



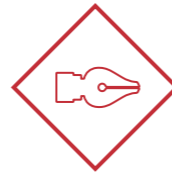
COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

2017

Rapport d'activité



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE



4	INTERVIEW DU PRÉSIDENT	42	QUEL SOUTIEN EFFICACE POUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES PLUS MATURES ?
6	MESSAGE DU COLLÈGE	44	Développement des EnR : propositions pour l'efficacité économique et environnementale de la dépense publique
8	3 MINUTES POUR COMPRENDRE LA CRE	46	La refonte du soutien public à l'éolien terrestre
10	LA CRE, ACTEUR ENGAGÉ EN EUROPE ET DANS LE MONDE	47	La CRE, cheville ouvrière des appels d'offres
14	LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE : LES DATES CLÉS	49	Soutien aux EnR : renforcer le pilotage budgétaire sur la durée pour des choix avisés
16	CHIFFRES CLÉS 2017	52	LES ZNI VERS L'AUTONOMIE ÉNERGÉTIQUE
17	Panorama de l'énergie en France	54	Des systèmes électriques encore très carbonés, coûteux, peu résilients
19	Les consommateurs résidentiels	57	PPE : garantir rigueur et cohérence
20	Les réseaux	58	Le stockage, levier de la transition énergétique des ZNI
21	Les marchés de gros	59	Piloter la demande, une priorité
22	DE NOUVELLES TECHNOLOGIES POUR DES CONSOMMATIONS MAÎTRISÉES	62	LE COMITÉ DE PROSPECTIVE POUR ÉCLAIRER L'AVENIR
24	Ouverture des marchés : l'intensification	64	Une réflexion collective
28	L'innovation technologique, levier de la baisse des consommations et avantage concurrentiel	65	Deux évolutions majeures
30	Pour un développement constant et évolutif de l'autoconsommation	66	Les premiers travaux
32	CONCILIER TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	72	ANNEXES
34	La nette progression des flux d'électricité aux frontières : l'Europe de l'énergie existe	72	Glossaire
36	L'évolution des modalités d'équilibrage du système électrique	77	Sigles
37	Un marché du gaz bien intégré au niveau européen et la création d'une zone de marché unique en France		
39	Des investissements stratégiques		



“ La CRE trace les nouvelles voies du secteur de l'énergie. »

JEAN-FRANÇOIS CARENCIO, Président de la CRE

MONSIEUR LE PRÉSIDENT, COMMENT PERCEVEZ-VOUS LE RÔLE DE LA CRE ?

Dès mon arrivée à la CRE, j'ai voulu donner à cette autorité indépendante une impulsion déterminante pour en faire un lieu d'échanges et de dialogue ouvert à tous les acteurs du secteur. Je considère que l'activité de régulation doit d'abord faire s'exprimer toutes les opinions pour que se construise une société où l'énergie, un bien vital, devienne un sujet de partage et non de conflit. De grandes transformations sont en cours, il faut nous y préparer tous ensemble.

Le marché de l'énergie s'ouvre progressivement à la concurrence depuis 2000. Les directives européennes, qui en sont les piliers, ont marqué les étapes décisives de cette dynamique. La CRE en est le bras armé. Très vite, j'ai compris que nos missions devaient prendre appui sur une politique affirmée de pédagogie. D'une grande complexité technique, économique et juridique, les questions énergétiques ne sont pas toujours perceptibles, voire compréhensibles, par le grand public alors qu'elles touchent directement notre vie quotidienne. À nous de les rendre accessibles au plus grand nombre d'autant que, depuis quelques années, le débat sur l'acceptabilité sociale prend le pas sur l'intérêt général au point de faire échouer des projets performants pour le système énergétique. Sous l'impulsion de la CRE, chacun doit accorder sa partition : fournisseurs ou producteurs d'énergie, gestionnaires de réseau, et régulateur, tout doit être mis en perspective avec le bien-être des consommateurs et l'intérêt général.

Plus que faire connaître, la CRE doit communiquer pour faire partager. C'est dans cet esprit que nous avons renforcé et modernisé notre communication avec un nouveau site internet, un blog et un compte Twitter.

“

L'objectif est d'éclairer le champ des possibles pour que chaque acteur se positionne en connaissance de cause. »

QUEL BILAN TIREZ-VOUS DE CETTE PREMIÈRE ANNÉE À LA CRE ?

Avec le collège, nous avons placé au premier rang de nos priorités le dialogue et la confiance. Au fil de nos délibérations nous avons ainsi engagé des travaux fondés sur une concertation proactive, grâce à des conférences, des sites internet dédiés et des ateliers de travail ouverts. En septembre 2017, près d'un millier de personnes ont ainsi participé à nos débats sur l'autoconsommation pour définir un cadre à la fois stable, durable au bénéfice de tous les consommateurs et compatible avec l'équilibre de notre système électrique.

Cette même détermination préside aux mesures prises pour renforcer notre présence au niveau européen et international, engageant ainsi un dialogue permanent avec nos homologues. Les portes de la CRE se sont ouvertes en grand. Ces rencontres ont dégagé des solutions constructives au premier rang desquelles je citerai les projets d'interconnexions. Avec le régulateur espagnol, la CNMC, nous avons ainsi conclu un accord historique pour une nouvelle interconnexion avec l'Espagne. Et pour ce projet très ambitieux, nous avons obtenu le soutien financier de la Commission européenne qui couvrira 30 % de son coût.

QUEL REGARD PORTEZ-VOUS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE ?

La concurrence sur le marché de l'énergie a enclenché une véritable dynamique avec un rythme trimestriel de progression significatif en 2017.

La principale explication à ces évolutions tient certainement à la construction des tarifs réglementés de vente. Certes... Mais peut-on réduire l'ouverture des marchés à la tringlerie tarifaire alors que les offres concurrentielles portent aujourd'hui sur un tiers seulement de la facture ? L'offre « low cost » suffit-elle à attirer le chaland ? Soucieux de l'avenir écologique, l'intérêt du consommateur sort de sa chrysalide. L'évolution des technologies, en particulier le développement du numérique, ouvre de nouvelles perspectives à la concurrence pour construire des offres de services qui allient performances économiques et environnementales. L'innovation est le principal enjeu d'un système appelé à se transformer.

VOUS AVEZ CRÉÉ UN COMITÉ DE PROSPECTIVE, QUELLE EN EST LA GENÈSE ?

Avec des experts de tous horizons, des universitaires, des industriels et des élus, le Comité de prospective de la CRE mène des travaux qui visent à éclairer les décideurs politiques et économiques de notre pays sur les bouleversements à venir dans le monde de l'énergie. De la géopolitique et de son incidence sur la sécurité d'approvisionnement, jusqu'au mix énergétique intégrant des énergies renouvelables de moins en moins chères, aux performances des réseaux et de leurs interconnexions, les questions énergétiques couvrent un périmètre très large, avec en ligne de mire les nouveaux usages de l'énergie. Capter les grandes tendances des modes de vie de demain est l'un des principaux enjeux du Comité de prospective. Près de deux cents personnes planchent sur ces thèmes dans les trois groupes de travail du Comité. Pour alimenter ces travaux, nous avons diligenté une étude qui fait état, au plan international, des différentes réponses aux enjeux structurels énergétiques. C'est à partir de ce socle d'informations que sera publié à l'été 2018 le premier rapport du Comité de prospective. L'objectif est d'éclairer le champ des possibles pour que chaque acteur se positionne en connaissance de cause.

CONCILIER TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET EFFICACITÉ DE LA DÉPENSE PUBLIQUE

L'énergie tient une place prépondérante dans nos sociétés où elle s'affirme comme un bien vital. Les innovations technologiques, le développement du numérique et les objectifs de transition énergétique induisent de profondes évolutions. Par ses travaux sur les marchés du gaz et de l'électricité, sur les réseaux, le collège de la CRE accompagne et anticipe ces changements au bénéfice du consommateur et des territoires.

L'année 2017 a été marquée par une accélération significative de la concurrence. Sur les volumes totaux de consommation, la part de marché des fournisseurs alternatifs s'élève à 31 % en électricité et à 57 % sur le marché du gaz. Avec 24 entrants et une trentaine d'offres en électricité et en gaz, une dynamique plus active s'est enclenchée sur le marché des clients résidentiels. Les innovations technologiques et le développement du numérique ouvrent des opportunités commerciales pour capter l'intérêt du consommateur sur la maîtrise de la demande. Un intérêt dont on perçoit

les frémissements avec l'autoconsommation. Les initiatives toujours plus nombreuses dans ce domaine ont conduit le collège de la CRE à se saisir du sujet. Il a également engagé un travail conséquent sur les données numériques. Il a en particulier dressé un état des lieux avec une typologie juridique et technique pour en déterminer les enjeux sur la gestion des infrastructures. Il a aussi formalisé quinze recommandations pour faire des données numériques un levier d'efficacité du système énergétique.

