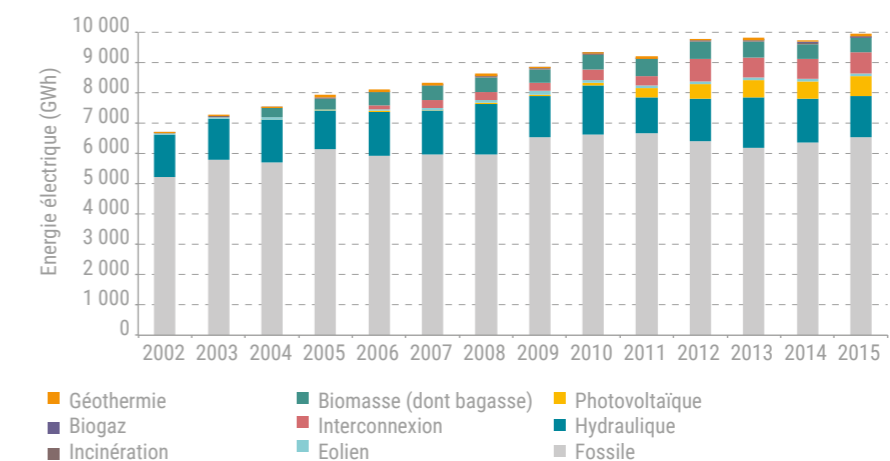
(19) Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

des objectifs ambitieux pour les ZNI : 50 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie dès 2020 et indépendance énergétique à partir de 2030.

De plus, la LTECV prévoit que chaque territoire élabore une Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) adaptée à ses besoins. Les PPE de la Corse, de la Guadeloupe, de la Guyane, de Mayotte et de la Réunion sont déjà adoptées et les autres sont en cours de finalisation, montrant l'implication croissante des collectivités locales dans la politique énergétique applicable sur leur territoire. Les choix de développement inscrits dans les PPE détermineront les trajectoires financières des charges de service public à moyen et long terme. Ils constituent ainsi un enjeu important en termes non seulement de maîtrise des coûts liés aux nouveaux projets, mais aussi de coûts échoués liés aux installations existantes.

Le code de l'énergie renforce également le rôle des collectivités locales en matière de politique énergétique. Les présidents des collectivités peuvent en effet, si le développement d'une filière de production d'électricité est de nature à compromettre l'atteinte des objectifs inscrits dans la PPE, demander l'organisation d'une procédure de mise en concurrence sur leur territoire et solliciter l'avis de la CRE sur l'adéquation des tarifs d'achat aux coûts d'investissement et d'exploitation des installations.

Graphique 4 : Évolution du volume d'électricité produit par les différentes filières dans les ZNI entre 2002 et 2015



La composition du mix énergétique et la petite taille de ces réseaux isolés, qui impose des contraintes techniques pour garantir la sûreté du réseau, conduisent à un coût de production de l'électricité très supérieur à celui de la métropole.

Cependant, en vertu du principe de solidarité nationale, les tarifs de l'énergie sont les mêmes en métropole et dans les ZNI, les surcoûts structurels étant compensés par le produit des taxes sur l'énergie payées par tous les consommateurs. Vu l'importance de ces coûts, la maîtrise de la consommation électrique, en particulier aux heures de pointe, est un enjeu crucial. Les surcoûts de réseaux dans les ZNI sont aussi compensés via le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) alimenté par le TURPE⁽²⁰⁾. La LTECV a instauré un mécanisme de péréquation des charges de distribution de l'électricité. Celui-ci s'appuie sur l'analyse, réalisée par la CRE, des comptes des gestionnaires de réseaux qui en font la demande, dans le cadre du FPE. La CRE va ainsi

(20) Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

déterminer les dotations à percevoir par EDF SEI, après analyse de ses comptes à sa demande, et réalisera, à cette fin, un audit des coûts de réseaux d'EDF SEI en 2017.

Autre enjeu fondamental dans les ZNI, la qualité des services énergétiques nécessite de renforcer les synergies dans la gestion des moyens de production d'électricité, des réseaux et des lieux de consommation. Le développement des moyens de stockage et l'arrivée des compteurs intelligents dans ces territoires apporteront des réponses à cette problématique.

“

Le rôle de la CRE dans les ZNI est de garantir l'efficacité de la transition énergétique.

Dans ce contexte, le rôle de la CRE dans les ZNI est de garantir l'efficacité de la transition énergétique. À ce titre, et pour répondre aux exigences de la LTECV, elle a endossé des missions complémentaires sur : la maîtrise de la consommation électrique, le soutien au développement des énergies renouvelables et son cadrage, et le bon fonctionnement des moyens de production existants. Pour cerner au mieux les problématiques et les enjeux locaux liés à ces thématiques et y apporter des solutions adéquates, la CRE mène régulièrement des missions sur le terrain, comme en Guyane et à la Martinique en 2016.

1. LA CRE ENCOURAGE LA MAÎTRISE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

1.1. Des tarifs d'électricité incitatifs pour les consommateurs tout en garantissant la péréquation tarifaire

Dans les ZNI, les tarifs réglementés de vente (TRV) sont appliqués à tous les consommateurs, contrairement à la métropole continentale où ils ont été supprimés pour les consommateurs souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA. Conformément au code de l'énergie, la CRE élabore les TRV dans les ZNI et « *transmet aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité* ».

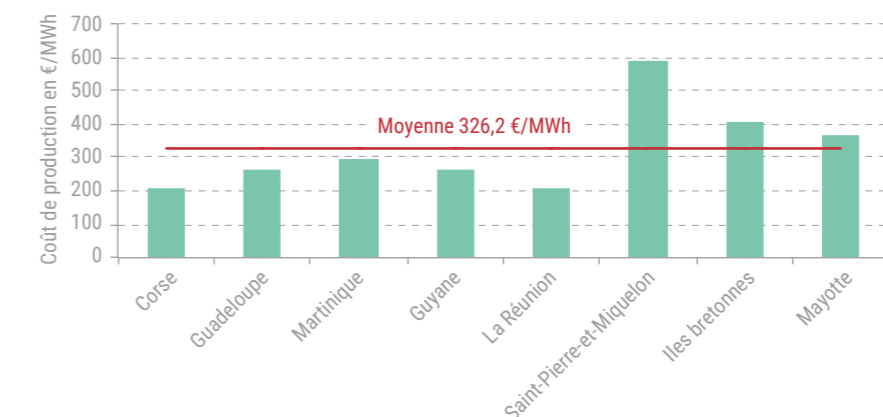
En application de l'article L. 121-5 du code de l'énergie, les TRV proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire qui permet aux consommateurs de bénéficier des mêmes conditions financières d'accès à l'électricité malgré un coût de production et d'acheminement hétérogène d'un territoire à l'autre. Le niveau de prix moyen de chacun des TRV dans les ZNI résultant de la péréquation tarifaire doit être cohérent avec l'empilement des composantes de coût de l'électricité en métropole continentale telles que définies à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

De plus, la structure des TRV se caractérise par une différenciation des prix de l'énergie sur des périodes temporelles définies, de manière à envoyer un signal économique aux consommateurs. Ces derniers ont ainsi la possibilité d'adapter leur consommation pour réduire leur facture. Ces adaptations de consommation contribuent également à réduire les coûts globaux pour la collectivité et limitent le risque de défaillance du système électrique en périodes de forte tension. L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit ainsi que « *sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée* ». Les caractéristiques du système

électrique, et par conséquent les coûts de production et les heures de forte tension, varient fortement d'une ZNI à l'autre (cf. graphique 5). Il est donc nécessaire de construire des grilles tarifaires adaptées à chaque ZNI, tout en respectant le principe de péréquation tarifaire. En effet, si la structure des TRV n'est pas cohérente avec le fonctionnement des systèmes électriques, les signaux de prix envoyés aux clients finals, et dès lors l'adaptation de leur consommation, pourraient avoir un effet réduit, voire inverse à l'objectif recherché.

Avec les évolutions récentes des parcs de production et les changements d'habitude de consommation des clients finals, les TRV en vigueur dans les ZNI ne sont plus adaptés. Pour remédier à ce décalage, la CRE élabore, à partir des réponses des acteurs locaux aux deux consultations publiques qu'elle a lancées le 17 février 2016 et le 15 décembre 2016, une méthodologie pour construire de nouveaux TRV pour les clients non résidentiels. Elle poursuit actuellement ses travaux de concertation afin de converger vers la solution la plus intéressante pour le fonctionnement des systèmes électriques et la plus acceptable pour les acteurs économiques locaux.

Graphique 5 : Coût de production moyen dans les ZNI en 2015



1.2. Le soutien au développement des projets de maîtrise de la consommation

Avec la croissance démographique et l'amélioration du niveau de vie, la hausse de la consommation s'est accentuée dans les ZNI ces dernières années. Déployer des actions de maîtrise de la demande en électricité (MDE) est devenu une priorité pour parvenir à maîtriser l'augmentation des charges de service public de l'énergie (SPE) tant les coûts de production unitaires sont élevés.

Pour réduire les surcoûts de production et les charges de SPE qui financent la péréquation tarifaire dans les ZNI, la loi de finances rectificative pour 2012⁽²¹⁾ a étendu le périmètre des projets relevant de ces charges aux projets de MDE. Ces projets, qui visent à réduire les consommations, permettent de réduire les appels aux moyens marginaux de production, dont les coûts sont les plus élevés, et d'éviter ou de limiter les investissements futurs. Cependant, de tels projets ne génèrent des économies pour les charges de SPE qu'à la condition, prévue par l'article L. 121-7 susmentionné, que la compensation versée à leurs porteurs n'excède pas les surcoûts de production qu'ils permettent d'éviter.

(21) Loi n°2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012

Pour l'examen des projets de MDE qui nécessitent de développer une infrastructure dont le coût dépasse 1 M€, la CRE a défini, dans sa délibération du 10 juin 2015 une méthodologie⁽²²⁾. Celle-ci vise à vérifier que les coûts de ces projets sont bien inférieurs aux économies qu'ils engendrent. De plus, pour s'assurer de l'efficacité des nouvelles installations de MDE, le coût supporté par le porteur du projet et le coût des kWh évités effectivement seront régulièrement contrôlés. Ce suivi devrait permettre de réévaluer régulièrement le montant de la compensation à verser à l'opérateur tout en assurant la sécurité d'investissement. À ce jour, la CRE n'a pas été saisie de projets entrant dans le cadre de cette méthodologie. Toutefois, certains projets innovants prévoient par exemple le déploiement d'un réseau de froid alimenté par le pompage d'eau froide à grande profondeur⁽²³⁾ en substitution d'un système de climatisation électrique, ou la production de froid à partir de la chaleur fatale de certains groupes de production thermique.

Cette méthodologie adoptée pour les grands projets a été complétée le 2 février 2017 par un dispositif adapté aux « petites » actions de MDE⁽²⁴⁾ qui regroupent la distribution ou l'installation d'équipements énergétiquement performants chez les particuliers et dans les entreprises.

“

L'enjeu est de taille. Le taux d'équipement de climatisation va passer de 20% en 2000 à 68% en 2030 en Guyane.

L'enjeu est de taille, car le taux d'équipement des ménages en appareils électriques fortement consommateurs augmente rapidement dans les ZNI. Dans son bilan prévisionnel, EDF SEI

estime, par exemple, que 68 % des ménages guyanais seront équipés d'une climatisation en 2030, alors qu'ils n'étaient que 20 % en 2000. Pour l'eau chaude sanitaire, le taux d'équipement devrait passer de 36 % en 2000 à 93 % en 2030. Au moment où les ménages des ZNI s'équipent massivement, déployer par exemple des chauffe-eau solaires ou des climatisations efficaces chez les particuliers paraît aussi essentiel que développer de grands projets de MDE pour maîtriser les surcoûts de production d'électricité.

La CRE a consulté les acteurs concernés, en particulier les collectivités locales qui ont fait part de leur volonté de s'impliquer sur ce sujet aux côtés des fournisseurs historiques. La mise en place d'un comité territorial consacré à la MDE est préconisée. Réunissant les collectivités, l'ADEME, le fournisseur historique et les services de l'Etat – DEAL Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement, il fournit à la CRE les éléments d'analyse sur les orientations politiques de chaque territoire, les surcoûts de production évités par chacune des actions et le niveau de subvention optimal.

Compte tenu de la diversité de ces initiatives, les projets de contrat seront rassemblés dans un même cadre territorial pour être soumis à l'approbation de la CRE qui définira les modalités de compensation des différentes actions.

(22) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

(23) CENF, Climatisation à l'Eau Naturellement Froide, (en anglais Sea-water air conditioning, SWAC)

(24) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

2. LA CRE SOUTIEN LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES PAR LEUR MEILLEURE INTÉGRATION DANS LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

2.1. Le soutien aux énergies renouvelables et leur cadre de développement

Le développement des énergies renouvelables constitue aussi un axe prioritaire de la politique énergétique dans les ZNI. Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) déjà adoptées et celles en cours d'élaboration précisent les objectifs de développement par filière et par territoire. Les spécificités de chaque territoire conditionnent en effet le potentiel des différentes filières. Ainsi, la géologie des îles volcaniques de la Martinique et de la Guadeloupe offre un potentiel de développement de la géothermie. En Guyane, où la ressource en bois est abondante, les projets biomasse devraient augmenter sans recourir à l'importation. Au regard des objectifs des PPE, la CRE souligne qu'il est essentiel que le rythme de développement de nouveaux moyens de production soit en adéquation avec l'augmentation et l'évolution de la consommation et tienne compte de la durée de vie des moyens de production existants, en particulier de ceux dont l'investissement n'est pas encore amorti, afin de limiter le risque de coûts échoués.



TROIS LEVIERS ÉCONOMIQUES POUR LE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE D'ORIGINE RENOUVELABLE

Pour soutenir le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans les ZNI, les pouvoirs publics français ont recours à trois leviers économiques :

- l'obligation d'achat, définie par des arrêtés tarifaires, qui fait bénéficier les producteurs d'énergie renouvelable d'un tarif d'achat garanti sur une période déterminée, par exemple vingt ans pour la filière photovoltaïque. La CRE a ainsi rendu début 2017 un avis sur un arrêté photovoltaïque prévoyant des tarifs différenciés selon les territoires ;

- les appels d'offres, à l'issue desquels les porteurs de projet retenus bénéficient d'un contrat d'achat de leur production sur une durée définie et au prix proposé dans leur offre. En 2016, deux appels d'offres spécifiques aux ZNI ont été lancés, l'un pour les installations photovoltaïques avec une unité de stockage, l'autre pour les installations d'autoconsommation (cf page 134) ;

- les contrats de gré-à-gré qui permettent à l'exploitant d'une centrale de vendre sa production d'électricité au fournisseur historique à un tarif défini après une analyse approfondie par la CRE des coûts d'investissement et des coûts de production du projet selon sa méthodologie publiée le 23 avril 2015⁽²⁵⁾.

(25) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 avril 2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte

La CRE considère que l'arrêté tarifaire n'est adapté que pour les filières dont le niveau de coût est suffisamment connu et homogène d'un projet à l'autre pour éviter tout effet d'aubaine. Elle n'y est ainsi favorable que pour les petites installations photovoltaïques et a demandé le retrait des autres arrêtés. En revanche, elle considère que le recours à l'appel d'offres est plus adapté aux installations photovoltaïques de grande puissance pour lesquelles le niveau de concurrence est plus élevé.

Dans les autres cas afin d'adapter le soutien apporté à la réalité des coûts, la CRE recommande le recours à un contrat d'achat conclu avec l'opérateur historique après analyse des coûts.

À ce titre, la CRE a délibéré début 2016 sur un contrat de gré-à-gré pour réunir sous un contrat unique la vente à EDF SEI de l'électricité produite par les deux unités géothermiques situées sur la commune de Bouillante en Guadeloupe. La CRE a également mené une analyse approfondie de deux projets de centrale biomasse en Guyane ayant conduit à deux délibérations définissant la compensation en avril 2017. Comprendre la complexité de la filière biomasse dans ce territoire était d'ailleurs un des objectifs de la mission menée par la CRE en 2016 en Guyane (cf page 150).

2.2. Le stockage, levier de l'intégration des énergies renouvelables dans les ZNI

La LTECV⁽²⁶⁾ a fixé l'objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique des ZNI en 2020. Dans ce contexte, l'intégration des énergies renouvelables intermittentes comme le photovoltaïque et l'éolien constitue un enjeu particulier pour les systèmes électriques des ZNI du fait notamment de leur taille réduite et des faibles possibilités de foisonnement. Pour garantir la sûreté du système électrique, l'article L. 141-9 du code de l'énergie autorise le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) à déconnecter les dernières installations photovoltaïques ou éoliennes⁽²⁷⁾ raccordées au réseau lorsque la puissance cumulée injectée par les moyens de production intermittents dépasse le seuil défini par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la ZNI considérée. En effet, la réserve de puissance disponible peut s'avérer insuffisante (ou sa constitution trop coûteuse) pour compenser la chute de fréquence en cas de baisse importante des productions intermittentes.

(26) Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

(27) Ces dispositions s'appliquent plus généralement à toute installation de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire.

Dans son avis du 27 octobre 2016 sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque avec stockage⁽²⁸⁾, la CRE a noté que les réserves de puissance nécessaires pour faire face à la variabilité des productions photovoltaïque et éolienne et pour atteindre les objectifs de relèvement des seuils de déconnexion prévus par les PPE, pourront être fournies par des installations de stockage centralisées. Pilotées par le GRD, ces installations centralisées pourront, à la différence des petites unités de stockage décentralisées déployées dans le cadre des appels d'offres photovoltaïques avec stockage, offrir une grande flexibilité dans les services rendus, adaptée aux besoins évolutifs du système.

Dans cette optique, l'article 60 de la loi de finances rectificative pour 2012⁽²⁹⁾ a étendu le périmètre des projets relevant des charges de SPE aux projets de stockage d'électricité pilotés par le GRD. Les coûts afférents ne seront pris en compte que dans la limite des surcoûts de production que les projets de stockage contribuent à éviter.

Pour évaluer la compensation liée au projet de stockage, la CRE a défini une méthodologie à partir des réponses des collectivités, de l'ADEME, des GRD et des porteurs de projet potentiels, à la consultation publique lancée fin 2016. Cette méthodologie, adoptée le 30 mars 2017⁽³⁰⁾, concerne les projets portés par tout acteur. Elle prévoit que le GRD publie les prescriptions techniques nécessaires à ce type d'installation pour que les solutions soient bien appropriées aux besoins du système électrique.

“
Pour évaluer la compensation liée au projet de stockage, la CRE a défini une méthodologie à partir des réponses des collectivités, de l'ADEME, des GRD et des porteurs de projet potentiels.

Outre la fourniture de réserve de puissance pour le réglage de la fréquence, le report de charge favorisera l'appel à des moyens de production fonctionnant en base, au détriment des moyens de pointe plus onéreux. De telles utilisations du stockage pourront générer des économies de coûts de production variables, par exemple de combustible et de maintenance, mais aussi de coûts fixes par d'éventuels reports d'investissements dans les moyens de production.

Les installations de stockage centralisées examinées à partir de la méthodologie du 30 mars 2017 apporteront aussi des solutions au traitement des contraintes en tension et en intensité sur les réseaux de distribution et de transport des ZNI. Grâce au stockage, la modulation des puissances électriques injectées ou soutirées sur une portion de réseau est plus facilement ajustée et la gestion des flux d'électricité améliorée. Les investissements nécessaires au renforcement des réseaux peuvent être reportés, entraînant une réduction des coûts qui contribue à une diminution du tarif des réseaux, le TURPE.

(28) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 octobre 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de techniques de conversion du rayonnement solaire d'une puissance supérieure à 100kWc et situées dans les zones non interconnectées

(29) Loi n°2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012

(30) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

3. LA CRE VEILLE AU BON FONCTIONNEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION

La méthodologie de la CRE pour évaluer les coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les ZNI autorise les producteurs à la solliciter pour réviser leur compensation, notamment en cas de modification substantielle de l'équilibre du contrat suite à un événement indépendant de leur volonté.

À ce titre, la CRE a été saisie plusieurs fois en 2016 pour les centrales de la société Albioma (centrales de cogénération hybrides bagasse⁽³¹⁾-charbon Bois Rouge 1 et 2, Le Gol-A et Le Gol-B à la Réunion, centrale thermique Caraïbes fonctionnant au charbon en Guadeloupe) suite aux modifications de leur cadre réglementaire environnemental portant sur :

- le traitement des effluents gazeux (directive IED). La modification du cadre réglementaire impose de nouvelles limites d'émission pour certains polluants, notamment le dioxyde de soufre (SO₂) et les oxydes d'azote (NOx), valeurs qui seront applicables dans les ZNI à partir du 1^{er} janvier 2020 ;
- le traitement des effluents liquides. Le nouveau cadre réglementaire oblige les producteurs à mobiliser des moyens beaucoup plus importants pour le traitement des effluents liquides ;
- la gestion des résidus solides issus de la combustion. L'arrêté du 12 décembre 2014⁽³²⁾, qui fixe depuis le 1^{er} janvier 2015 le régime des installations de stockage de déchets inertes (ISDI), contraint certains producteurs à revoir leur plan d'élimination des résidus solides issus de la combustion. Ainsi, les résidus de la centrale Caraïbes d'Albioma, auparavant utilisés en remblai de carrière, sont désormais éliminés, selon leur type, dans des installations de stockage de déchets non-dangereux (ISDnD) ou dans des installations de stockage de déchets inertes (ISDI).

Considérant, dans son analyse, comme substantiel l'impact de la mise aux normes des installations de production sur l'équilibre économique, la CRE a pris en compte les surcoûts d'investissement et d'exploitation et révisé le niveau des compensations.

4. LA CRE MÈNE DES MISSIONS SUR LE TERRAIN POUR MIEUX APPRÉHENDER LES ENJEUX LOCAUX ET APPORTER DES SOLUTIONS ADÉQUATES

Au regard des enjeux financiers passés et futurs associés au développement de la production d'électricité dans les ZNI, la CRE a décidé d'engager, dans la limite de ses ressources, un cycle de missions dans ces territoires afin de mieux appréhender les problématiques et les enjeux locaux. Ses équipes sont ainsi allées sur les sites de production, elles ont rencontré les représentants des pouvoirs publics locaux et les différents acteurs du secteur énergétique.

Après une première mission à Mayotte et à la Réunion en octobre 2014, la CRE s'est rendue en Guyane et en Martinique en 2016.

(31) La bagasse est le résidu de la canne à sucre après extraction du sucre.

(32) Arrêté du 12 décembre 2014 relatif aux conditions d'admission des déchets inertes dans les installations relevant des rubriques 2515, 2516, 2517 et dans les installations de stockage de déchets inertes relevant de la rubrique 2760 de la nomenclature des installations classées

4.1. La mission de mars 2016 en Guyane



Dans son rapport de février 2017, la CRE dresse l'état des lieux des enjeux spécifiques de la Guyane et analyse la situation du secteur de l'électricité, telle que la mission a pu l'établir.

Ses principaux constats mettent en lumière des problématiques communes à d'autres territoires : risque de coûts échoués, difficulté à établir l'expertise des coûts, risque de financement d'autres politiques publiques par le service public de l'énergie, robustesse du système électrique, insuffisance des efforts de MDE.

Une évolution axée sur l'exploitation de la biomasse et des ressources hydrauliques et solaires

La Guyane est la seule ZNI où la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique dépasse 50 %. Ce pourcentage significatif est atteint grâce à la production du barrage de Petit-Saut qui varie toutefois en fonction des aléas climatiques.

Hormis Petit-Saut, le potentiel des énergies renouvelables est peu exploité, l'essentiel étant porté par le développement de la filière photovoltaïque. À ce titre, la PPE envisage l'exploitation de ressources locales considérables en biomasse avec des objectifs de développement très ambitieux, supérieurs à 40 MW installés en 2023. L'atteinte de ces objectifs nécessiterait d'exploiter de manière simultanée la quasi-totalité des sources d'approvisionnement identifiées. Or celles-ci sont très diverses et requièrent des approches de valorisation différentes : coproduits de sciage, biomasse issue de l'exploitation forestière, produits des défriches urbaines et agricoles, plantations énergétiques, et même récupération du bois immergé dans le bassin de rétention de Petit-Saut. La CRE a attentivement examiné les contraintes de développement de la filière biomasse avec, en particulier l'objectif d'expertiser les coûts de production des deux projets de centrales biomasse portés par les sociétés Voltalia et Albioma sur lesquels la CRE a délibéré en avril 2017.

Bien que la biomasse représente un des axes prioritaires de développement du système électrique pour la Collectivité Territoriale de Guyane, le volet énergétique ne constitue que l'un des aspects de l'économie de la filière, encore embryonnaire. Pour la structurer, la Collectivité prévoit de créer des synergies entre les secteurs de la production d'électricité, de l'agriculture, de l'exploitation des forêts et de la transformation du bois. La production d'électricité à partir de biomasse, qui bénéficie d'un soutien spécifique par l'intermédiaire des charges de service public de l'énergie, constitue pour la Collectivité l'opportunité d'améliorer la rentabilité de la filière, de faciliter la mise en place du tissu industriel et économique, de créer des emplois aux différentes étapes de la chaîne de valeur.

Pour parer au risque de faire porter la totalité des coûts de la structuration de la filière biomasse sur les seules charges de service public de l'énergie, la CRE a alerté les pouvoirs publics sur les choix afférents au développement économique de la filière. Elle a en outre recommandé que, dans l'attente de structuration de la filière, les services de l'État établissent des références de prix pour toutes les sources d'approvisionnement envisagées.

La filière hydraulique porte, elle aussi, des perspectives intéressantes au regard de son potentiel. Plusieurs gisements ont été identifiés pour de nouvelles installations au fil de l'eau et un grand barrage. Toutefois, pour assurer la cohérence entre les objectifs de développement de la concurrence, des usages différenciés de la ressource hydraulique et de la baisse des charges de service public, la CRE recommande qu'un appel à manifestation d'intérêt soit organisé et instruit par la Collectivité Territoriale de Guyane.

Quant à la filière photovoltaïque, dont les coûts baissent, il est opportun d'en poursuivre le développement. Cependant, compte tenu des besoins du système électrique guyanais, le recours au stockage centralisé confié au gestionnaire de réseau est intéressant pour bénéficier de davantage de flexibilité et diminuer les conséquences financières sur les charges de service public.

Développer des moyens de production flexibles pour accompagner les évolutions profondes initiées par la PPE

La forte croissance démographique de l'Ouest guyanais, éloigné des lieux de production d'électricité, et les perspectives de développement d'une industrie minière nécessitent d'examiner la question de la répartition géographique et du dimensionnement des futurs moyens de production du système électrique du littoral.

La vétusté de la centrale de Dégrad des Cannes, un des deux piliers du système électrique guyanais avec le barrage de Petit-Saut, rend indispensable la construction, d'ici 2023, d'une nouvelle centrale thermique. Optimiser son dimensionnement nécessite de prendre en compte le développement des centrales biomasse qui répondent au même besoin en produisant une électricité de base et qui bénéficient en outre, depuis la promulgation de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016, d'une priorité d'injection sur les réseaux. Une mauvaise articulation dans le développement de ces deux

filiales pourrait générer d'importants coûts échoués si la nouvelle centrale thermique était surdimensionnée. Elle pourrait aussi augmenter les risques sur la sécurité d'approvisionnement si la biomasse se développait moins que prévu.

D'une manière générale, dans la perspective d'une diversification des moyens de production, il importe d'orienter l'évolution du système électrique vers des solutions présentant de bonnes garanties de flexibilité et d'allocation de puissance de réserve.

Les déséquilibres entre lieux de production et lieux de consommation exposés de fait à un recours accru aux énergies renouvelables nécessitent de prêter une attention particulière à l'inertie globale du système et à d'éventuels renforcements des lignes et postes HTB/HTA.