En coopération avec les autres régulateurs, les travaux européens sur la construction du marché intégré se poursuivent en vue de définir les règles communes de fonctionnement.

La CRE a mené en 2017 des travaux majeurs afin d'améliorer le fonctionnement des marchés français de l'électricité et du gaz et d'apporter de la visibilité à l'ensemble des acteurs : en électricité, avec la définition d'une feuille de route sur l'équilibrage ; en gaz, avec la préparation de la fusion des zones pour une entrée en vigueur au 1^{er} novembre 2018 ; mais surtout avec la mise en œuvre de la régulation des opérateurs consécutive à la réforme de l'accès aux stockages de gaz. Opérationnelle depuis le 1^{er} avril 2018, cette réforme a permis la souscription de la quasi-totalité des stockages pour l'hiver prochain et ainsi de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Concernant les investissements dans les infrastructures, le développement et l'optimisation des interconnexions facilitent la diversification des sources d'approvisionnement, valorisent les énergies renouvelables et renforcent la sécurité d'approvisionnement et la sûreté du système. Toujours très vigilante à la maîtrise des coûts, la CRE entend s'assurer de l'utilité des nouvelles infrastructures pour le consommateur. Dans le contexte particulier du Brexit, mis à part ELECLINK et IFA2 en cours de réalisation, le collège a décidé d'attendre



les conditions de sortie du Royaume-Uni pour engager tout nouveau projet d'interconnexion. Du côté espagnol, la CRE et son homologue, la CNMC, ont conclu un accord pour une nouvelle liaison électrique qui doublera les capacités d'interconnexion entre la France et la péninsule Ibérique et bénéficiera du soutien financier de l'Union européenne à hauteur de 30 %.

Dans un monde en profonde transformation, le développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) prend de l'ampleur. Son souci de l'efficacité économique a amené la CRE à recommander avec insistance de recourir aux appels d'offres pour les filières matures. Les résultats sont au rendez-vous : avec le jeu de la concurrence, les prix des énergies renouvelables ont très

sensiblement diminué. Le prix du MWh photovoltaïque qui a culminé à 600 € il y a dix ans, se situe aujourd'hui pour certaines installations aux environs de 60 €. Cette procédure utilisée pour la première fois en 2017 pour l'éolien terrestre a également entraîné une baisse significative des prix qui avoisinent aujourd'hui 64 € par MWh. La France obtient enfin des prix proches de ses voisins européens.

Dans les territoires insulaires non reliés au réseau électrique de la France continentale, les caractéristiques géographiques et climatiques ainsi que les contraintes liées aux infrastructures renchérissent les coûts de production de l'énergie qui, au final, pèsent sur la facture de tous les consommateurs. Or ces territoires doivent, eux

De gauche à droite :
Jean-Pierre Sotura, Jean-Laurent Lastelle,
Hélène Gassin, Jean-François Carencu,
Christine Chauvet et Catherine Edwige.

aussi, et le plus rapidement possible, relever les défis de la transition énergétique, en particulier porter à 50 % la part d'énergies renouvelables dans leur consommation en 2020 et devenir autonomes énergétiquement en 2030.

Dans ce contexte, concilier transition énergétique et efficacité de la dépense publique est un impératif. Impératif que la CRE donne à l'accomplissement de toutes ses missions.

3 MINUTES POUR COMPRENDRE LA CRE

« Depuis sa création, 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. »



DATES CLÉS DE LA CRE

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

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

2016

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

2017

- régule le stockage de gaz dans le cadre de la loi hydrocarbures.

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.

STATUT
Autorité
administrative
indépendante

PRINCIPES

Indépendance

vis-à-vis de l'industrie de l'énergie et du gouvernement pour la mise en œuvre de certaines missions définies par la loi

Transparence

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

DES MISSIONS EN DÉVELOPPEMENT CONTINU

Participer

à la construction du marché intérieur européen de l'énergie

Concourir

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

Réguler

les réseaux

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

Veiller à la bonne information

des consommateurs

Mettre en œuvre certains dispositifs

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

OBJECTIFS

Garantir
l'indépendance
des gestionnaires
de réseaux

Établir des règles harmonisées

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

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

BUDGET

20,9

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.

20,7

milliards d'euros

Revenu autorisé des opérateurs régulés fixé pour le transport et la distribution d'électricité et des infrastructures gazières.


291
délibérations

12
décisions
collégiales


13
saisines
du CoRDIS



16

consultations
publiques

106

acteurs de marché
auditionnés par le
collège

9

auditions du
président, du directeur
général et des
services de la CRE
devant le Parlement

62

séances de
commission

12

décisions du CoRDIS



Pour en savoir plus sur l'organisation
et les missions de la CRE :

[Cliquer ici](#)

LA CRE, ACTEUR ENGAGÉ EN EUROPE ET DANS LE MONDE

L'Union européenne dispose de compétences élargies en matière de politique énergétique avec, pour objectif, la fourniture aux consommateurs d'une énergie sûre, abordable et respectueuse du climat, grâce à un marché unique de l'énergie.



L'Union européenne, échelon incontournable de la politique énergétique

LE DIALOGUE AVEC LES INSTITUTIONS EUROPÉENNES

La CRE entretient des rapports réguliers avec la Commission, le Conseil et le Parlement européens.

L'année 2017 a été marquée par une activité intense avec :

- les négociations en parallèle au Conseil et au Parlement sur le Paquet énergie propre pour tous les Européens. La CRE a salué l'ambition du Paquet qui vise à faciliter le déploiement des énergies renouvelables, plus variables et décentralisées, en assurant la flexibilité des marchés et des réseaux ;
- la publication en novembre de la directive gaz révisée ;
- la publication de la liste des Projets d'Intérêt Communs pour le gaz et l'électricité.



13 fiches détaillées publiées par la CRE sur le Paquet énergie propre, favorables notamment :

- à l'amélioration du fonctionnement de l'ACER ;
- aux appels d'offres différenciés selon les énergies renouvelables ;
- à l'utilisation appropriée des revenus de congestion ;
- au respect du principe de subsidiarité pour l'étude d'adéquation des capacités et la définition des tarifs d'utilisation des réseaux.



LA COOPÉRATION AU SEIN DES INSTANCES EUROPÉENNES DE RÉGULATION

La CRE participe aux travaux des instances européennes de régulation visant à poursuivre l'intégration des marchés de l'énergie :

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

En 2017, leur gouvernance a été renouvelée.

GOVERNANCE DU CEER RENOUVELÉE EN 2017

Garrett Blaney, commissaire du régulateur irlandais, élu à la présidence du CEER et du Conseil de l'ACER.

Hélène Gassin, commissaire à la CRE, élue à la vice-présidence du CEER.

Fadhel Lakhoua de la CRE, vice-président du groupe de travail Market Integrity and Transparency du CEER.

Benoit Esnault de la CRE, vice-président du groupe de travail Gaz du CEER.

20 collaborateurs de la CRE mobilisés sur les questions européennes

125 missions collaboratives effectuées en Europe et à l'international

LES COOPÉRATIONS RÉGIONALES ET LES RELATIONS BILATÉRALES

La CRE concourt aux initiatives régionales lancées par la Commission et les régulateurs pour faciliter l'intégration des marchés régionaux de l'électricité et du gaz via des actions concrètes.

En novembre 2017, elle a organisé à Paris une réunion à haut niveau des représentants de la région CWE (Centre-West-Europe) pour améliorer les échanges d'énergie, basés sur les flux réels.

Elle partage aussi son expertise lors de conférences organisées par les organismes européens, notamment l'École de régulation de Florence.

Elle entretient des relations quotidiennes avec ses homologues des pays voisins pour progresser sur les sujets communs, par exemple l'approbation des règles d'accès aux interconnexions (Celtic, Golfe de Gascogne, FABlink), les décisions d'octroi de dérogations ou d'allocation des coûts des infrastructures transfrontalières.

4 régions électriques (sur 7) et

2 régions gazières (sur 3) font l'objet d'initiatives régionales auxquelles participe la CRE

La coopération internationale : enrichir son expertise, partager son savoir-faire

UNE NOUVELLE STRATÉGIE INTERNATIONALE

Depuis 2017, la CRE renforce significativement sa coopération avec des États tiers à l'Union européenne, avec deux objectifs : les faire bénéficier de son expérience et se confronter à d'autres modèles pour améliorer ses propres pratiques.