“
Dans la perspective d'une diversification des moyens de production, il importe d'orienter l'évolution du système électrique vers des solutions présentant de bonnes garanties de flexibilité et d'allocation de puissance de réserve.”

Désormais dotée d'un outil, via l'élaboration de la PPE, la Collectivité ambitionne de lever les contraintes technico-économiques pesant sur le système électrique guyanais. À ce titre, la collaboration avec le gestionnaire de réseau gagnerait à être élargie pour étudier la fiabilité et la pertinence des différentes options en amont afin d'améliorer la qualité de la fourniture aux clients et d'optimiser le parc de production, tout en maîtrisant le niveau des charges de service public.

L'enjeu de l'alimentation des communes de l'intérieur et de leurs écarts non raccordés au réseau électrique du littoral

Les communes de l'intérieur sont essentiellement alimentées par des petites centrales diesels. Le coût du fioul livré sur place est très élevé. Certaines communes étant inaccessibles par la route, le fioul est transporté par pirogue, ce qui pose des difficultés lorsque les fleuves sont proches de leur niveau d'étiage et deviennent peu propices à la navigation.

Pour les sites difficiles d'accès, d'autres moyens de production peuvent s'avérer économiquement et techniquement pertinents comme les systèmes hybrides de type « diesel/photovoltaïque » couplés à des solutions de stockage, les petits barrages hydrauliques ou les petites centrales biomasse. La mobilisation du Fonds d'amortissement des charges d'électricité (FACE) gagnerait à être élargie pour financer ces installations de production.

Renforcer la collaboration entre la Collectivité, EDF SEI et l'ADEME sur la MDE

Durant sa mission, la CRE a constaté que la collaboration entre les équipes de la Collectivité territoriale, de l'ADEME et d'EDF autour des actions de MDE devrait être renforcée dans la durée. Au regard de ces enjeux, la CRE estime nécessaire de redynamiser la synergie entre ces acteurs. C'est d'ailleurs le sens des orientations données dans le cadre de sa méthodologie consacrée au développement des petites actions de MDE publiée le 2 février 2017.

Compte tenu du rythme de développement des logements neufs imposé par l'évolution démographique en Guyane, il semble pertinent de structurer la politique de MDE par des mesures réglementaires. Elles pourraient porter en particulier sur la performance énergétique des logements et des équipements électriques et électroniques et sur le conditionnement des aides à la construction de logements et d'infrastructures au respect de critères de performance énergétique.

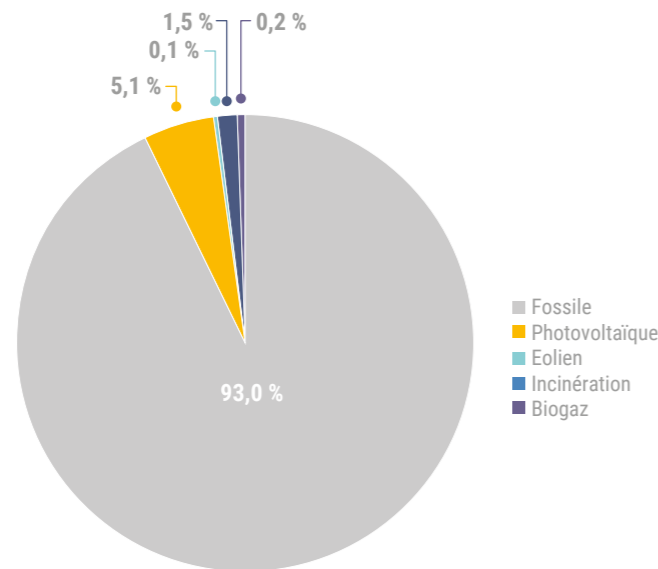
4.2. La mission de novembre 2016 en Martinique

Dans l'attente de la publication du rapport de mission courant 2017, le présent chapitre dresse quelques constats préliminaires.

La Martinique est une région insulaire monodépartementale située au cœur de l'arc antillais, entre la Dominique au nord et Sainte Lucie au sud. La Martinique se distingue des autres départements français par sa petite taille et sa forte densité de population. Avec des températures relativement uniformes, le climat tropical martiniquais distingue deux saisons marquées par la différence d'ensoleillement et de pluviométrie. Pendant la « période hivernale » des perturbations peuvent évoluer en dépressions ou tempêtes tropicales et parfois en cyclones. En outre, la situation géographique de la Martinique et ses caractéristiques géologiques l'exposent aux risques sismiques.

La production d'électricité repose essentiellement sur les moyens thermiques dont les principaux sont la nouvelle centrale de Bellefontaine récemment mise en service en remplacement d'une centrale plus ancienne, la centrale de Pointe des Carrières et la turbine à combustion du Galion. La part des énergies renouvelables est faible, et s'élève seulement à 7% (cf graphique 6).

Graphique 6 : Le mix de production électrique à la Martinique en 2015



Des voies limitées d'augmentation de la part des énergies renouvelables mais des objectifs ambitieux

La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique martiniquais est fortement dominée par la filière photovoltaïque, la contribution des autres filières restant marginale. À noter toutefois que la Martinique est la seule ZNI dotée d'une installation de production de l'électricité à partir d'incinération des ordures ménagères qui a produit 1.5 % de la production totale de l'île en 2015.

Outre la volonté de soutenir le développement des installations photovoltaïques et éoliennes en parallèle du développement de moyens de stockage, la Collectivité Territoriale de la Martinique ambitionne de favoriser le réalisation de projets innovants. Ceux-ci visent à réduire le recours aux moyens de production thermique, tels qu'une centrale de production d'électricité à partir de l'énergie thermique de mer ou des centrales fonctionnant à base de bioéthanol obtenu à partir de la canne à sucre plantée sur les terrains contaminés par le chlordécone ou encore des micro-steps urbaines

(stations de transfert d'énergie par pompage) qui évitent l'appel aux turbines à combustion. Néanmoins, l'exécution de ces projets est encore conditionnée à la réalisation d'études de faisabilité et à l'absence de conflits d'usage, ainsi qu'à l'obtention des différentes autorisations. En outre, une attention particulière doit être portée aux coûts échoués inévitables, notamment aux coûts de la disponibilité des centrales thermiques, résultant de la capacité excédentaire du parc actuel par rapport à la croissance presque stagnante de la consommation.

Malgré le potentiel géothermique démontré par des nombreuses études, aucune installation n'est exploitée à ce jour en Martinique. Les gisements identifiés nécessitent de réaliser des forages pour les dimensionner plus précisément et confirmer l'absence de conflit entre les sites d'implantation envisagés et le statut des zones protégées. La Martinique est également étudiée, comme la Guadeloupe, en tant que territoire potentiel pour une interconnexion avec une future centrale de production géothermique située sur l'île voisine de la Dominique.

Parmi les projets les plus avancés, la mise en service en 2017 de la première centrale (34 MW) fonctionnant à partir d'un mélange de bagasse et de biomasse viendra renforcer le mix énergétique renouvelable.

Un parc de production suffisant mais mal réparti

La production d'électricité est majoritairement assurée par les centrales thermiques réparties entre les deux principaux sites de Bellefontaine et Pointe des Carrières. Ce regroupement des moyens de production près de la capitale Fort-de-France et au Nord ne correspond plus aux lieux de concentration de la demande qui se développent au centre et au Sud de la Martinique. La turbine à combustion du Galion (40 MW) contribue à sécuriser l'approvisionnement de l'Est mais constitue un moyen plutôt de secours que de fonctionnement en base. Cette configuration du parc, à laquelle s'ajoute un besoin de renforcement de couplage du réseau HTA, crée une forte bipolarité du système électrique.

Outre le déséquilibre entre la localisation des moyens de production et les lieux de consommation, et l'absence de maillage du réseau, le fonctionnement du système est contraint par la conception technique des principaux moyens de production et le développement des énergies renouvelables intermittentes. L'ensemble de ces éléments conduisent à une stabilité insuffisante du réseau qui a perdu en inertie et réagit de manière plus violente aux variations de fréquence jusqu'au délestage complet. Pour parer à la dégradation de la qualité de fourniture des clients et aux coupures régulières, la stabilité du réseau doit être améliorée, ce qui conduit à une dérogation à l'ordre de préséance économique des installations lors de leurs appels induisant des charges de service public plus élevées.

“
Pour parer à la dégradation de la qualité de fourniture des clients et aux coupures régulières, la stabilité du réseau doit être améliorée.”

Des travaux ont été récemment initiés par le gestionnaire de réseau à travers la révision des plans de délestage et l'adaptation des seuils de délestage. D'autres travaux complémentaires sont envisagés

La prochaine mise en service de la centrale bagasse-biomasse à l'Est de l'île et, plus largement, la perspective du déploiement des énergies renouvelables en lien avec les objectifs de la Collectivité nécessitent une nouvelle approche afin d'accompagner leur intégration au système actuellement fragile. À cet égard, la mise en place de moyens de stockage centralisés, par exemple sous formes des batteries ou de STEP⁽³³⁾ peut améliorer le système en apportant de la réserve primaire ou secondaire et en limitant les chutes de fréquence.

Dans ce contexte, le rôle du gestionnaire de réseau en termes de pédagogie et de mise en évidence des particularités de fonctionnement du système électrique martiniquais est essentiel. En particulier, des orientations explicites sur la répartition spatiale des besoins, en moyens de production et de stockage, au regard des perspectives de développement du parc et des faiblesses du réseau doivent être introduites dans la PPE et dans les bilans prévisionnels de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité du gestionnaire du réseau.

Développement du stockage : des orientations à expliciter

Pour soutenir le développement des énergies renouvelables, en particulier de la filière photovoltaïque, il est envisagé d'installer des moyens de stockage centralisés à l'échelle d'un quartier très équipé en installations photovoltaïques. Bien qu'encore à l'étude, les apports technico-économiques de cette solution dite « quartiers smart-grids » semblent intéressants. Si cette orientation est retenue, il faudra renforcer la communication officielle afin d'éviter la mise en place parallèle de moyens de stockage décentralisés dont l'impact sur les charges de service public est plus fort sans cependant apporter de réelle plus-value au système électrique.

Les signaux tarifaires, levier important des économies d'énergie

Malgré l'implication de longue date de la Collectivité Territoriale, de l'ADEME et du gestionnaire du réseau dans le développement et la promotion des actions d'efficacité énergétique, les comportements des consommateurs ne se sont pas durablement transformés. À cet égard, le rôle du signal tarifaire gagnerait à être d'avantage partagé.

En effet, si les tarifs de vente d'électricité dans les ZNI sont péréqués en niveau, leur structure repose sur les coûts marginaux de production du parc de chaque zone, à savoir les coûts variables de production du dernier moyen appelé. Ainsi, réduire sa consommation aux heures de pointe permet aux consommateurs de réduire leur facture d'électricité et contribue à diminuer l'appel aux installations dont les coûts de production sont élevés et qui sont généralement les plus polluantes. D'où la nécessité de sensibiliser davantage les consommateurs au signal tarifaire.

(33) Station de Transfert d'Énergie par Pompage



ANNEXES

Quelques délibérations de la CRE **160**

Synthèse des décisions du CoRDIS **170**

Glossaire **178**

Sigles **190**

QUELQUES DÉLIBÉRATIONS DE LA CRE

1. TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Délibération de la CRE du 31 mars 2016 portant décision sur l'accès aux données de consommation et de contact des clients bénéficiant de l'offre transitoire prévue par les III et VI de l'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation

Délibération de la CRE du 4 mai 2016 portant décision de désignation de fournisseurs assurant la continuité de fourniture à la fin des offres de marché transitoires de gaz et d'électricité

Délibération de la CRE du 14 décembre 2016 portant décision de désignation de fournisseurs assurant la continuité de fourniture à la fin des offres de marché transitoires de gaz et d'électricité

Depuis le 1^{er} janvier 2016, les consommateurs non domestiques dont les sites ont une puissance souscrite supérieure à 36 kVA ou une consommation annuelle de gaz naturel supérieure à 30 MWh ne peuvent plus souscrire aux tarifs réglementés de vente (TRV). Afin d'éviter les coupures d'électricité et de gaz, leurs contrats aux TRV ont basculé automatiquement sur une offre par défaut, dite « offre transitoire » pour une durée de six mois c'est-à-dire jusqu'au 1^{er} juillet 2016.

L'article 2 de l'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016 prévoit également que la CRE précise les modalités d'accès des entreprises disposant d'une autorisation ministérielle de fourniture de gaz naturel ou d'électricité qui en feraient la demande, aux données de consommation et de contact des clients bénéficiant de l'offre transitoire prévue par les III et VI de l'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation.

Par une délibération du 31 mars 2016, la CRE a précisé les modalités de transmission des données de consommation et de contact détenues par les fournisseurs historiques aux fournisseurs alternatifs qui en feraient la demande. Elle a décidé que soient mises à disposition les données suivantes :

S'agissant du gaz naturel :

- les éléments d'identification des clients et des sites : numéro de PCE ou équivalent, adresse du site, adresse de facturation, dénomination du client, nom et coordonnées du contact, code NAF du client ;
- les données de consommation : dernière consommation annuelle de référence (CAR) connue et profil applicable.

S'agissant de l'électricité :

- les éléments d'identification des clients et des sites : numéro de point référentiel mesure (PRM) ou équivalent, adresse du site, adresse de facturation, dénomination du client, nom et coordonnées du contact, code NAF du client ;
- les données de consommation : puissances souscrites par poste horosaisonnier, consommation mensuelle par poste horosaisonnier a minima sur la dernière année, et le cas échéant, les courbes de charge 10 mn à minima sur la dernière année.

La CRE a précisé que la communication des données doit se faire dans le respect des dispositions de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers

et aux libertés concernant les obligations d'information des personnes concernées et de sécurité des données incombant aux responsables de traitement et les droits des personnes au regard du traitement des données à caractère personnel.