Son expertise est surtout recherchée par les États souhaitant créer un régulateur ou entreprendre des réformes dans leurs secteurs énergétiques. Pour répondre à ces besoins et participer au rayonnement international de la France, la CRE a recensé les différents pans de son expertise.

3 FORMES DE COOPÉRATION DÉFINIES AVEC LES PARTENAIRES

Visites d'étude en France

- Accueil dans les locaux de la CRE de délégations japonaises, d'une délégation arménienne et d'une délégation burkinabée en 2017.

Missions d'expertise sur le terrain

- Diagnostic et proposition de solutions pour une problématique en lien avec l'énergie et l'organisation des marchés et des réseaux.

Jumelages

Financés par l'Union, les contrats de jumelage sont généralement conclus pour deux ans et nécessitent un engagement fort des deux parties.

- Sélection de la CRE en 2017 pour intervenir au Maroc aux côtés du ministère de la Transition écologique et solidaire dans le cadre du jumelage Appui au renforcement du secteur de l'énergie.



MEDREG, 10 ANS DE COOPÉRATION EN MÉDITERRANÉE

La CRE participe à MEDREG, l'association des régulateurs du bassin méditerranéen qui, depuis une décennie, prend en compte les problèmes concrets des pays du Sud en publiant des rapports et des études et en organisant des formations.



34^e Assemblée générale de MEDREG le 29 novembre 2017 sous les auspices de CERA, le régulateur chypriote. Benoît Esnault, Président du groupe Électricité, y a représenté la CRE.

987 000 €

de financement par la Commission européenne en 2018, selon le contrat de subvention conclu en décembre 2017

80 participants au NER, régulateurs européens et pays partenaires

REGULAE.FR EN PLEIN ESSOR

Créé en novembre 2016 à l'initiative de la CRE avec les régulateurs ivoirien (ANARE-CI), belge (CREG) et québécois (Régie de l'énergie), le réseau francophone des régulateurs de l'énergie RegulaE.Fr vise à renforcer la collaboration entre ses membres et à faciliter les échanges de bonnes pratiques et l'accessibilité aux formations.

En 2017, RegulaE.Fr a fortement développé son activité et porté à sa présidence Hippolyte Ebagnitchie, directeur général de l'ANARE-CI. À ses côtés, Marie-Pierre Fauconnier (CREG) et Catherine Edwige (CRE), première et deuxième vice-présidentes, composent le Comité de coordination pour l'année 2018.

LA PARTICIPATION AUX TRAVAUX DU NER DE L'OCDE

La CRE participe aux travaux du Réseau des régulateurs économiques (Network of Economic Regulators, NER) de l'OCDE présidé depuis 2017 par Jean-Yves Ollier, ancien directeur général de la CRE.

Dans une approche intersectorielle (énergie, télécommunications, transports, eau, etc.), les participants à ce forum échangent sur leurs pratiques de régulation et leur gouvernance.

En 2017, le NER a été le cadre d'échanges sur :

- la révision du processus d'élaboration des tarifs de l'eau en Ecosse à l'aide d'outils comportementaux expérimentaux ;
- la réforme du régulateur énergétique irlandais, via une analyse du cadre d'évaluation des performances des régulateurs économiques.



22 autorités de régulation francophones membres de RegulaE.Fr

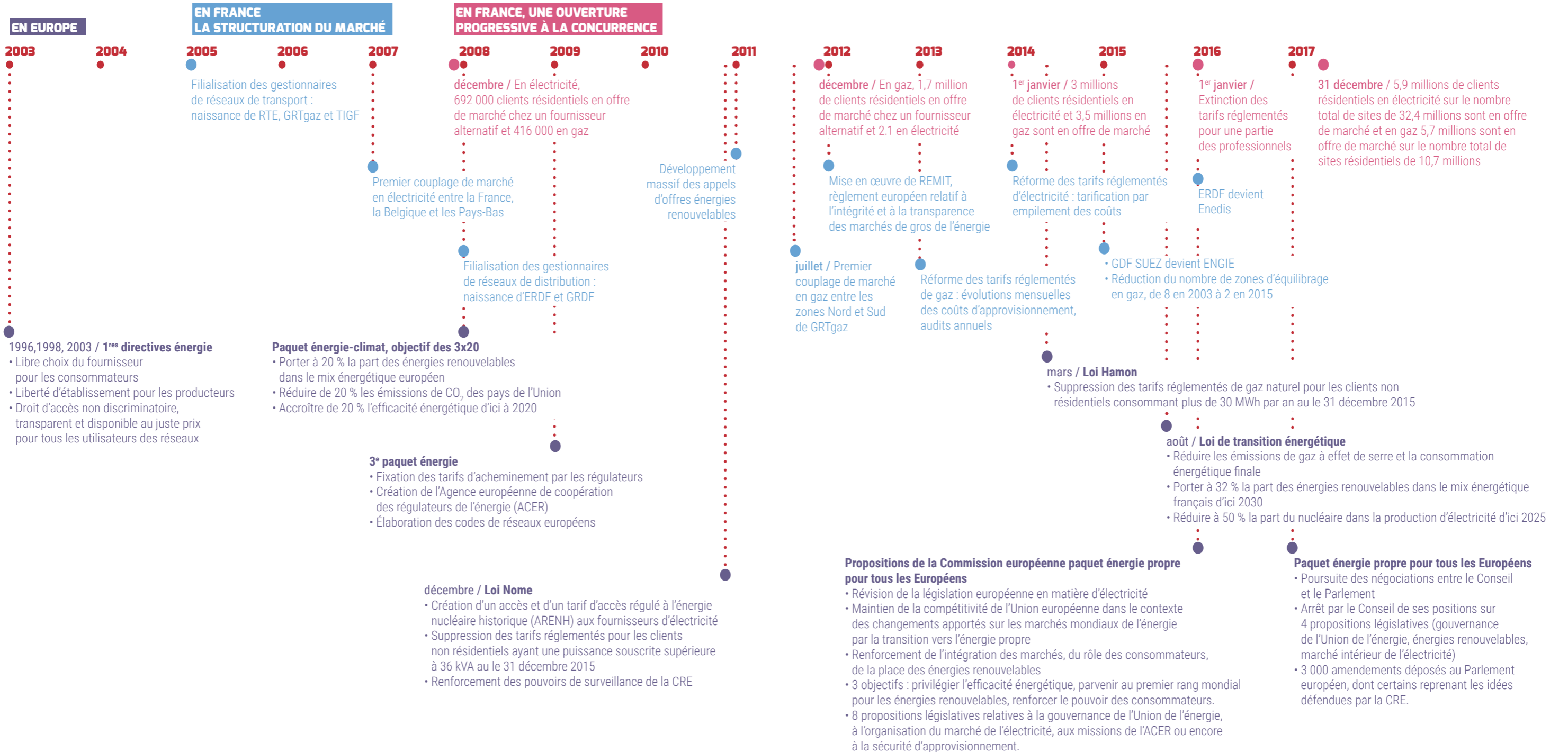
3 partenariats pour la formation conclus en 2017 avec l'École de la régulation de Florence, le programme BADGE de l'école des Mines de (ParisTech) et l'Institut de la francophonie pour le développement durable de l'OIF.

TEMPS FORTS 2017

11 juillet : atelier de travail à Bruxelles à l'invitation de la CREG sur le thème de l'indépendance des régulateurs.

11 et 12 octobre : Assemblée générale à Abidjan à l'invitation de l'ANARE-CI et atelier de travail sur la construction des marchés régionaux de l'énergie en Europe et en Afrique.

LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE : LES DATES CLÉS

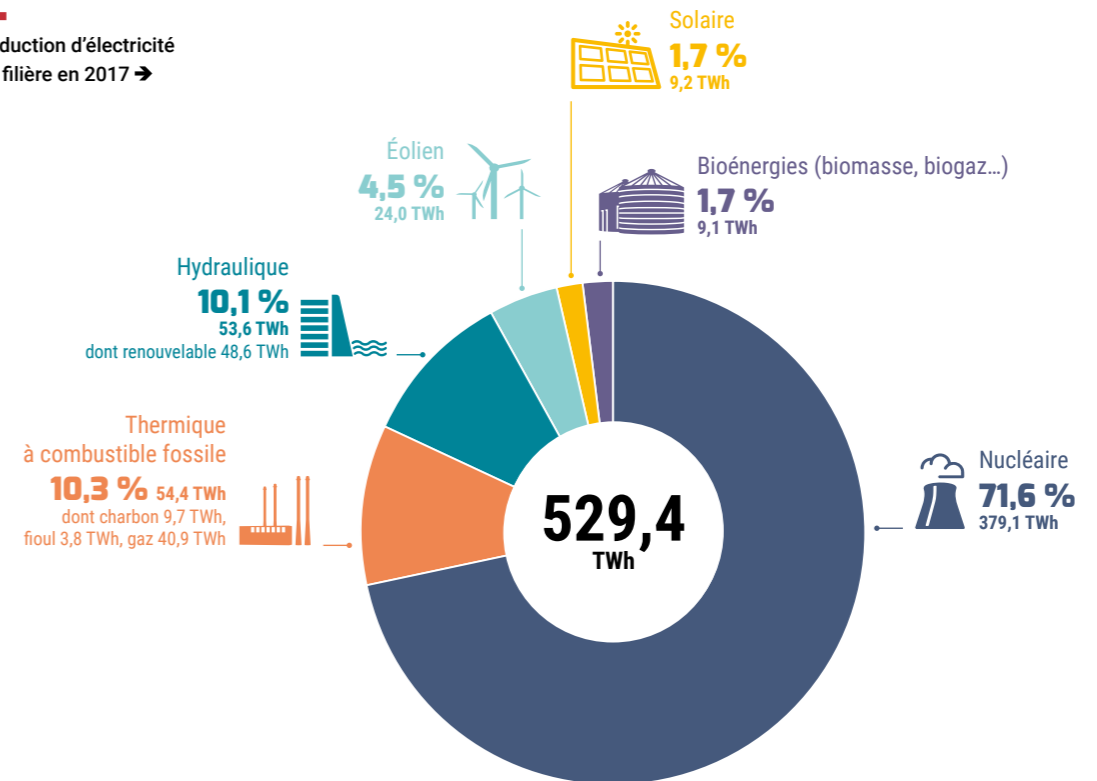


CHIFFRES CLÉS 2017

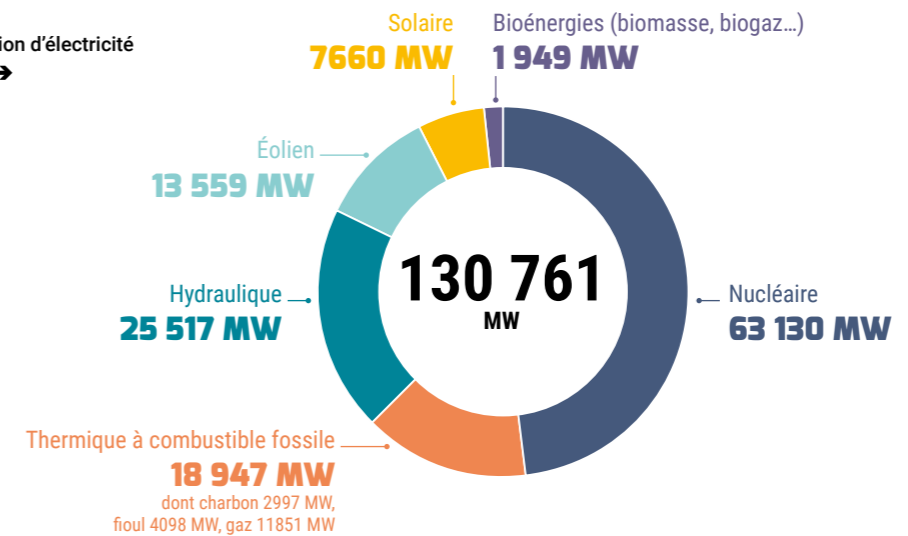
PANORAMA DE L'ÉNERGIE EN FRANCE

MIX ÉNERGÉTIQUE

Production d'électricité
par filière en 2017 →

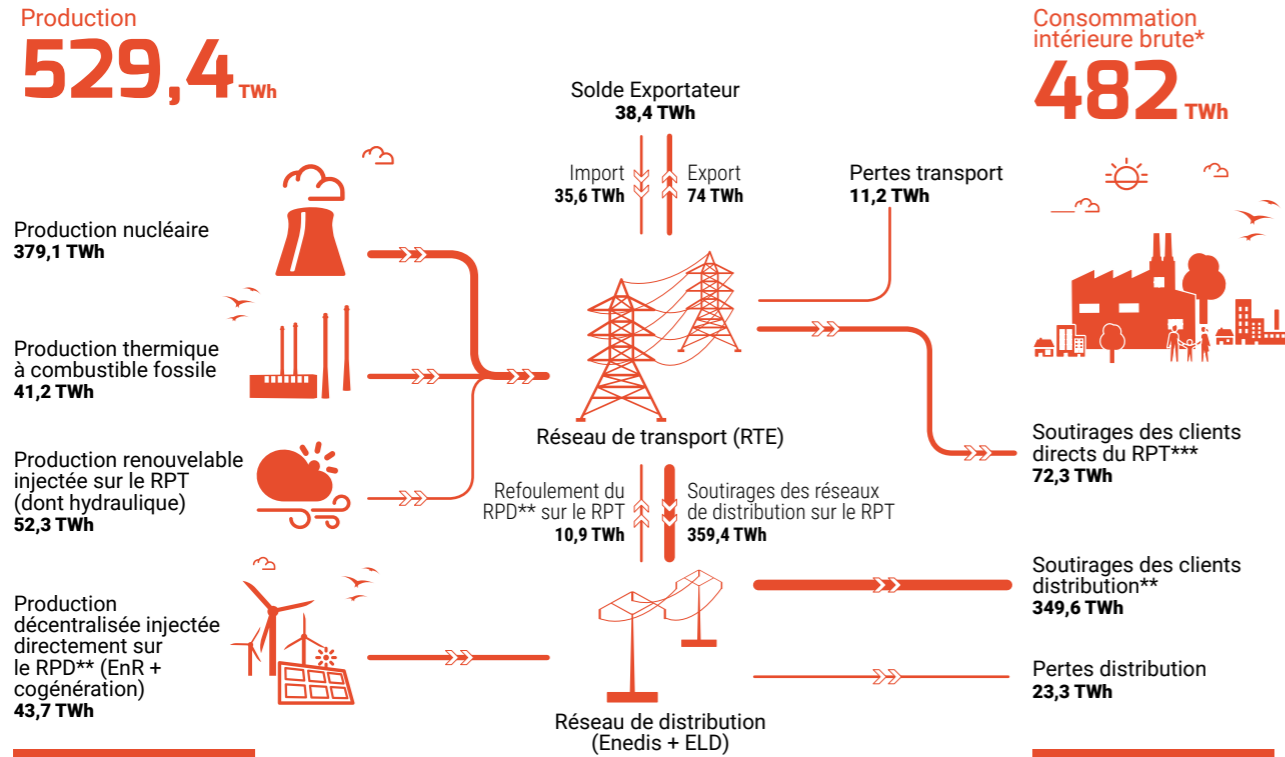


Parc de production d'électricité
au 31/12/2017 →



Source : Bilan électrique 2017 RTE

ÉLECTRICITÉ : DE LA PRODUCTION À LA CONSOMMATION



* France métropolitaine, Corse comprise. ** Hors Entreprises Locales de Distribution (environ 5% du territoire métropolitain). *** Pompage STEP compris.
RPT : réseau public de transport. RPD : réseau public de distribution.
Sources : Bilan électrique 2017 RTE, aperçus électriques mensuels 2017 RTE, analyses mensuelles 2017 Enedis

LES CONSOMMATEURS RÉSIDENTIELS

NOMBRE DE SITES RÉSIDENTIELS ET VOLUME DE CONSOMMATION

Électricité
32,4 millions de sites, 153,3 TWh (soit 35 % de la consommation totale en France)

Gaz
10,7 millions de sites, 121,5 TWh (soit 25 % de la consommation totale en France)

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

Électricité
5 880 000 sites dont 5 800 000 sites chez un fournisseur alternatif (23,8 TWh vs 0,44TWh fourni en offre de marché par les fournisseurs historiques)

Gaz
5 758 000 sites dont 2 799 000 sites chez un fournisseur alternatif (31,1 TWh vs 34,9 TWh fourni en offre de marché par les fournisseurs historiques)

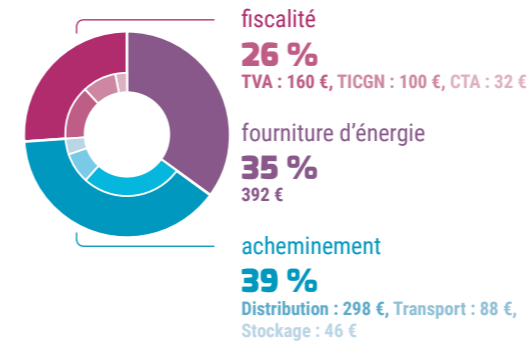
OFFRE DE MARCHÉ, EN GAZ ET EN ÉLECTRICITÉ, LA MOINS CHÈRE PAR RAPPORT AU TARIF RÉGLEMENTÉ

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 9 % au tarif réglementé de vente TTC, pour un client moyen au tarif base 6 kVA consommant 2,4 MWh/an et de 10 % pour un client moyen au tarif heures pleines/heures creuses 9 kVA consommant 8,5 MWh/an.

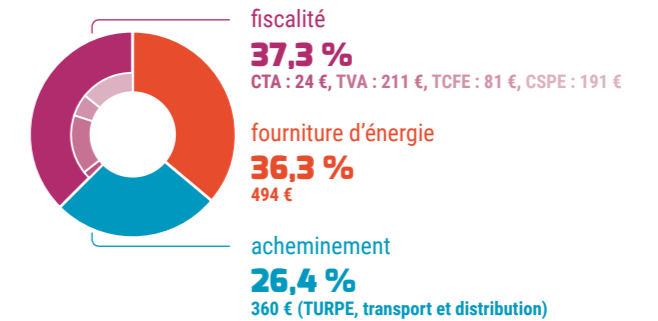
Gaz
Sur le marché du gaz naturel, l'offre de marché à prix variable la moins chère proposée à Paris, d'une part à un client type consommant 750 kWh/an (Cuisson) et d'autre part à un client type consommant 17 MWh/an (Chauffage au gaz) est inférieure respectivement de 10 et 8 % au tarif réglementé de vente TTC.

RÉPARTITION DE LA FACTURE

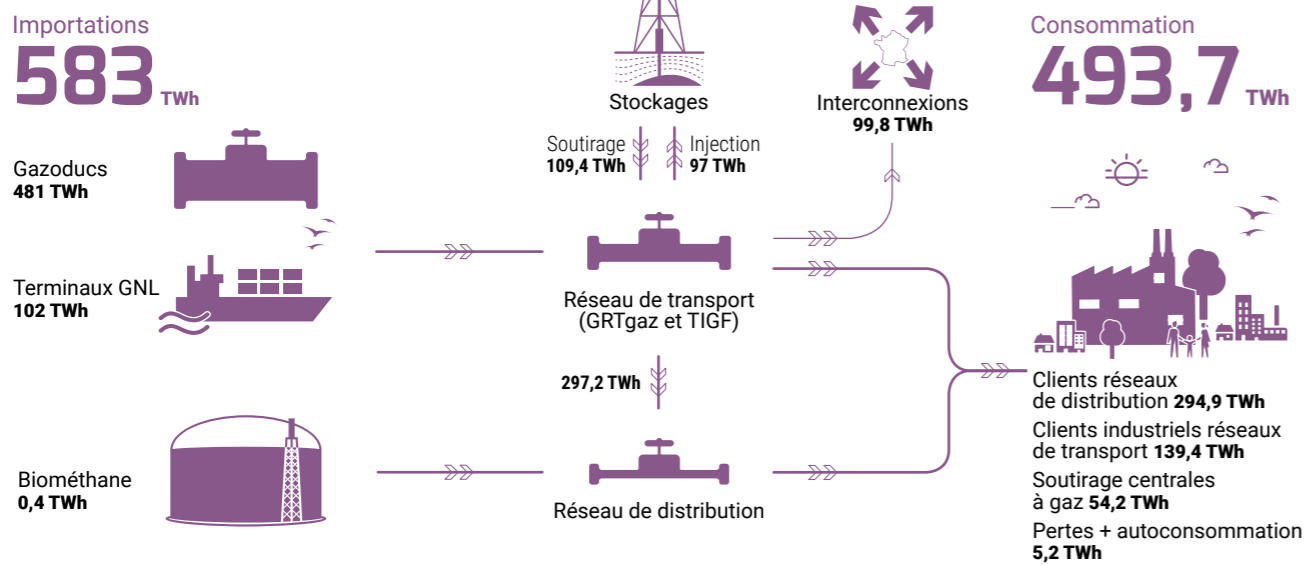
Gaz
1 116 € TTC/an pour un client au tarif B1 consommant 17 000 kWh (usage chauffage)



Électricité
1 360 € TTC/an pour un client 9kVA (client consommant 8 500 kWh, répartis en 54 % heures pleines et 46 % heures creuses)



GAZ : DE L'IMPORTATION À LA CONSOMMATION



LES RÉSEAUX

BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS EN GAZ

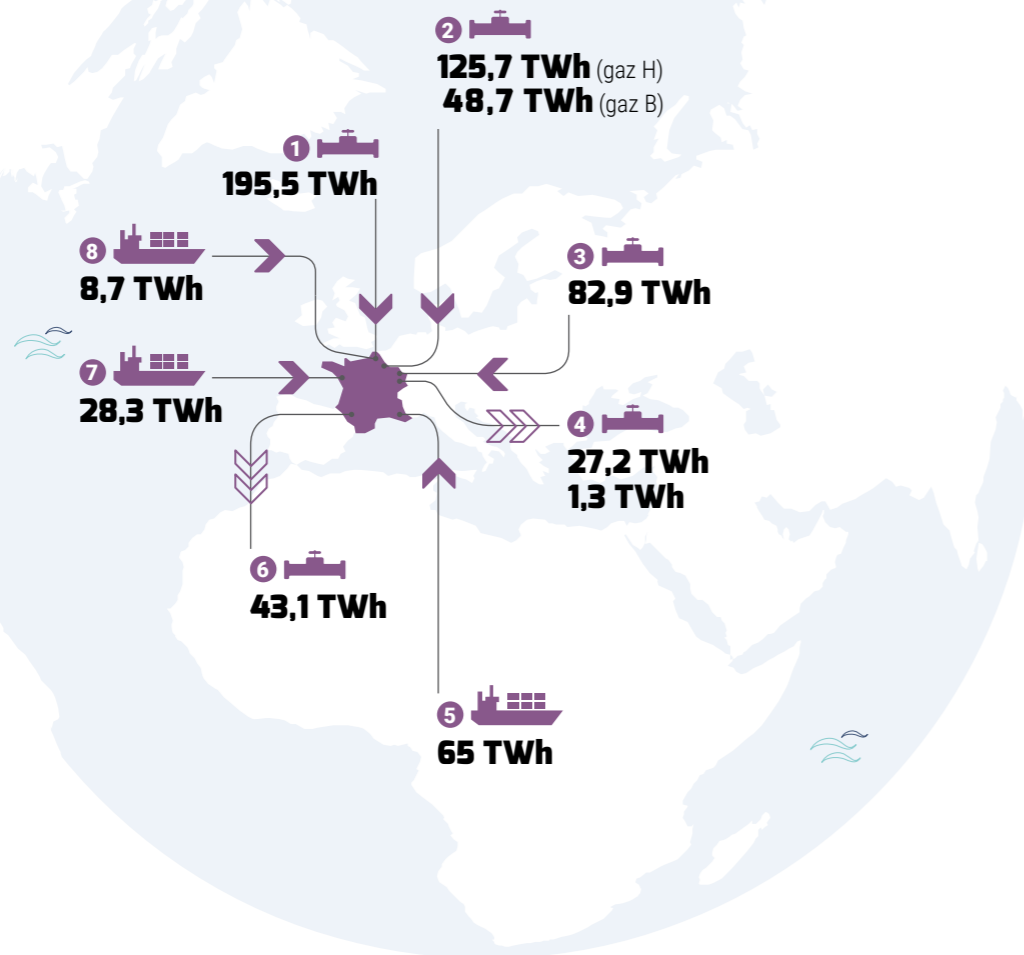
Solde des échanges net

483,2 TWh

Capacités d'interconnexion
3 585 GWh/j en entrée
et 658 GWh/j en sortie

Importations 583 TWh
Exportations 100 TWh

- 1 Dunkerque
- 2 Virtualys + Taisnières B
- 3 Obergailbach
- 4 Oltingue & Jura
- 5 Fos-sur-Mer
- 6 PIR Pirineos
- 7 Montoir-de-Bretagne
- 8 Dunkerque LNG



GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT (GRT)

Transport électricité : 1 GRT, RTE

- 105 961 km de réseaux
- Énergie acheminée : 519,7 TWh
- 258 clients industriels en 2015

Transport de gaz : 2 GRT

GRTgaz

- 32 410 km de réseaux
- Énergie acheminée : 627 TWh
- 749 clients industriels actifs, dont 13 centrales à gaz