Par ailleurs, en application des dispositions de l'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016 portant sur un dispositif de continuité de fourniture succédant à la fin des offres de marché transitoires de gaz et d'électricité, la CRE a lancé le 17 mars 2016 un appel d'offres portant sur la désignation des fournisseurs devant assurer la fourniture des clients n'ayant pas choisi de fournisseur après le terme de l'offre transitoire prévue par le paragraphe III de l'article 25 de la loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation.

Par deux délibérations du 4 mai et du 14 décembre 2016, la CRE a désigné les fournisseurs attributaires des lots chargés d'assurer la fourniture des sites sans contrat. Dans sa délibération du 14 décembre 2016, la CRE constate qu'au regard du nombre de sites demeurant en offre transitoire au mois de décembre 2016 (environ 2 700 en électricité et 3 600 en gaz naturel), il apparaît que le niveau actuel des offres transitoires n'incite pas réellement les clients à souscrire une offre de marché.

Compte tenu de ces éléments et du caractère infructueux du second appel d'offres (32 lots déclarés infructueux en électricité et 9 en gaz), la CRE recommande que le prix des offres transitoires soit fixé de façon à ce que cette incitation soit substantiellement renforcée.

2. SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ

Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017

Dans le cadre de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 qui introduit une réforme du financement des charges de service public, la CRE procède à une évaluation du montant des charges de service public de l'énergie qu'elle adresse au ministre chargé de l'énergie avant le 15 juillet de chaque année, en application des articles R. 121-30 et suivants du code de l'énergie.

Les obligations de service public assignées aux entreprises du secteur de l'électricité et du gaz par le code de l'énergie les conduisent à supporter des charges, compensées par l'État :

- en électricité : les charges de service public, définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts résultant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, les surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI), les surcoûts liés aux dispositifs sociaux bénéficiant aux ménages en situation de précarité et les surcoûts liés au soutien à l'effacement ;
- en gaz, les charges de service public, définies à l'article L. 121-36 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts liés aux dispositifs sociaux bénéficiant aux clients en situation de précarité et les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Dans une délibération du 13 juillet 2016, la CRE a évalué le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie à 8 005 M€ au titre de l'année 2017.

La CRE a ainsi constaté ainsi une augmentation de 19 % par rapport au montant constaté des charges au titre de l'année 2015, qui s'élevait à 6 712 M€. Cette hausse de près de 1,3 Md€ résulte principalement :

- de la poursuite du développement des filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et de cogénération, associée à une baisse des prix de marché de gros de l'électricité ;
- de la croissance attendue du nombre de bénéficiaires des dispositifs sociaux en électricité et en gaz. Celle-ci est cependant partiellement compensée par la diminution des surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les ZNI en raison de la baisse des prix à terme observés sur le marché des matières premières, de l'anticipation dans certains territoires d'une hydraulité plus élevée qu'en 2015 et d'un moindre recours aux moyens de production thermique.

Ces charges de service public de l'énergie au titre de 2017 concernent pour 71 % le soutien aux énergies renouvelables (ENR), pour 17 % la péréquation tarifaire hors ENR (21 % avec ENR), pour 6% à la cogénération, pour 5 % les dispositifs sociaux et pour moins de 1 % les charges liées aux contrats d'achat en métropole continentale hors EnR.

Dans le cadre de l'évaluation du montant des charges de service public de l'énergie, la CRE est également chargée d'opérer une mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2016. Le montant total de ces charges s'élève désormais à 7 553 M€, ce qui constitue un écart de 394 M€ par rapport au montant des charges initialement prévues au titre de 2016 (7 160 M€). Cet écart, intégré à l'évaluation des charges de service public à compenser en 2017, résulte principalement de la baisse observée des prix de marché de gros de l'électricité.

Enfin, dans le cadre de l'échéancier arrêté par les ministres chargés des finances et de l'énergie relatif au remboursement du déficit de compensation supporté par EDF, la CRE a évalué le montant total du déficit cumulé de compensation à EDF des charges de service public de l'électricité qu'elle supporte à 5 879 M€ au 31 décembre 2015. La prise en compte de l'échéancier de remboursement de ce déficit, défini par un arrêté du 13 mai 2016, conduit à n'intégrer à l'évaluation des charges d'EDF qu'une fraction du déficit et des intérêts y afférents pour un montant total de 1 327 M€.

Par conséquent, la CRE a évalué le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2017 à 9 705 M€.

3. TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE est désormais chargée de proposer aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie des tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV) en France métropolitaine continentale et dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI).

Les TRV en France métropolitaine continentale

En France métropolitaine continentale, les TRV d'électricité bénéficient aux clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

La proposition de la CRE applique la méthodologie de l'empilement prévue par l'article L. 337-6 du code de l'énergie s'agissant du niveau et de la structure des tarifs réglementés afin de rendre tous les tarifs des clients aux TRV contestables par les fournisseurs alternatifs, de facturer à chaque client un tarif qui reflète les coûts qu'il génère et de maîtriser l'équilibre financier du tarif, en améliorant la couverture des coûts par les recettes indépendamment du scénario climatique.

Elle additionne ainsi :

le prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ;

- le coût du complément d'approvisionnement au prix de marché correspondant au coût d'approvisionnement algébrique de la part de la courbe de charge non couverte par l'ARENH et modélisé par un modèle de « *Price Forward Curve* ». Cet approvisionnement est lissé sur deux années afin de permettre la reproductibilité de celui-ci par les fournisseurs alternatifs. Les risques associés à l'approvisionnement sur le marché sont intégrés dans la rémunération de l'activité de commercialisation. La structure de l'approvisionnement en énergie reflète les signaux de prix envoyés par le marché et, le cas échéant, par l'ARENH ;
- la garantie de capacité dont le coût est considéré comme nul pour 2016 et sera répercuté dans les tarifs dès la première année de fonctionnement du dispositif ;
- les coûts d'acheminement de l'électricité ;
- les coûts de commercialisation, la CRE ayant retenu ceux de l'opérateur historique ;
- les frais associés à l'activité de fourniture qui comprennent les frais d'échange (« *trading fees* »), les frais de la chambre de compensation (« *clearing fees* ») et les frais de livraison pour les produits (« *delivery fees* »). La CRE retient en outre les frais d'accès au marché des bourses, qui sont des données publiques. La CRE retient par ailleurs un coût des écarts du périmètre d'équilibre de 0,3 €/MWh et des frais de soutirage RTE de 0,15 €/MWh. Le montant de la C3S retenu dans les TRV est de 0,2 €/MWh ;
- ainsi que la rémunération normale de l'activité de fourniture.

Par ailleurs, la CRE a proposé d'effectuer une partie du rattrapage au titre du déficit de couverture des coûts sur la période tarifaire s'étendant du 23 juillet 2012 au 1^{er} août 2013.

La CRE a par ailleurs constaté que les tarifs proposés assurent la couverture de l'ensemble des coûts comptables de l'activité de fourniture y compris les frais financiers mais hors garantie de rémunération.

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, la CRE a lissé les évolutions en structures des tarifs à effacement.

S'agissant des TRV d'électricité en France métropolitaine continentale, le mouvement tarifaire consiste en une évolution de leur niveau moyen de :

- 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels ;
- 1,5 % pour les tarifs bleus professionnels.

Les TRV dans les ZNI

En application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les TRV sont proposés à l'ensemble des consommateurs résidant dans les ZNI.

La proposition de la CRE applique la méthodologie de l'empilement prévue par les articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016.

L'article R. 337-19-1 du code de l'énergie précise notamment les modalités d'application du principe de péréquation tarifaire.

S'agissant des ZNI :

- les tarifs bleus applicables en France métropolitaine continentale s'appliquent à l'identique, en niveau et en structure, aux consommateurs des ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA ;
- les tarifs « bleus plus » bénéficient aux consommateurs des ZNI (autres que la Corse) raccordés en basse tension et de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ils sont construits à partir des TRV bleus non résidentiels de France métropolitaine continentale de puissance souscrite égale à 36 kVA, dont ils suivent les évolutions en niveau et en structure ;
- les tarifs jaunes, qui s'appliquent exclusivement en Corse, et les tarifs verts baissent respectivement de 1,0% et 1,3%, chiffres représentatifs de l'évolution du coût de l'électricité en France métropolitaine continentale pour chacune de ces catégories de consommateurs.

N.B. : par décision du 28 juillet 2016, publiée au JORF du 29 juillet 2016, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont fixé les TRV hors taxes de l'électricité conformément à la proposition de la CRE.

4. ARENH

Délibération de la CRE du 7 novembre 2016 portant proposition d'arrêté pris pour application de l'article L. 336-2 du code de l'énergie et portant modification de l'arrêté du 28 avril 2011 pris en application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

L'arrêté pris en application de l'article L. 336-2 du code de l'énergie, pris sur proposition de la CRE définit, d'une part, les conditions de vente dans lesquelles s'effectue l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) par les fournisseurs (acheteur) auprès d'EDF (vendeur) et, d'autre part, les stipulations obligatoires de l'accord-cadre entre ces mêmes acteurs (ci-après « l'Accord-Cadre »).

L'article 2 de l'arrêté du 28 avril 2011 précise que toute modification du modèle d'Accord-Cadre ne peut résulter que d'un arrêté pris sur proposition de la CRE. Alors qu'aucun fournisseur n'a exercé son droit à l'ARENH entre le 1^{er} janvier 2016 et le 7 novembre 2016, la mise en œuvre du mécanisme de capacité ainsi que la hausse récente des prix des produits à terme sur le marché de gros sont susceptibles de rendre l'ARENH plus attractif.

Dans ce contexte, en application de l'article 2 de l'arrêté du 28 avril 2011, la CRE a proposé par sa délibération du 7 novembre 2016 diverses évolutions à l'arrêté du 28 avril 2011 et à l'accord-cadre qui y est annexé.

S'agissant des évolutions relatives aux modalités de résiliation :

La CRE propose d'encadrer la possibilité de résiliation anticipée de l'acheteur en ne la rendant applicable qu'aux cas de modification du prix de l'ARENH de plus de 2 %, de modification substantielle de l'Accord-cadre, ou d'évolution de la réglementation relative à l'ARENH affectant substantiellement et défavorablement l'équilibre des conditions d'approvisionnement de l'acheteur.

Par exception, la CRE propose que si elle intervient avant le 1^{er} avril 2017, la modification des dispositions de l'article R.336-16 du code de l'énergie relatives à la clause de monotonie ne constitue pas une cause de résiliation.

La CRE propose également qu'une partie à l'Accord-cadre puisse procéder à la résiliation de celui-ci dans l'hypothèse où elle ferait face à l'ouverture d'une procédure collective.

Dans l'hypothèse d'une résiliation à l'initiative de l'acheteur, la CRE propose de supprimer la période réfractaire d'un an pendant laquelle l'acheteur ne pouvait pas demander au vendeur la signature d'un nouvel Accord-cadre.

S'agissant des évolutions relatives aux garanties :

La CRE propose d'étendre la liste des agences de notation des garants à Fitch Ratings (en plus de Moody's et Standard&Poor's), ainsi que d'abaisser d'un cran les critères de notation à long terme à respecter par les garants.

La CRE propose que le renouvellement de la garantie, exigé lorsque l'acheteur modifie les quantités cédées lors d'une nouvelle demande d'ARENH, puisse se faire par avenant.

La CRE propose que l'acheteur n'ait pas à constituer de garantie lorsqu'il fait une demande d'ARENH nulle. Il est également proposé d'encadrer la mainlevée de la garantie par la Caisse des dépôts et consignations pour le compte du Vendeur. Enfin, la CRE propose de faire débiter la garantie le dernier jour ouvré du premier mois de livraison pour une durée de validité s'étendant jusqu'à 20 jours ouvrés au-delà de la période de livraison.

**S'agissant des modifications nécessaires
pour la mise en œuvre du mécanisme de capacité :**

La CRE propose que les garanties de capacité attachées au volume d'ARENH dont la livraison n'aura pas lieu soient rétrocédées, l'évaluation du volume de garanties concernées étant réalisée au prorata temporis de la période où la livraison n'aura pas lieu.

La CRE propose d'introduire au sein du projet d'arrêté relatif aux modalités de cession des garanties de capacité liées à l'ARENH un mécanisme de compensation en numéraire dans l'hypothèse où le débiteur de certificats de capacité liés à l'ARENH ne détiendrait pas de telles garanties.

N.B. : l'arrêté a été publié au JORF du 15 novembre 2016, il reprend sans la modifier la proposition de la CRE, et confie l'exécution de l'arrêté à la directrice de l'énergie.

5. TURPE 5

Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

En application des articles L. 341-2 à L. 341-4 du code de l'énergie, la CRE a défini les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité, dits « TURPE 5 HTB », s'appliquant aux utilisateurs raccordés aux réseaux de haute et très haute tension (HTB), conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTA-BT (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en moyenne et basse tension).

Le TURPE 5 HTB donne à RTE les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique, en intégrant la totalité des programmes d'investissement et de recherche et développement présentés par le gestionnaire de réseaux de transport ou encore en introduisant la possibilité pour RTE d'obtenir des budgets supplémentaires en cours de période tarifaire pour financer des *Smart grids*.

La structure tarifaire du TURPE 5 HTB se fonde sur les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmises par RTE pour la période 2017-2020. Elle prévoit un renforcement du signal horo-saisonnier, c'est-à-dire de la différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur les réseaux, favorable aux actions de maîtrise de la pointe de consommation.

Du fait de ces enjeux, le TURPE 5 HTB connaît une hausse maîtrisée : le tarif augmentera de 6,76 % au 1^{er} août 2017 et évoluera ensuite selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits). La hausse tarifaire retenue pour 2017 résulte de divers facteurs, dont plusieurs sont exogènes à RTE :

- la fin du sous-calage du TURPE 4 HTB lié à l'apurement des comptes de régulation (CRCP et CRFI) de la période du TURPE 2 et 3 ;
- une quasi-stabilité des charges de capital liée à la baisse du taux de rémunération, compensée par l'augmentation de la BAR (+11 % environ au cours de la période du TURPE 5 HTB) du fait de la poursuite du programme d'investissements ambitieux initié par RTE depuis la période du TURPE 4 HTB pour accompagner la transition énergétique ;
- une hausse des charges nettes d'exploitation de +5,7 % (dont +2,7 % hors interruptibilité) entre le réalisé 2015 et les charges prévisionnelles couvertes par le tarif en 2017 permettant à RTE de s'adapter à la transition énergétique et à la transformation numérique ;
- la prise en compte du manque à gagner lié au dispositif d'abattement de factures introduit par l'article L. 341-4-2 du Code de l'énergie ;
- une baisse des soutirages sur le réseau public de transport (ci-après RPT) ;
- l'intégration des coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire ainsi que des coûts additionnels engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la présence économique pour reconstituer les marges (+1,2 %).