TIGF

- 5 136 km de réseaux
- Énergie acheminée : 136 TWh
- 116 clients industriels (aucune centrale à gaz)

GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD)

Distribution d'électricité

- 148 GRD dont 6 de plus de 100 000 clients (Enedis, Strasbourg Électricité Réseaux, Gérédis, SRD, URM, GEG). Enedis couvre 95 % de la France et dessert 35 millions de clients.
- Longueur totale de réseau : environ 1,4 million de km
- Énergie acheminée : 403,1 TWh
- Nombre total de clients : environ 36,9 millions

Distribution de gaz

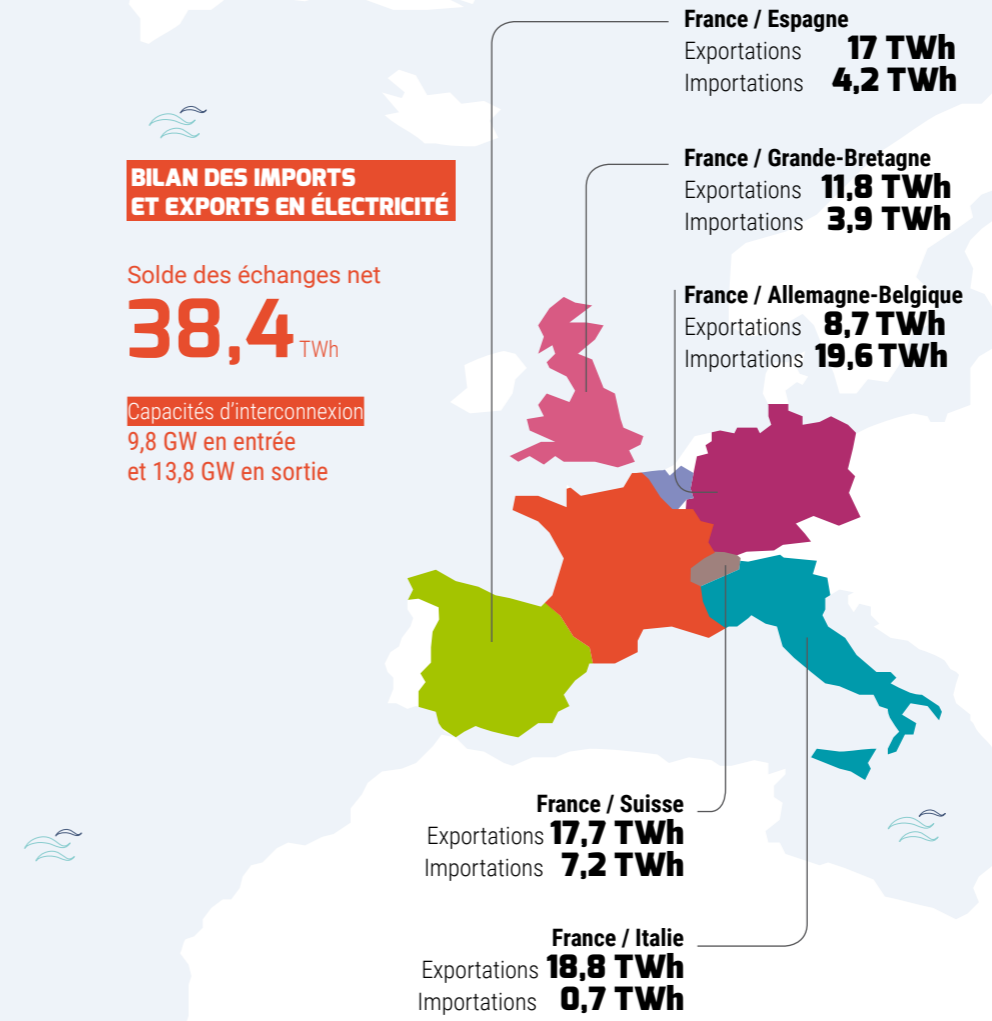
- 26 GRD > dont 1 GRD principal, GRDF, couvrant 95 % de la France et desservant 10,9 millions de clients
- Longueur totale de réseau : environ 205 000 km
- Volume total acheminé : 305 TWh
- Nombre total de clients : environ 11,4 millions

BILAN DES IMPORTS ET EXPORTS EN ÉLECTRICITÉ

Solde des échanges net

38,4 TWh

Capacités d'interconnexion
9,8 GW en entrée
et 13,8 GW en sortie



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)

LES MARCHÉS DE GROS

VOLUMES ÉCHANGÉS SURVEILLÉS PAR LA CRE EN ÉLECTRICITÉ ET EN GAZ

Total électricité et gaz
1 618 TWh échangés
soit 49,3 milliards d'euros

Électricité
1 030 TWh échangés
soit 39 milliards d'euros

Gaz
588 TWh échangés
soit 10,3 milliards d'euros

PRIX MOYENS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Électricité
prix spot moyen 2017
44,97 €/MWh

Gaz
prix spot moyen en 2017 au PEG Nord
17,5 €/MWh

DE NOUVELLES TECHNOLOGIES POUR DES CONSOMMATIONS MAÎTRISÉES

Accélération de la concurrence, multiplication d'offres attractives et innovantes axées sur la maîtrise des consommations et la baisse des factures, essor de l'autoconsommation : les marchés de détail de l'électricité et du gaz sont en pleine évolution. Les nouvelles technologies en sont un des facteurs.



01/07/2007

Ouverture à la concurrence des marchés de détail pour tous les consommateurs

01/01/2016

Disparition des tarifs réglementés pour les grands et moyens clients professionnels

89%

de la consommation de gaz naturel en France n'est plus au tarif réglementé

2 FOIS PLUS

de fournisseurs nationaux actifs sur le marché résidentiel de l'électricité en 2 ans

1 250 000

clients résidentiels gagnés en 2017 par les fournisseurs alternatifs d'électricité

PLUS DE 30

offres de fourniture d'électricité ou de gaz proposées aux clients résidentiels par les fournisseurs alternatifs

OUVERTURE DES MARCHÉS : L'INTENSIFICATION



45

fournisseurs nationaux actifs sur le marché non résidentiel de l'électricité et du gaz au 1^{er} janvier 2018

23

fournisseurs nationaux actifs sur le marché résidentiel de l'électricité au 1^{er} janvier 2018 (12 au 1^{er} janvier 2016)

Conséquence de l'ouverture à la concurrence des marchés français de l'électricité et du gaz naturel le 1^{er} juillet 2007, les clients peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie et les fournisseurs non historiques, dits alternatifs, sont entrés sur le marché de détail.

Un contexte favorable à la concurrence

Le marché de la fourniture d'énergie attire de nouveaux acteurs comme en atteste la hausse du nombre de fournisseurs en France.

Sur le marché non résidentiel de l'électricité et du gaz, 8 nouveaux fournisseurs nationaux (c'est-à-dire desservant plus de 90 % des communes raccordées de France métropolitaine continentale) actifs¹ se sont inscrits sur le site du médiateur national de l'énergie www.energie-info.fr en 2016 et 2017.

La tendance est identique sur le marché résidentiel où l'inflexion est particulièrement nette pour l'électricité avec, en janvier 2018, deux fois plus de fournisseurs qu'en janvier 2016.

L'intensification de l'ouverture du marché s'inscrit dans un cadre qui ouvre à la concurrence. La suppression, le 1^{er} janvier 2016, des tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité et de gaz naturel pour les entreprises et collectivités a donné en effet l'opportunité aux fournisseurs alternatifs de conquérir de nouveaux clients sur ce marché. Les TRV sont maintenus pour les clients résidentiels et petits professionnels (jusqu'à 36 kVA de puissance souscrite en électricité et 30 MWh de consommation annuelle en gaz).

(1) Un fournisseur est dit actif s'il remplit au moins l'une des conditions suivantes :
- il fournit au moins un site en électricité ou en gaz naturel ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART en électricité ou en CAT en gaz ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.

En outre, la construction des TRV d'électricité par « empilement des coûts » assure la contestabilité des tarifs, c'est-à-dire la faculté pour un fournisseur alternatif concurrent d'EDF de proposer des offres de marché au moins aussi compétitives. Couplée aux bas niveaux de prix sur les marchés de gros, cette méthodologie de calcul a augmenté l'espace économique des fournisseurs alternatifs en prenant davantage en compte les prix du marché, et non plus seulement les coûts comptables d'EDF.