Le TURPE 5 HTB donne à l'ensemble des parties prenantes de la visibilité sur l'évolution du tarif entre 2017 et 2021 et renforce les incitations à la performance de RTE :

- introduction d'une incitation sur les coûts des principaux projets de développement de réseaux et sur les charges de capital « hors réseaux » ;
- introduction d'une incitation à la maîtrise des coûts des pertes électriques ;
- renforcement des incitations sur la continuité d'alimentation.

Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

En application des articles L. 341-2 à L. 341-4 du code de l'énergie, la CRE a défini les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité, dits « TURPE 5 HTA-BT », s'appliquant aux utilisateurs raccordés en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT), conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés aux réseaux de haute et très haute tension (HTB)).

Le TURPE 5 HTA-BT donne aux gestionnaires de réseaux de distribution tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique, en intégrant la totalité des programmes d'investissement et de recherche et développement présentés par ENEDIS, en prenant en compte les effets du déploiement des compteurs Linky – notamment la réduction des pertes sur les réseaux - ou encore en introduisant la possibilité pour Enedis de présenter des projets de *Smart grids* en cours de période tarifaire.

La structure tarifaire du TURPE 5 HTA-BT se fonde sur les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmises par RTE et Enedis pour la période 2017-2020. Elle prévoit un renforcement du signal horo-saisonnier, c'est-à-dire de la différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur les réseaux, favorable aux actions de maîtrise de la pointe de consommation, ainsi qu'au développement de la production renouvelable décentralisée et de l'autoconsommation associées au stockage d'électricité.

Du fait de ces enjeux, le TURPE 5 HTA-BT augmentera en moyenne de 2,71 % au 1^{er} août 2017 et évoluera ensuite, en moyenne, selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits).

Cette évolution modérée résulte de divers facteurs :

- un niveau élevé des investissements qui conduit mécaniquement à une hausse de la base d'actifs régulés ;
- une hausse des charges d'exploitation liée aux nouveaux projets d'Enedis ;
- une hausse du TURPE HTB ;
- une baisse des taux sur les marchés financiers ;
- une baisse du coût des pertes ;
- une intégration des gains de productivité réalisés pendant la période du TURPE 4.

Le TURPE 5 HTA-BT donne à l'ensemble des parties prenantes de la visibilité sur l'évolution du tarif entre 2017 et 2021 et renforce les incitations à la performance des opérateurs, notamment à travers :

- l'introduction d'incitations sur les coûts unitaires des investissements, sur les charges de capital « hors réseaux » et sur les charges liées à la compensation des pertes électriques ;
- le renforcement des incitations sur la continuité d'alimentation et sur la qualité de service.

Enfin, le mécanisme de différé tarifaire prévu pour le projet Linky conduit à imputer sur le compte régulé de lissage les effets anticipés sur les charges d'Enedis de ce projet, qui ne pèse donc pas sur le niveau du TURPE 5 HTA-BT.

6. RÉSEAUX INTELLIGENTS

Délibération de la CRE du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel

Depuis 2010, dans le cadre de ses missions relatives au bon fonctionnement et au développement des réseaux énergétiques et en cohérence avec les objectifs de politique énergétique de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de maîtrise de la demande en énergie et d'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale, la CRE entend accompagner l'évolution des réseaux d'électricité et de gaz naturel vers des réseaux intelligents (« *Smart grids* »).

Cette démarche, initiée en 2010, a notamment abouti à :

- la mise en place d'un site internet dédié aux *Smart grids*,
- l'établissement de 41 recommandations d'évolution des cadres juridique, technique et économique nécessaires au développement des *Smart grids*, publiées dans la délibération de la CRE du 12 juin 2014,
- la publication, pour le 1^{er} novembre 2014, d'une feuille de route de mise en œuvre des recommandations qui les concernent par les trois principaux gestionnaires de réseaux (RTE, Enedis et EDF SEI).

Le 25 février 2015, la CRE a publié une deuxième délibération en faveur du développement des réseaux intelligents afin de dresser un bilan des feuilles de route, d'instituer le principe d'une mise à jour annuelle de ces feuilles de route et de proposer de nouvelles recommandations, permettant notamment d'en étendre la portée au gaz naturel et à la mutualisation des divers réseaux d'énergie.

Dans ce cadre, par sa délibération du 8 décembre 2016, la CRE a présenté un état d'avancement détaillé de la mise en œuvre de chacune des recommandations précédentes et a adressé aux opérateurs 17 nouvelles recommandations pour :

- encadrer et encourager le développement des nouvelles technologies et des nouveaux services ;
- améliorer l'exploitation des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel ;
- et augmenter la performance globale du système électrique.

L'objectif est de faire passer les *Smart grids* du stade d'expérimentation à celui du déploiement industriel, en métropole comme dans les territoires non interconnectés aux réseaux nationaux.

La CRE a ainsi demandé tout particulièrement aux gestionnaires de réseaux lauréats de l'appel à projets « Réseaux électriques intelligents » de la Nouvelle France Industrielle de présenter l'ensemble des technologies et fonctionnalités qu'ils comptent mettre en œuvre, afin de stimuler la recherche dans ce domaine et d'accélérer le déploiement des *Smart grids* à une échelle industrielle.

La CRE a également appelé les opérateurs à adopter une approche « multi-énergies » ou « multi-fluides » consistant à organiser - en étroite collaboration avec les collectivités locales - la gestion des différents réseaux d'énergie selon leur complémentarité afin de tirer profit de leur synergie pour améliorer l'efficacité de leur gestion et réduire ainsi la facture des consommateurs.

La CRE a en outre invité les gestionnaires de réseaux à améliorer leur coordination dans le domaine de la publication et de l'exploitation des données de consommation, destinées à être mises à disposition des consommateurs, des collectivités locales et de l'ensemble des acteurs concernés.

Les nouvelles recommandations de la CRE ont également concerné le renforcement de la stabilité du système électrique. La CRE a en effet demandé aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de mettre en place des outils informatiques permettant de rendre compte de la localisation des zones de contraintes en tension et en intensité des réseaux qu'ils exploitent, afin de permettre à des acteurs tiers de leur proposer des solutions appropriées pour traiter de telles congestions.

Par ailleurs, la CRE a porté une attention toute particulière au développement des réseaux intelligents dans les zones insulaires, dites zones non interconnectées (ZNI), nécessairement plus exposées aux risques de défaillance du réseau électrique. La CRE a ainsi demandé au gestionnaire de réseau, EDF SEI, de lui communiquer les mesures prises pour renforcer la stabilité des systèmes électriques insulaires, et de l'informer des avancées des projets relatifs au stockage d'énergie.

SYNTHÈSE DES DÉCISIONS DU CoRDiS ET DES JURIDICTIONS JUDICIAIRES

Le raccordement d'un ensemble immobilier en un seul point du réseau public de distribution méconnaît le monopole de gestion des réseaux de distribution d'électricité.

COUR D'APPEL DE PARIS, 12 JANVIER 2017, ENEDIS / VALSOPHIA

La société Valsophia avait saisi le CoRDiS d'un différend l'opposant à la société ERDF, devenue Enedis, relatif aux conditions de raccordement d'un ensemble immobilier neuf en construction au réseau public de distribution d'électricité.

Par une décision en date du 6 mai 2015, le CoRDiS a enjoint à la société Enedis de communiquer à la société Valsophia une proposition technique et financière avec un seul point de raccordement d'électricité pour l'ensemble du projet immobilier, assortie d'une prestation de comptage en décompte.

La société Enedis a formé un recours en annulation contre ladite décision devant la cour d'appel de Paris.

Par un arrêt rendu le 12 janvier 2017, la Cour l'a annulée au motif que le raccordement indirect d'installations de consommation d'électricité n'était pas autorisé par le droit en vigueur à la date des faits.

En effet, en l'absence de transposition en droit interne de l'article 28 de la directive 2009/72 relatif aux réseaux fermés de distribution, « *seules les entreprises visées à l'article L.111-52 du Code de l'énergie étaient autorisées à gérer, sur le territoire national, un réseau de distribution d'électricité* ».

La cour d'appel de Paris précise que les installations électriques privatives gérées par la société Valsophia, permettant de transporter l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux que sont les propriétaires et locataires des lots, doivent être qualifiées de réseau de distribution d'électricité. Elle juge que la solution du raccordement unique imposée à Enedis implique, par conséquent, de confier à la société Valsophia la gestion d'un réseau de distribution d'électricité. Cette solution méconnaît le monopole de gestion des réseaux de distribution d'électricité en France, et viole l'article L. 111-52 du Code de l'énergie.

La Cour opère également une distinction entre un raccordement indirect pour un producteur d'électricité et un raccordement indirect d'une installation de consommation au réseau public de distribution.

Procédure : précisions sur le contenu des recours en reformation devant la CA de Paris

COUR DE CASSATION, POURVOI N°14-25830, RETZVOLTS/ ERDF

La société Retzvolts avait saisi le CoRDiS d'un différend qui l'opposait à la société ERDF, devenue Enedis, relatif aux conditions de raccordement de son projet de centrale photovoltaïque au réseau public de distribution d'électricité.

Par une décision du 3 juillet 2013, le CoRDiS a décidé, d'une part, que le coût de l'extension pour le raccordement de l'installation de production au réseau public de distribution figurant dans la proposition technique et financière devait, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, être mis à la charge du gestionnaire, et, d'autre part, que le délai d'acceptation de cette proposition était suspendu à compter de la date d'introduction de la demande de règlement de différend et jusqu'à la date de notification de la décision du CoRDiS.

La société Retzvolts a formé un recours en annulation contre ladite décision.

Par un arrêt du 25 septembre 2014, la cour d'appel de Paris a jugé ce recours irrecevable en application de l'article 9 du décret n°2000-894 du 11 septembre 2000. En effet, la société Enedis n'avait pas déposé un exposé complet des moyens dans le mois qui a suivi le dépôt de la déclaration de recours alors même qu'elle contenait un exposé sommaire des moyens.

La Cour de cassation a cassé et annulé cet arrêt en jugeant que seule l'absence d'un exposé sommaire des moyens dans la déclaration de recours formée dans le délai imparti est sanctionnée par l'irrecevabilité du recours. Dès lors, le fait de ne pas déposer un exposé complet des moyens dans le mois qui suit le dépôt de cette déclaration ne rend pas le recours irrecevable.

Compétence du CoRDiS pour fixer les conditions financières des prestations réalisées par le fournisseur dans le cadre de la gestion de clientèle

COUR D'APPEL DE PARIS, 2 JUIN 2016, GRDF, DIRECT ENERGIE ET ENI

Par une décision du 19 septembre 2014, le CoRDiS a enjoint à la société GRDF de transmettre dans un délai de 6 mois à la société Poweo Direct Energie, devenue Direct Energie, un nouveau contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (ci-après « CAD ») afin de ne plus imposer au fournisseur des stipulations visant à le rendre redevable, en son nom et pour son compte, du paiement du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel (ci-après « ATRD ») et de toute autre somme non couverte par ce tarif, notamment dans le cadre du traitement des impayés relatifs à la part acheminement.

Les sociétés GRDF, Eni et Direct Energie ont formé un recours contre la décision devant la cour d'appel de Paris.

Par un arrêt du 2 juin 2016, la Cour a confirmé la solution retenue s'agissant du traitement des impayés de la part acheminement, ainsi que le caractère rétroactif de la décision du CoRDIS. Elle a cependant réformé la décision du CoRDIS en ce qu'elle rejetait la demande de la société Direct Energie visant à ce que le CoRDIS détermine la rémunération des prestations qu'elle rend aux clients finals pour le compte de la société GRDF. La cour a précisé que « le CoRDIS n'avait à ce sujet nul besoin de définir quelle était la qualification du contrat par lequel la société fournisseur agissait envers le gestionnaire de réseau auprès du client final, mais simplement de préciser quelles prestations étaient concernées et de fixer une méthode de calcul de la rémunération du fournisseur lorsqu'il agit pour le compte du gestionnaire de réseau auprès du client final ».

En conséquence, la cour d'appel de Paris a enjoint à la société GRDF de proposer à la société Direct Energie et à la société ENI un avenant au CAD prévoyant notamment « une rémunération équitable et proportionnée au regard des coûts évités par [la société GRDF] des prestations accomplies pour son compte auprès des clients ». Ces amendements ainsi que l'offre tarifaire afférente devront être proposés « dans le délai de deux mois à compter de la signification de l'arrêt et être soumis au CoRDIS dans le même délai ».

Précisions s'agissant de la notion d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux au sens de l'article L. 134-22 du code de l'énergie

CORDIS, ELICIO BRETAGNE, 31 AOÛT 2016

La société Elicio Bretagne a saisi le CoRDIS d'une demande de mesures conservatoires dans le cadre d'un règlement de différend à l'encontre de la société Enedis relatif à l'exécution d'un contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité de son installation de production éolienne.

En 2009, la société Elicio Bretagne a conclu un contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité en injection (ci-après « CARD-I ») ainsi qu'une convention d'exploitation avec la société Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la commune où la société Elicio exploite un parc éolien.

En 2016, la société Enedis a informé la société Elicio Bretagne qu'une période de découplage (i.e. coupure de l'accès au réseau ou indisponibilité), était prévue en raison de travaux de maintenance lourde de type « travaux RTE » sur le poste source auxquelles sont raccordées les installations éoliennes. La coupure initialement prévue a ensuite été reportée et rallongée en raison de travaux de maintenance lourde de type « Renouvellement poste source ».