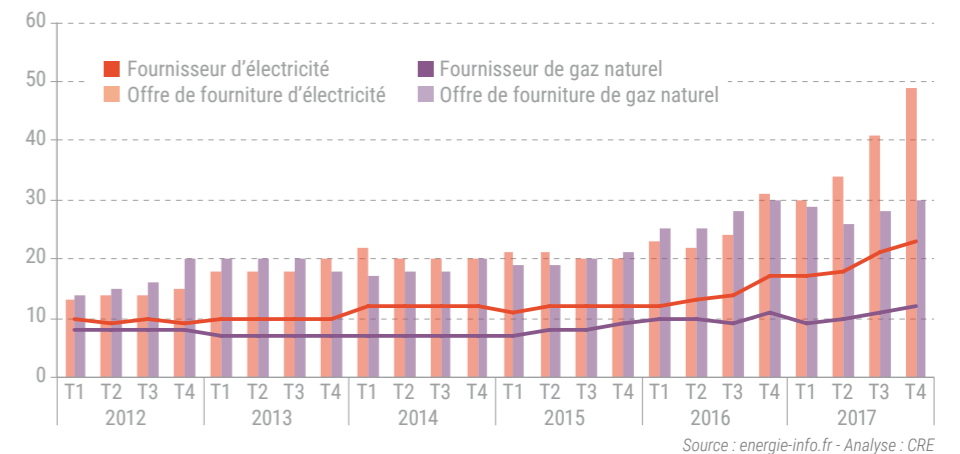
Les initiatives commerciales des fournisseurs alternatifs

Cette dynamique porteuse résulte aussi des initiatives commerciales des nouveaux fournisseurs, au premier rang desquelles leur capacité à proposer aux consommateurs des offres moins chères (jusqu'à -10 % sur la facture annuelle TTC) que les tarifs réglementés, notamment lors de campagnes d'achats groupés par des associations de consommateurs. De plus, leurs offres à prix fixe, plus nombreuses que celles à prix variable, attirent et rassurent les consommateurs qui, argument essentiel, peuvent prévoir le montant de leur facture. Elles portent sur des durées de plus en plus longues : jusqu'à quatre ans pour le gaz naturel.

Les offres innovantes dynamisent le marché. De nouveaux fournisseurs d'électricité, proposent des offres d'électricité verte incitant à réduire sa consommation ou, une électricité verte locale. Émergent aussi des offres dédiées aux propriétaires de voitures électriques. S'y ajoutent, sur le marché résidentiel du gaz naturel, des services innovants pour suivre ses consommations et piloter à distance son chauffage.

L'innovation porte également sur les canaux de distribution des offres. Les fournisseurs font très largement appel à internet et explorent d'autres vecteurs : partenariat avec des plateformes de souscription d'abonnement lors des déménagements, achat groupé au niveau d'une commune, vente en zone commerciale, etc. L'entrée sur le marché des acteurs de la grande distribution, tels les groupes Casino et Leclerc, pourrait profondément modifier l'approche traditionnelle de la commercialisation d'électricité et la perception de ce produit par les consommateurs.

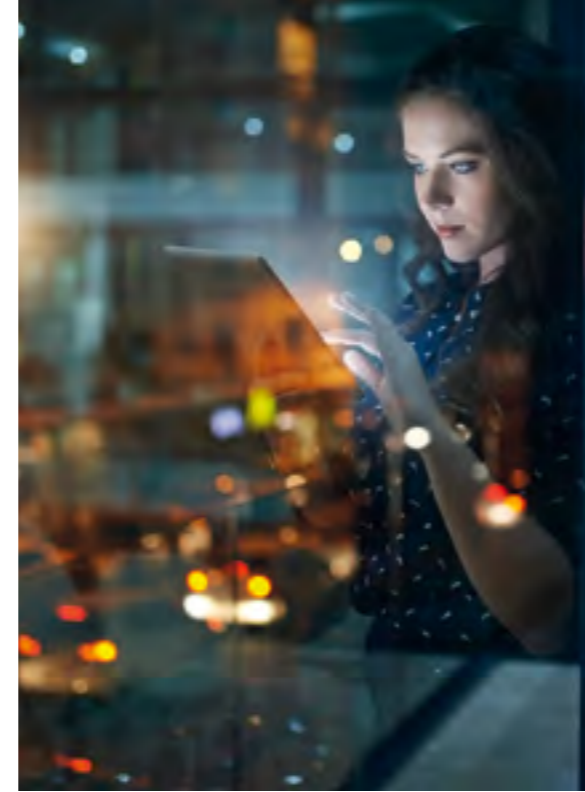
Évolution du nombre de fournisseurs nationaux actifs d'électricité et de gaz naturel et du nombre d'offres de fourniture associées, pour les sites résidentiels enregistrés sur le site energie-info.fr 2012-2017



L'EMPILEMENT DES COÛTS

En vigueur depuis fin 2014, cette méthode de calcul des TRV d'électricité vise à permettre aux fournisseurs alternatifs de concurrencer les TRV en reflétant à la fois les coûts d'EDF et les prix de marché. Plusieurs composantes sont additionnées :

- le coût de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire 42 €/MWh en 2017) ;
- le complément d'approvisionnement valorisé au prix de marché ;
- les coûts d'acheminement de l'énergie (TURPE) ;
- les coûts de commercialisation ;
- une rémunération normale du fournisseur.



L'intensification de la concurrence sur tous les marchés

Si, globalement, les fournisseurs historiques continuent de dominer le marché de l'électricité et, dans une moindre mesure, celui du gaz, la part des fournisseurs alternatifs ne cesse de progresser, surtout sur le marché résidentiel de l'électricité dont l'ouverture s'accélère sensiblement.

Fin 2017, les opérateurs alternatifs fournissaient en électricité 18 % (+ 4 % par rapport à 2016) des sites résidentiels. Sur ce marché, ENGIE et Direct Énergie restent les principaux acteurs avec respectivement les 2/3 et le 1/3 des sites et des consommations d'électricité. Les autres fournisseurs occupent une place marginale avec 11 % des consommations en offres de marché, dont 4 % pour Total suite à la fusion avec Lampiris.

Sur le marché résidentiel du gaz naturel, les offres de marché sont plus répandues. Leur progression suit la tendance de 2016 et les fournisseurs alternatifs alimentent désormais 26 % des sites. Contrairement à l'électricité, plus de la moitié des sites qui souscrivent une offre de marché en gaz naturel restent chez un fournisseur historique. ENGIE est ainsi le premier fournisseur d'offres de marché du segment résidentiel dans les deux énergies.

Sur le marché non résidentiel, la tendance est identique. En 2017, le nombre de consommateurs d'électricité clients d'un fournisseur alternatif a crû 25 % plus vite qu'en 2016 (hors basculement du 1^{er} janvier dû à la fin des TRV). En revanche, la concurrence étant déjà bien établie sur ce segment en gaz naturel, la hausse du nombre de sites chez un fournisseur alternatif est limitée (+ 5,4 %). En 2017, les fournisseurs historiques continuent toutefois de perdre des clients au profit des fournisseurs alternatifs.



LES FOURNISSEURS HISTORIQUES SUR LE MARCHÉ DU GAZ AU 31 DÉCEMBRE 2017

44%
des sites aux tarifs réglementés pour 11 % des consommations

29%
des sites en offres de marché pour 32 % des consommations



LES FOURNISSEURS HISTORIQUES SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ AU 31 DÉCEMBRE 2017

80%
des sites aux tarifs réglementés pour 37 % des consommations

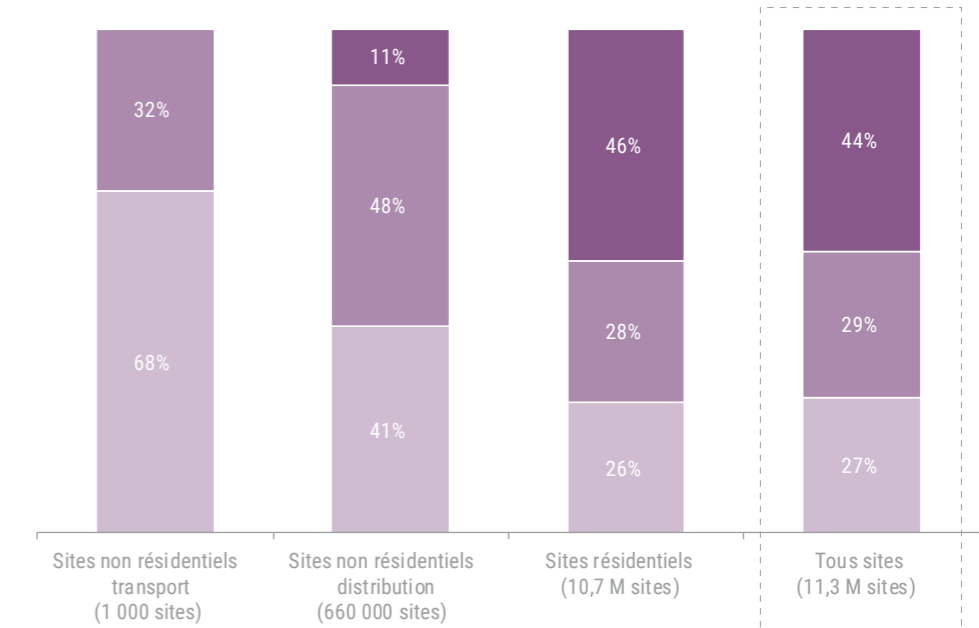
2%
des sites en offres de marché pour 32 % des consommations