La société Elicio Bretagne a demandé à la société Enedis une compensation au titre de la perte de production pendant la période de découplage. La société Enedis a refusé de faire droit à ladite demande indemnitaire au motif que l'intervention consiste en un « Renouvellement d'ouvrage » et que les conditions générales et particulières du contrat ne prévoient pas une telle indemnisation.

La société Elicio estime que la société Enedis a violé les conditions générales et les conditions particulières du CARD-I en ce que :

- Les travaux pouvant engendrer une indisponibilité du réseau sans indemnisation sont limitativement énumérés par le contrat. Les travaux envisagés par Enedis ne figurent pas dans cette liste.
- La société Enedis a violé les stipulations du contrat en omettant d'organiser une concertation préalable avec la société Elicio s'agissant de cette indisponibilité.

À titre conservatoire, la société Elicio Bretagne a demandé au comité d'enjoindre à la société Enedis de maintenir l'accès de son site de production au réseau public de distribution à compter de la date de coupure du réseau et pour toute la période d'indisponibilité initialement prévue par le gestionnaire du réseau de distribution.

Dans sa décision du 31 août 2016, le CoRDIS a rejeté la demande de mesures conservatoires de la société Elicio Bretagne.

Le CoRDIS a en premier lieu considéré que la demande était recevable en relevant que :

- l'obligation de production d'écritures récapitulatives prévue par l'article R.134-13 du code de l'énergie n'est pas applicable aux demandes de mesures conservatoires.
- l'article R. 134-18 du code de l'énergie ne prévoit pas que la demande de mesures conservatoire doit être présentée par mémoire séparé. Dès lors, « la circonstance que le mémoire introductif ait été enregistré administrativement sous deux numéros distincts pour la demande de règlement de différend et pour la demande de mesures conservatoires est sans incidence sur la régularité de la procédure ».
- la demande de mesures conservatoires a bien été présentée accessoirement à une demande au fond conformément à l'article R. 134-18 du code de l'énergie dès lors qu'elle est relative à l'interruption de l'accès au réseau public de distribution d'électricité et à un désaccord sur l'interprétation et l'exécution d'un contrat d'accès mentionné à l'article L. 111-91 du code de l'énergie.
- le contrat n'instituait pas une procédure de conciliation obligatoire et préalable à la saisine du comité. Le fait qu'aucune proposition de règlement amiable du litige n'ait été présentée à ENEDIS n'est donc pas de nature à rendre irrecevable la saisine du Comité.

Sur le fond, le comité a relevé, d'une part, qu'une concertation a eu lieu entre la société Enedis et la société Elicio Bretagne afin de limiter, dans une certaine mesure, l'atteinte à la continuité du fonctionnement du réseau. D'autre part, le comité a relevé que la société ENEDIS a proposé une solution alternative à la société Elicio Bretagne, lui permettant une production à une puissance limitée à hauteur de 20% pendant la durée des travaux, et que la société Elicio Bretagne, qui n'a pas transmis un état prévisionnel annuel de productible, ne conteste pas cette solution alternative.

Dès lors, le CoRDIS a décidé que « *la société Elicio Bretagne ne justifie pas que les conditions de planification des travaux et de limitation de puissance envisagées par la société Enedis sont de nature à porter une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès au réseau susceptible d'entraîner la suspension des travaux concernés* ».

Précisions s'agissant de la notion d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux au sens de l'article L. 134-22 du code de l'énergie

CORDIS, MOULIN DU TEULEL/ENEDIS, 17 OCTOBRE 2016

Le CoRDIS a été saisi d'une demande de mesures conservatoires présentée par la société Moulin du Teulel dans le cadre d'un différend qui l'oppose à la société ERDF, devenue Enedis, relatif à l'utilisation d'une protection de découplage de type DIN VDE 0126 dans une installation de production hydroélectrique.

Dans le cadre d'une demande de raccordement au réseau public de distribution, la société Moulin du Teulel a contesté le choix de protection de découplage prescrite dans la proposition technique et financière. En effet, la société Enedis proposait d'utiliser une protection de type B.1 dès lors que l'utilisation d'une protection de découplage de type DIN VDE 0126 n'est pas autorisée par les textes, d'autant plus s'agissant d'une installation hydraulique.

Selon la société Moulin du Teulel, le refus de la société d'Enedis d'installer la protection de découplage de type DIN VDE 0126, qui n'est justifié par aucune raison technique ou de sécurité, la priverait de l'accès au réseau public de distribution d'électricité et constituerait une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux au sens de l'article L. 134-22 du code de l'énergie.

En conséquence, la société Moulin du Teulel a demandé au comité d'ordonner des mesures conservatoires pour l'utilisation de sa protection de découplage de type VDE 0126, pour la période entre la mise en service de la centrale jusqu'au jugement au fond du comité.

Par une décision du 17 octobre 2016, le CoRDIS a décidé, à titre conservatoire, que l'utilisation temporaire d'une protection de découplage conforme à la norme DIN VDE 0126- disposant de réglage VFR2014 peut être mise en œuvre dans l'installation de production hydroélectrique de la société Moulin du Teulel.

Le CoRDIS a d'abord précisé que l'ancienneté du refus opposé par la société Enedis et contesté par l'exploitant ne saurait à elle seule exclure l'existence d'une atteinte immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux.

Puis, il a considéré que la gravité du refus opposé depuis plus de deux ans à la société Moulin du Teulel, qui a effectué de lourds investissements consistant en la rénovation de deux turbines existantes et l'installation de deux nouvelles turbines afin d'augmenter la puissance de sa centrale, alors qu'elle se trouve dans l'impossibilité d'être injectée, n'est pas contestée. Dès lors, ce refus constitue une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux au sens de l'article L. 134-22 du code de l'énergie.

Enfin, le comité a considéré que l'utilisation d'une protection de découplage conforme à la norme DIN VDE 0126 n'est pas interdite pour les installations de production autres que celles photovoltaïques, dans la limite d'une puissance installée inférieure ou égale à 250 kVA.

Dépose d'une ligne électrique pour raison de sécurité

CORDIS, MONSIEUR A / ERDF, (N°16-05-30), 30 MAI 2016

Monsieur A. a saisi le comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie du différend qui l'oppose à la société ERDF, devenue Enedis, s'agissant de la dépose d'une ligne électrique et du raccordement d'une construction au réseau public de distribution d'électricité.

La demande au fond était assortie d'une demande de mesures conservatoires rejetée par le CoRDIS dans une précédente décision (CoRDIS, 17 décembre 2014, n°21-38-14).

D'une part, le CoRDIS a considéré que la ligne électrique concernée avait été déposée à bon droit par la société Enedis sur demande de la mairie, pour des raisons de sécurité.

D'autre part, s'agissant de la nouvelle demande de raccordement de Monsieur A., le comité a précisé qu'en application des dispositions de l'article L.111-6 du code de l'urbanisme et des stipulations de l'article 23 du cahier des charges de concession, c'est à bon droit que la société Enedis s'est conformée à l'avis défavorable rendu par le service compétent en matière d'urbanisme, et a informé le requérant que sa demande de raccordement ne pouvait aboutir.

Le comité a également déclaré irrecevable les demandes indemnitaires de Monsieur A., aucune disposition législative ou règlement ne lui permettant d'accueillir ce type de demande.

Constatation de l'inexécution d'une décision du CoRDIS relative au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel, et en particulier au traitement des impayés

CORDIS, DÉCISION DU 20 JANVIER 2016 RELATIVE À L'EXÉCUTION DE LA DÉCISION DU 19 SEPTEMBRE 2014

Par une décision du 19 septembre 2014, le CoRDIS a enjoint à la société GRDF de transmettre à la société POWEO DIRECT ENERGIE, devenue Direct Energie, un nouveau contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (ci-après « CAD ») dans un délai de six mois, conforme aux principes rappelés dans sa décision selon lesquels ce contrat ne peut avoir pour objet ou pour effet de faire supporter au seul fournisseur les sommes correspondant à la mission de distribution dévolue au gestionnaire de réseaux de distribution (ci-après « GRD »), notamment dans le cadre du traitement des impayés relatifs à la part acheminement.

Le comité a précisé qu' à défaut d'accord et de signature d'un nouveau contrat dans un délai de six mois à compter de la notification de la décision, les parties « pourront saisir à nouveau le CoRDIS pour apprécier la conformité du nouveau projet de contrat aux principes de la présente décision ».

Par une décision du 20 janvier 2016, le CoRDIS a considéré qu'en l'absence de signature d'un nouveau contrat du fait d'un désaccord entre les parties, il lui revenait d'apprécier la conformité du projet d'avenant du 20 octobre 2015 traitant du sort des impayés de la part acheminement.

Le comité a repris chaque élément litigieux du projet d'avenant afin d'en vérifier la conformité.

S'agissant du traitement du « flux » d'impayés, le comité a considéré que la mise en place d'un dispositif d'avance des sommes facturées au fournisseur au profit du GRD ne méconnaît pas, en lui-même, les principes énoncés par la décision du 19 septembre 2014. Le CoRDIS a par ailleurs estimé que le remboursement des créances détenues par le fournisseur sur le GRD peut être subordonné à leur qualification de « créances irrécouvrables ».

Toutefois, le CoRDIS a rappelé que ces aménagements contractuels ne pouvaient conduire « à faire supporter au fournisseur le paiement du tarif ATRD et de toute autre somme due au gestionnaire de réseau non couverte par ce tarif ». Il a relevé que certaines modalités contractuelles aboutissaient à transférer le risque financier lié au non-paiement des sommes dues au titre de l'acheminement sur le fournisseur et ne satisfaisaient donc pas à cette exigence. Le comité a ainsi relevé qu'il ne saurait être exigé du fournisseur qu'il établisse à ses frais et risques, au moyen d'une attestation émise par un tiers indépendant, que ses créances correspondent exactement aux sommes dues au titre de l'utilisation du réseau de distribution par chaque client final,

alors que cette information ressort de la mission du GRD. Le CoRDIS a également considéré que les stipulations permettant au GRD de suspendre le remboursement des sommes dues au fournisseur, ou encore celles relatives à la fixation unilatérale des modalités d'audit des sommes concernées, telles qu'elles sont prévues par le projet d'avenant, sont de nature à permettre le transfert du risque qui s'attache à l'exercice de la mission de service public du gestionnaire de réseaux sur le seul fournisseur.

S'agissant du traitement du « stock » de créances dues à la société DIRECT ENERGIE au titre des impayés de la part acheminement, le comité a considéré que ce stock de créances continue de se constituer jusqu'à la date de signature de l'avenant. L'examen détaillé du projet d'avenant par le CoRDIS a ensuite donné lieu à des conclusions similaires à celles qu'il a développées sur le traitement du « flux » d'impayés.

Le comité a notamment rappelé que le calcul rétroactif du montant des créances, pour chaque point de livraison, relevait de la mission du GRD et qu'il ne saurait donc être imposé au fournisseur de procéder à ses frais et risques à ce calcul. Eu égard au grand nombre, à la variété et à la faible valeur unitaire des sommes à rembourser rétroactivement par le GRD, le comité a précisé que les parties pouvaient s'entendre sur une méthode statistique suffisamment précise afin de déterminer le montant d'impayés constitués sur la période antérieure à la mise en conformité du CAD.

Le CoRDIS en a conclu que la décision du comité en date du 19 septembre 2014 n'est pas exécutée et que la société GRDF devra dans un délai d'un mois transmettre à la société DIRECT ENERGIE un nouveau contrat conforme aux principes énoncés et le communiquer dans le même délai au CoRDIS.

Constatation de la bonne exécution d'une décision du CoRDIS relative au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel, et en particulier au traitement des impayés

CORDIS, DÉCISION DU 18 MAI 2016 RELATIVE À L'EXÉCUTION DES DÉCISIONS DU 19 SEPTEMBRE 2014 ET DU 20 JANVIER 2016

Par une décision du 18 mai 2016, le CoRDIS a constaté que le nouveau projet d'avenant au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (ci-après « CAD »), traitant du sort des impayés de la part acheminement et transmis le 23 mars 2016 par la société GRDF, satisfait aux principes rappelés dans les décisions du CoRDIS du 19 septembre 2014 et du 20 janvier 2016 et que ces décisions sont exécutées, sous réserve de l'application effective de la nouvelle rédaction du contrat.

S'agissant du traitement du « flux » d'impayés, le comité a rappelé que la mise en place d'un dispositif d'avance au profit du GRD ne constitue que l'une des solutions opérationnelles envisageables, et qu'il lui appartient de vérifier sa conformité.

Dans le cadre de ce dispositif, le CoRDIS a considéré que le projet d'avenant pouvait prévoir que le gestionnaire de réseaux rembourse les créances dues au fournisseur dès lors qu'elles ont été enregistrées en irrécouvrable dans sa comptabilité, sans méconnaître les principes dégagés par le CoRDIS dans ses précédentes décisions.

En application de ces principes, la nouvelle rédaction du projet d'avenant pouvait également prévoir que le montant de ces créances corresponde « *aux sommes facturées par le fournisseur au client au titre de l'utilisation par le client du réseau de distribution* » et des prestations fournies au client par le gestionnaire de réseaux.

Le comité a relevé que les autres stipulations ne prévoient plus la possibilité de suspendre le remboursement des sommes avancées par le fournisseur, et renvoient « *à l'accord des parties, tant la détermination des modalités de l'audit que les conséquences éventuelles de cet audit* ». Elles satisfont en conséquence aux décisions du CoRDIS du 19 septembre 2014 et du 20 janvier 2016.

S'agissant du traitement du « stock » de créances dues au fournisseur, le CoRDIS a notamment relevé que le projet d'avenant prévoyait de déterminer leur montant selon deux modalités alternatives : soit par le calcul d'une « *proportion moyenne de part acheminement* » à partir du montant total d'acheminement facturé par le fournisseur, soit en s'assurant que pour chaque point de livraison ou point de comptage et d'estimation concerné, le montant de la « *part acheminement des créances clients irrécouvrables* » corresponde bien au montant des sommes dues au titre de l'utilisation du réseau de distribution et des prestations fournies par le gestionnaire de réseaux. Il en a conclu que la rédaction issue du projet d'avenant « *permet de ne plus transférer sur le fournisseur le risque financier lié au non-paiement des sommes dues au titre de l'utilisation des réseaux publics de distribution* ».

Le comité a par ailleurs constaté, comme s'agissant des stipulations relatives au « flux » d'impayés, qu'en renvoyant à l'accord des parties, tant la détermination des modalités des audits du « stock » d'impayés que les conséquences éventuelles de ces audits, la nouvelle rédaction du projet d'avenant respecte bien les principes énoncés par le CoRDIS.

Le CoRDIS conclut de l'ensemble de ces éléments que la nouvelle proposition d'avenant est conforme aux principes énoncés dans ses précédentes décisions.

GLOSSAIRE

3^e PAQUET ÉNERGIE

Publié en août 2009, le 3^e paquet énergie vise la mise en place de conditions de concurrence homogènes dans les États membres de l'Union en vue de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Il se compose de deux directives relatives aux marchés de l'électricité et du gaz (2009/72/CE et 2009/73/CE), de deux règlements concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (règlement (CE) n°714/2009) d'une part, et les conditions d'accès aux réseaux de gaz naturel (règlement (CE)n° 715/2009) d'autre part, ainsi que du règlement (CE) n° 713-2009 créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

3X20

Voir Paquet énergie climat

ACCÈS DES TIERS AU RÉSEAU

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

AGENCE DE COOPÉRATION DES RÉGULATEURS DE L'ÉNERGIE (ACER)

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) est un organisme communautaire doté de la personnalité juridique, institué par le règlement (CE) n° 713/2009 et mis en place en 2010. L'ACER est opérationnelle depuis le 3 mars 2011. Son siège se situe à Ljubljana en Slovénie. L'objectif de l'ACER est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau communautaire et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle joue un rôle-clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ses compétences consistent à :

- élaborer et soumettre à la Commission européenne des orientations-cadre non contraignantes ;
- participer à l'élaboration de codes de réseau européens de l'électricité et du gaz naturel conformes aux orientations-cadre ;
- prendre des décisions individuelles contraignantes sur les modalités et les conditions d'accès et de sécurité opérationnelle des infrastructures transfrontalières lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- prendre une décision sur des dérogations, si l'infrastructure concernée se situe sur le territoire de plus d'un État membre, lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- émettre des avis à l'intention de l'ENTSOG (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz) et l'ENTSO-E (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité), notamment sur les codes de réseau, et sur le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté ;

- surveiller l'exécution des tâches des ENTSO ;
- surveiller la coopération régionale des ENTSO ;
- conseiller les institutions européennes sur les questions relatives aux marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel ;
- surveiller, en coopération avec la Commission européenne, les États membres et les autorités de régulation nationales, les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel, notamment les prix de détail de l'électricité et du gaz naturel, l'accès au réseau, y compris l'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, et le respect des droits des consommateurs.

ARENH

Depuis le 1^{er} juillet 2011, les fournisseurs ont l'exercice du droit l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) en achetant de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par le régulateur. Le coût de production de l'électricité nucléaire étant inférieur au prix de l'électricité sur le marché de gros auquel ont accès les fournisseurs privés, ce dispositif prévu par la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (« NOME ») du 7 décembre 2010 doit permettre aux consommateurs de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire français quel que soit leur fournisseur d'électricité, en créant les conditions d'une vraie concurrence en aval et sur tous les segments de clientèle, particuliers et professionnels.

La loi prévoit que la CRE propose les prix, calcule les droits et contrôle l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Les principaux paramètres de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique sont :

- Le plafond total annuel d'électricité nucléaire historique cédé par EDF aux fournisseurs privés : il a été fixé à 100 térawattheures, ce qui représente environ ¼ de la production d'électricité annuelle du parc nucléaire historique.
- Le volume d'électricité demandé par chaque fournisseur privé bénéficiant de l'ARENH au cours d'une période de livraison donnée, et qui dépend de la consommation de ses clients. La loi dispose que ce volume doit refléter la part de la production nucléaire dans la consommation finale d'électricité ce qui représente en moyenne, pour 2011, 85 % de la consommation d'électricité des clients.
- Le prix de l'ARENH : il doit refléter les conditions économiques de la production d'électricité par les centrales nucléaires d'EDF. Il est calculé par addition des coûts de production de l'électricité nucléaire historique d'EDF.

En l'absence du décret en Conseil d'État prévu par la loi NOME précisant la méthode d'identification et de comptabilisation de ces coûts, la CRE a dû établir la méthode qu'elle estime pertinente pour refléter les conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique. Cette méthode a conduit, selon les critères retenus, à un prix de l'ARENH compris entre 36 €/MWh et 39 €/MWh. Le gouvernement a justifié le prix de 42 €/MWh proposé dans son arrêté du 17 mai 2011 par une prise en compte anticipée d'investissements indispensables à la mise en sécurité des centrales nucléaires.

AUTORITÉ ADMINISTRATIVE INDÉPENDANTE (AAI)

Une autorité administrative indépendante (AAI) est une institution de l'État, chargée, en son nom, d'assurer la régulation de secteurs considérés comme essentiels et pour lesquels le gouvernement veut éviter d'intervenir trop directement. Les AAI présentent trois caractéristiques. Ce sont :

- des autorités : elles disposent d'un certain nombre de pouvoirs (recommandation, décision, réglementation, sanction) ;
- administratives : elles agissent au nom de l'État et certaines compétences dévolues à l'administration leur sont déléguées (ex : le pouvoir réglementaire) ;
- indépendantes : à la fois des secteurs contrôlés mais aussi des pouvoirs publics.

Les AAI sont placées en dehors des structures administratives traditionnelles et ne sont pas soumises au pouvoir hiérarchique. Les pouvoirs publics ne peuvent pas leur adresser d'ordres, de consignes ou même de simples conseils. Leurs membres ne sont pas révocables.

CERTIFICATION

La procédure de certification vise à s'assurer du respect par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de production ou de fourniture au sein de l'entreprise verticalement intégrée à laquelle ils appartiennent. La séparation effective des activités de gestion des réseaux de transport et des activités de production ou de fourniture a pour principales finalités d'éviter tout risque de discrimination entre utilisateurs de ces réseaux et de rendre les décisions d'investissement indépendantes des seuls intérêts des groupes intégrés. L'appréciation de l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport porte sur trois thématiques principales, correspondant à l'application des règles d'organisation énoncées aux articles L. 111-11 et L. 111-13 à L. 111-39 du code de l'énergie. En premier lieu, l'organisation interne et les règles de gouvernance du GRT doivent être conformes aux règles visant à garantir l'indépendance fonctionnelle et organique du GRT. En deuxième lieu, le GRT doit fournir des garanties suffisantes en matière d'autonomie de fonctionnement. En troisième lieu, le GRT doit s'assurer de la mise en place d'un responsable de la conformité, en charge du contrôle du respect des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

CODES DE RÉSEAU EUROPÉENS

Élaborés par les associations européennes de gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et le gaz (ENTSO), les codes de réseau européens sont des règles communes portant sur différentes questions transfrontalières énumérées dans les règlements communautaires. Ils peuvent devenir juridiquement contraignants par la voie de la comitologie si l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) fait une recommandation allant dans ce sens à la Commission européenne.

COMPTAGE ÉVOLUÉ

Le comptage évolué est destiné à permettre, au minimum, la mise à disposition des consommateurs, chaque mois et non plus chaque semestre, des informations exactes sur leurs consommations d'électricité ou de gaz, avec pour objectifs l'amélioration de la qualité de la facturation et une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie par les clients. Un système de comptage évolué stocke des données (index, courbes de charge), enregistre des informations (interruption de fourniture, dépassement de puissance), peut être éventuellement paramétré, interrogé et actionné à distance (fonctionnement bi-directionnel). Le comptage évolué implique la mise en place de compteurs communicants capables de stocker les informations résultant des mesures et l'établissement de systèmes de transmission de données permettant la circulation rapide et fiable des informations contenues dans les compteurs entre les utilisateurs, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs.

CONSEIL DES RÉGULATEURS EUROPÉENS DE L'ÉNERGIE (CEER)

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER) est une association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (board), des groupes de travail (working groups) spécialisés dans différents domaines – électricité, gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc. – et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

CONTRAT DE SERVICE PUBLIC ENTRE L'ÉTAT ET GDF SUEZ (ENGIE)

L'article 16 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie et les décrets d'application de cette loi précisent les obligations de service public qui s'imposent aux opérateurs de transport, aux distributeurs et aux fournisseurs de gaz naturel. L'article 1 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières prévoit leur formalisation dans un contrat de service public portant notamment sur les points suivants :

- les exigences de service public en matière de sécurité d'approvisionnement, de régularité et de qualité du service rendu aux consommateurs ;
- les moyens permettant d'assurer l'accès au service public ;
- l'évolution pluriannuelle des tarifs réglementés de vente du gaz ;
- la politique de recherche et développement des entreprises ;
- la politique de protection de l'environnement, incluant l'utilisation rationnelle des énergies et la lutte contre l'effet de serre.

L'actuel contrat de service public signé entre l'État et GDF SUEZ (ENGIE) porte sur la période 2010-2013. Il peut être prorogé pour une période de six mois à défaut de la signature d'un nouveau contrat.

Il a pour objet de constituer dans la durée la référence des engagements pris par GDF SUEZ SA (ENGIE), au titre des activités gérées directement ainsi que des activités relevant du gestionnaire de réseau de distribution (GRDF), du gestionnaire de réseau de transport (GRTgaz), de la filiale de stockage (Storengy) et de la filiale chargée de l'exploitation et du développement des terminaux méthaniers (Elengy), en vue d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées.

CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ (CSPE)

Instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise à :

- compenser les charges de service public de l'électricité, qui sont supportées par les fournisseurs historiques, EDF pour l'essentiel, Électricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution (ELD) ;
- compenser une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), une fois que la compensation des charges de service public de l'électricité a été effectuée (en pratique, la CSPE ne compense plus les charges liées au TaRTAM depuis 2009) ;
- financer le budget du Médiateur national de l'énergie.

Les charges de service public d'électricité couvrent :

- les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables et les surcoûts résultant des contrats « appel modulable » ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental, dus à la péréquation tarifaire nationale (Corse, départements d'outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein). Les tarifs dans ces zones sont les mêmes qu'en métropole continentale alors même que les moyens de production y sont plus coûteux ;
- les pertes de recettes et les coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale produit de première nécessité (TPN) et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ;
- les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations.

COUPLAGE DES MARCHÉS (ENCHÈRES EXPLICITES, ENCHÈRES IMPLICITES)

Le couplage de plusieurs marchés signifie le traitement commun de leurs courbes d'offre et de demande selon leur pertinence économique, c'est-à-dire l'appariement des ordres d'achat les plus hauts avec les ordres de vente les plus bas, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion journalières. En d'autres termes, dans les limites de la capacité d'interconnexion rendue disponible, la contrepartie d'une transaction sur une bourse d'échange d'électricité peut provenir d'une bourse étrangère sans que les participants aient l'obligation d'acheter explicitement la capacité correspondante à la frontière concernée. C'est une forme d'enchère implicite, par opposition aux enchères explicites auxquelles les acteurs réalisant des échanges transfrontaliers d'énergie doivent acheter la capacité d'interconnexion correspondante.

DAY AHEAD

Voir Marché day ahead

DISTRIBUTEUR NON NATIONALISÉ (DNN)

Voir Entreprise locale de distribution

EFFACEMENT DE CONSOMMATION

L'effacement de consommation correspond à la capacité d'un consommateur à adapter son niveau de consommation (en renonçant à certaines consommations ou en les décalant dans le temps) en fonction des signaux extérieurs qu'il reçoit. Ces signaux peuvent être automatiques (pilotage à distance des appareils de consommation) ou

économiques (modulation du prix incitant le consommateur à modifier son comportement). Chez les consommateurs industriels comme chez les particuliers, les effacements de consommation introduisent de la flexibilité dans la demande en électricité, permettant d'adapter le niveau de consommation en fonction des besoins du système ou des niveaux de prix.

ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les sources d'énergies renouvelables sont les énergies éolienne, solaire, géothermique, aérothermique, hydrothermique, marine et hydraulique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

ENTREPRISE LOCALE DE DISTRIBUTION (ELD)

Entreprise ou régie, appelée aussi distributeur non nationalisé, qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par ERDF ou GRDF.

FOISONNEMENT

La réduction des fluctuations temporelles de l'intermittence et de la variabilité de la production d'énergie par la multiplication de sources éloignées est appelé effet de foisonnement. En effet, les fluctuations aléatoires de la production des sources d'énergies « fatales à caractères aléatoire » (c'est-à-dire celles dont la production ne peut être contrôlée et qui dépendent des éléments naturels, comme les fermes éoliennes ou les installations photovoltaïques) sont statistiquement réduites lorsque ces productions sont injectées sur un même réseau électrique maillé. Plus les sources d'énergie sont nombreuses et différentes, plus la puissance moyenne dégagée est lissée.

FLOW-BASED

Méthode de calcul de capacités d'échanges transfrontaliers fondée sur les flux. Elle permet de tirer parti de l'interdépendance entre les échanges sur plusieurs frontières en dédiant 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). Les offres sont en effet acceptées en considérant leur impact sur les lignes en plus de leur prix et de leur volume.

FOURNISSEUR

Personne morale, titulaire d'une autorisation, en gaz, ou s'étant déclarée auprès des pouvoirs publics, en électricité, qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.

FOURNISSEUR ALTERNATIF

Sont considérés comme alternatifs les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

FOURNISSEUR HISTORIQUE

Pour l'électricité, les fournisseurs historiques sont EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que leurs filiales ; pour le gaz, (ENGIE), Tegaz, les ELD ainsi que leurs filiales. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE TRANSPORT (GRT) OU DE DISTRIBUTION (GRD)

Société responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

INITIATIVE RÉGIONALE

Les initiatives régionales ont été mises en place en 2006 par la Commission européenne et le Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (EREG) pour passer progressivement des marchés nationaux à l'échelle européenne, afin de faciliter l'intégration des marchés régionaux de l'électricité et du gaz par le biais d'actions concrètes. La CRE participe activement aux initiatives régionales de quatre des sept régions électriques et deux des trois régions gazières.

LOI NOME

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, a pour objectif de permettre une ouverture effective du marché, dans la mesure où EDF, opérateur historique du marché, se trouve en situation de quasi-monopole sur le secteur de la production d'électricité en France. En effet, comme l'a estimé la Commission européenne à la suite d'une procédure d'enquête au titre des aides d'État, l'existence des tarifs réglementés combinée à l'insuffisance de l'accès des concurrents d'EDF à des sources d'électricité aussi compétitives que le parc nucléaire historique constitue un obstacle au développement d'une concurrence effective. La loi NOME, issue des travaux de la Commission Champsaur, doit ainsi :

- assurer aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, dit ARENH (voir ARENH), de manière transitoire et limité en volume à des conditions équivalentes à celles dont bénéficie le fournisseur historique EDF ;
- permettre la préservation du parc nucléaire historique d'EDF (assurer le financement du parc existant en permettant à EDF de sécuriser ses engagements à long terme pour le démantèlement et la gestion des déchets et également réaliser les investissements nécessaires à l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs de son parc historique) ;
- maintenir des prix compétitifs en France pour les consommateurs finals.

La loi NOME prévoit, entre autres, le maintien des tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs (tarifs bleus) et la suppression des tarifs réglementés pour les gros consommateurs au 31 décembre 2015 (tarifs verts et jaunes).

MARCHÉ DAY AHEAD

Marché sur lequel s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité ou des volumes de gaz livrables le lendemain.

MARCHÉ DE GROS

Le marché de gros désigne le marché où l'électricité et le gaz sont négociés (achetés et vendus) avant d'être livrés sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises).

MARCHÉ DE DÉTAIL

Le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel se divise en deux segments de clientèle :

- les clients résidentiels, qui sont les sites de consommation des clients particuliers ;
- les clients non résidentiels, qui regroupent tous les autres clients : professionnels, grands sites industriels, administrations, etc.

MARCHÉ SPOT

Marché de court terme, incluant les opérations pour livraison à courte échéance.

MÉCANISME D'AJUSTEMENT

RTE dispose de réserves de puissance et d'énergie mobilisables lorsque l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité est à risque (perte d'un groupe de production ou d'un élément du réseau, mauvaise estimation du niveau de consommation,...) : les services système (réserves primaire et secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire). Les réserves primaire et secondaire sont activées automatiquement en quelques secondes après la rupture de l'équilibre. L'activation de la réserve tertiaire se fait manuellement en sollicitant les producteurs et les consommateurs connectés au réseau pour qu'ils activent des offres d'ajustement de leur production ou de leur consommation, à la hausse ou à la baisse, afin de maintenir l'équilibre entre production et consommation. Tout acteur qui dépose une offre sur le mécanisme d'ajustement a le libre choix du prix d'activation de l'offre (exception faite de la mise en place d'un plafond pour les offres déposées par les consommateurs sous contrat avec RTE). Lorsque RTE active une offre d'ajustement à la hausse, c'est-à-dire une offre qui permet de résoudre les déséquilibres du type « production inférieure à la consommation », RTE rémunère l'acteur qui a proposé cette offre. À contrario, lorsque RTE active une offre d'ajustement à la baisse, RTE perçoit de l'acteur le prix de l'offre. Les charges et produits liés à l'activation des offres d'ajustement sont gérés par RTE au sein du compte Ajustements-Écarts, un compte de gestion qui a vocation à être équilibré : les coûts des déséquilibres sont imputés aux acteurs qui en sont à l'origine lors du processus de calcul et de règlement des écarts.

MÉDIATEUR NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Autorité administrative indépendante, le Médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel et de participer à l'information des consommateurs sur leurs droits. Tous les consommateurs particuliers, ainsi que les consommateurs professionnels ayant souscrit une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kVA ou consommant moins de 30 000 kWh de gaz naturel par an peuvent faire appel au Médiateur. Le champ de compétences du Médiateur est encadré par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

MISE SOUS COCON

Mise en arrêt prolongé d'une centrale de production d'électricité, qui continue toutefois d'être entretenue en vue d'une éventuelle remise en service ultérieure.

MIX ÉNERGÉTIQUE

Ou Bouquet énergétique. Répartition, généralement exprimée en pourcentages, des énergies primaires dans la consommation d'un pays.

OBLIGATION D'ACHAT

Dispositif législatif et réglementaire obligeant EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (éolien, photovoltaïque, biomasse...) à des conditions tarifaires et techniques imposées.

OFFRE AU TARIF RÉGLEMENTÉ DE VENTE

Les prix des offres d'électricité ou de gaz aux tarifs réglementés sont fixés par les pouvoirs publics. En électricité, les principales catégories de tarifs réglementés dépendent de la puissance souscrite et de la tension de raccordement. Avec l'entrée en vigueur de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), les tarifs jaunes et verts seront supprimés à compter du 1^{er} janvier 2016.

En gaz, les tarifs réglementés sont de deux types :

- les tarifs en distribution publique pour les clients résidentiels et professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an ;
- les tarifs à souscription, pour les clients professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an. Ces tarifs ne sont plus disponibles : seuls les clients en bénéficiant aujourd'hui peuvent conserver leur contrat.

OFFRE DE MARCHÉ

Les prix des offres de marché sont fixés librement par les fournisseurs dans le cadre d'un contrat.

ORIENTATION-CADRE

Elaborées par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), ces orientations non contraignantes fixent des principes clairs et objectifs auxquels les codes de réseaux européens élaborés par les Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz (ENTSO-G) doivent se conformer.

PAQUET ÉNERGIE-CLIMAT

Publié en juin 2009, cet ensemble de 3 directives (2009/28/CE, 2009/29/CE et 2009/31/CE) et une décision (n° 406/2009/CE) vise à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Union et au renforcement de sa sécurité énergétique et de sa compétitivité grâce au développement des sources d'énergie renouvelables. Il est communément associé à l'objectif dit des « 3x20 d'ici 2020 » : l'accroissement du recours aux énergies renouvelables à 20 % de la consommation d'énergie primaire de l'Union, la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 20 % par rapport aux niveaux de 1990 et l'accroissement de son efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020.

POINT D'ÉCHANGE DE GAZ (PEG)

Les échanges sur le marché de gros du gaz naturel ont lieu à des points virtuels du réseau de transport de gaz français appelés points d'échange de gaz (PEG). S'y opèrent les échanges entre fournisseurs de gaz et l'approvisionnement en gaz des gestionnaires de réseaux de transport de gaz pour l'équilibrage de bilans journaliers. Il existe un PEG dans chacune des zones d'équilibrage du réseau français : le PEG Nord et le PEG Sud situés sur le réseau de transport de GRTgaz et le PEG Sud-Ouest situé sur le réseau de transport de TIGF.

PROJETS D'INTÉRÊT COMMUN

Projets de développement d'infrastructures de transport d'électricité et de gaz dont la liste est établie par la Commission européenne après une procédure de sélection. Ces projets pourront notamment bénéficier de procédures d'autorisation facilitées et, si nécessaire, d'incitations particulières et seront éligibles à une aide au financement.

RÈGLEMENT SUR L'INTÉGRITÉ ET LA TRANSPARENCE DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉNERGIE (REMIT)

Le 28 décembre 2011 est entré en vigueur le règlement européen N°1227/2011, dit REMIT (Regulation on Energy Markets Integrity and Transparency). Celui-ci interdit les abus sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, à savoir :

- les opérations d'initiés consistant à utiliser une information privilégiée (c'est-à-dire une information non publique dont la publication aurait vraisemblablement un impact sur le prix de l'énergie concernée) pour intervenir sur les marchés à son profit. Les informations privilégiées doivent obligatoirement être publiées ;
- les manipulations de marché consistant à donner un signal trompeur sur le prix ou l'équilibre de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie.

Cette approche est inspirée de la régulation financière, adaptée aux marchés de l'énergie. La notion d'information privilégiée fait notamment référence aux informations relatives aux installations physiques de production, de transport, de stockage et aux terminaux méthaniers. Elle est liée aux obligations de transparence prévues par le 3^e paquet énergie.

RÉSEAUX EUROPÉENS DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (ENTSO)

Il existe les ENTSO (European Network of Transmission System Operators) pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz (ENTSO-G). Les gestionnaires de réseaux de transport coopèrent au niveau de l'Union européenne via les ENTSO pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et de l'électricité et des échanges transfrontaliers et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau de transport de gaz naturel et d'électricité. Dans ce cadre, les ENTSO élaborent les codes de réseau européens, sur la base des orientations-cadre établies par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et en étroite concertation avec cette dernière.

RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Réseau conçu pour le transit de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive. On distingue trois hiérarchies de réseaux :

- le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV, de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte ;
- les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV ;

- les réseaux de distribution à 20 kV et 400 V qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME et PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL, RÉGIONAL ET DE DISTRIBUTION DE GAZ

- le réseau de transport principal est un ensemble de canalisations à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux, les réseaux de distribution et les plus importants consommateurs industriels ;
- le réseau de transport régional est une partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les consommateurs finals de consommation importante, raccordés à celle-ci ;
- le réseau de distribution est un ensemble de canalisations à moyenne et basse pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les consommateurs finals et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution. Il est constitué principalement de canalisations de distribution, de branchements, de conduites montantes, d'organes de détente et de comptage, de robinets et d'accessoires.

RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS

Les réseaux électriques intelligents sont aussi appelés smart grids. Ce sont les réseaux électriques publics auxquels sont ajoutés des fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). Le but est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant et de fournir un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs. Rendre les réseaux intelligents consiste à améliorer l'intégration des systèmes énergétiques et la participation des utilisateurs de réseaux. Ces réseaux doivent être profondément reconfigurés pour intégrer la production décentralisée de sources renouvelables à grande échelle, et pour favoriser une offre adaptée à la demande en mettant à la disposition du consommateur final des outils et services lui permettant de connaître sa consommation personnelle, et donc d'agir sur elle.

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Capacité des systèmes électrique et gazier à satisfaire de façon continue la demande prévisible du marché.

TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

Pour acheminer de l'énergie à ses clients, un fournisseur paie à un gestionnaire de réseau de transport et de distribution l'utilisation de son réseau, puis en répercute le coût à ses clients. Ils s'appliquent à l'identique à tous les clients. La CRE fixe ces tarifs. Ils sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

TÉLÉRELÈVE

Lecture à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée sur le réseau, mesurée par les compteurs. Cette technique de relève, souvent associée à des compteurs enregistrant des courbes de charge et non pas uniquement des index, est essentiellement utilisée par les sites ayant de fortes consommations ou pour les sites producteurs.

TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN (TYNDP)

Plan décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité publié par ENTSO-E dans le respect de la démarche de planification des investissements prioritaires dans les infrastructures de transport d'électricité prévue par le 3^e paquet. Ce plan doit être publié tous les deux ans et n'est pas engageant.

TERMINAL MÉTHANIER

Installation portuaire qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après re-gazéification, du gaz naturel liquéfié.

SIGLES

ACER : Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AMF : Autorité des marchés financiers

AMM : Automated Meter Management (gestion automatisée des compteurs)

ANODE : Association nationale des opérateurs détaillants en énergie

ARENH : Accès régulé à l'électricité nucléaire historique

ATRD : Accès des tiers au réseau de distribution

BT : Basse tension

CACM : Capacity Allocation and Congestion Management (orientation-cadre sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions)

CAM : Capacity Allocation Mechanisms (code de réseau sur les règles d'attribution des capacités de transport de gaz naturel)

CASC : Capacity Allocation Service Company (plateforme d'enchères)

CDC : Caisse des dépôts et consignations

CE : Commission européenne

CEER : Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)

CMP : Congestion Management Procedures

CNIL : Commission nationale de l'informatique et des libertés

CoRDIS : Comité de règlement des différends et des sanctions

CRE : Commission de régulation de l'énergie

CSPE : Contribution au service public de l'électricité

CTA : Contribution tarifaire d'acheminement

DG COMP : Direction générale de la concurrence (Commission européenne)

DG ENER : Direction générale de l'énergie (Commission européenne)

DGEC : Direction générale de l'énergie et du climat

ELD : Entreprise locale de distribution

ENTSO : European Network of Transmission System Operators (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport)

ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité)

ENTSO-G : European Network of Transmission System Operators for gas (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz)

EPR : Evolutionary Power Reactor

ETP : Équivalent temps plein

ETPT : Équivalent temps plein travaillé

EUA : European Union Allowance (quota d'émission de CO₂ européen)

GRD : Gestionnaire de réseau de distribution

GRT : Gestionnaire de réseau de transport

GTC : Groupe de travail Consommateurs

GTE : Groupe de travail Électricité

GTG : Groupe de travail Gaz

HTA : Haute tension A

HTB : Haute tension B

ITO : Independent Transmission Operator (modèle de séparation patrimoniale « Gestionnaire de de réseau de transport indépendant »)

LTECV : Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance Verte

NBP : National Balancing Point (point d'échange de gaz au Royaume-Uni)

NOME : Nouvelle organisation du marché de l'électricité

PEG : Point d'échange de gaz

PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie

PPI : Programmation pluriannuelle des investissements

REMIT : Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie)

SI : Système d'information

TPN : Tarif de première nécessité

TSS : Tarif spécial de solidarité

TTF : Title Transfer Facility (point d'échange de gaz aux Pays-Bas)

TURPE : Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

TYNDP : Ten-Year Network Development Plan

ZNI : Zones non interconnectées

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 :
Joëlle Dollé - ©EDF : Eyeem / Getty Images / Wanwisa Hernandez / Cornut Cyrus
Impression :
L'encrier

Fin de rédaction des textes le 17 juillet 2017
Achevé d'imprimer en juillet 2017
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