Plus de **70%**
des moyens et grands sites non résidentiels ont choisi des offres de marché chez les fournisseurs historiques après la suppression des tarifs réglementés de vente le 1^{er} janvier 2016

100 000
clients supplémentaires par mois en moyenne gagnés en 2017 par les fournisseurs alternatifs d'électricité (72 000/mois en 2016, 54 000/mois en 2015)



Répartition des sites par type d'offres au 31 décembre 2017
Gaz

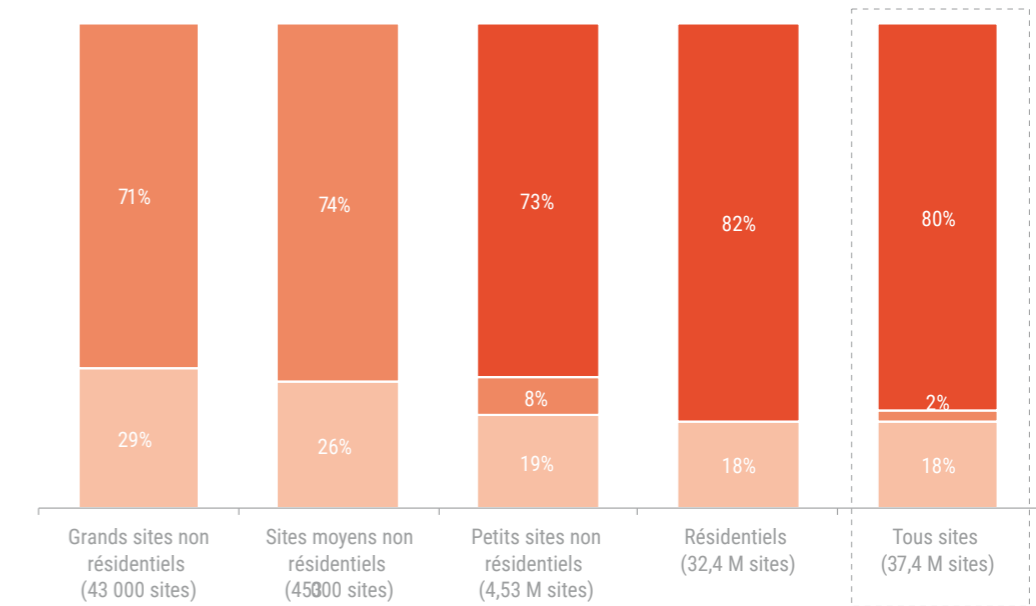


■ Offres de marché fournisseurs alternatifs
■ Offres de marché fournisseurs historiques
■ Offres aux tarifs réglementés

Sources : GRT, GRD, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE



Répartition des sites par type d'offres au 31 décembre 2017
Électricité



■ Offres de marché fournisseurs alternatifs
■ Offres de marché fournisseurs historiques
■ Offres aux tarifs réglementés

Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE



Pour en savoir plus, consulter le rapport de marché de détail : [Cliquer ici](#)

L'INNOVATION TECHNOLOGIQUE, LEVIER DE LA BAISSÉ DES CONSOMMATIONS ET AVANTAGE CONCURRENTIEL

En apportant aux consommateurs de nouvelles solutions, axées notamment sur une meilleure gestion de leurs dépenses énergétiques, l'innovation technologique contribue pleinement à la dynamique du marché.

Des compteurs évolués et des offres pour le suivi et la maîtrise des consommations

En cours de déploiement dans presque tous les pays européens et en France, avec Linky (Enedis) pour l'électricité et Gazpar (GRDF) pour le gaz, les compteurs électriques évolués visent plusieurs objectifs : faciliter la vie du consommateur et l'aider à réduire sa consommation d'énergie, optimiser les coûts des réseaux et en améliorer la performance, mais aussi favoriser l'apparition de services énergétiques innovants et de nouveaux acteurs.

En France, certains fournisseurs proposent ainsi des offres tarifaires adaptées aux besoins spécifiques de chacun, par exemple des offres week-end qui font valoir une réduction possible de 30 % sur le prix variable de l'électricité entre les heures pleines en semaine et les heures creuses et pleines le week-end.

L'internet des objets (IdO) se développe et nombreux sont les fournisseurs à proposer à leurs clients des outils de suivi de consommation et d'historisation des données pour piloter étroitement leur budget. Objectif : les aider à optimiser leur consommation et à identifier les postes énergivores. Ces offres innovantes s'appuient sur le développement d'applications smartphone et l'utilisation d'objets connectés, comme les thermostats par exemple. L'opérateur de téléphonie mobile Budget Telecom a ainsi lancé en avril 2017 son offre Mint Énergie qui permet aux particuliers de mesurer leur consommation en temps réel via une application smartphone disponible sous iOS et Android.

Des relations numérisées, moins coûteuses

Autre innovation, la plus visible sur le marché : les offres 100 % online, avec une relation clientèle entièrement numérisée. Tous les échanges entre le client et le fournisseur transitent par une plate-forme web pour l'établissement de l'offre comme pour les éventuels échanges ultérieurs, avec notamment la possibilité d'utiliser une messagerie électronique. Cette gestion de clientèle entraîne, selon les fournisseurs, d'importants gains d'efficacité aboutissant à des offres de fourniture moins coûteuses.

700 millions

de compteurs évolués en service dans le monde

8 millions

de foyers équipés en France d'un compteur Linky au 1^{er} janvier 2018

700 000

foyers équipés en France d'un compteur Gazpar au 1^{er} janvier 2018

COMPTEURS ÉVOLUÉS : DANS LES ELD AUSSI

Le déploiement industriel des compteurs évolués est engagé depuis fin 2015 pour Linky (Enedis) et mai 2017 pour Gazpar (GRDF).

La CRE considère indispensable de déployer aussi de tels compteurs sur les territoires des entreprises locales de distribution (ELD) pour faire bénéficier leurs consommateurs et les acteurs intéressés, dont les collectivités locales, d'offres de fourniture adaptées, de services de maîtrise de la demande en énergie et d'accès à des données de consommation plus riches.

En 2017, elle a accompagné les ELD de gaz naturel dans leurs projets de comptage évolué, en particulier Régaz-Bordeaux et GEG à Grenoble, les deux premières à lui soumettre un projet. Après étude technico-économique, la CRE a proposé aux pouvoirs publics d'approuver le lancement de ces projets. Pour les ELD n'ayant pas encore engagé de projet, elle considère qu'il faut chercher à mutualiser les projets. L'étude qu'elle a réalisée montre en effet que le poids des coûts fixes pourrait compromettre la rentabilité des projets portant sur moins de 50 000 compteurs évolués exclusivement en gaz. Les travaux avec les ELD de gaz naturel et le SPEGNN se poursuivent.

Pour l'électricité, la CRE a accompagné EDF SEI, gestionnaire des réseaux de distribution des zones non interconnectées, dans son projet de compteurs évolués. Une consultation publique a été lancée fin 2017. Elle a aussi engagé des discussions avec Gérédis, ELD des Deux-Sèvres. Les travaux se poursuivent. Comme pour le gaz naturel, la CRE considère nécessaire d'analyser la pertinence d'une mutualisation des projets.

15 RECOMMANDATIONS POUR FAIRE DES DONNÉES UN LEVIER D'EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Les données, par exemple sur la consommation, la production ou le fonctionnement des infrastructures, permettent aux acteurs de l'énergie d'offrir aux consommateurs nombre de nouveaux services pour leur faciliter la vie ou les aider à réduire leur facture et à devenir acteurs de la transition énergétique. Elles sont ainsi des vecteurs d'innovation. Le secteur de l'énergie en produit de plus en plus, conduisant le législateur à encadrer cette évolution.

La CRE s'est emparée du sujet et a publié en juin 2017 l'état des lieux et la typologie juridique et technique des enjeux liés aux données traitées par les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures énergétiques. Son rapport a formulé 15 recommandations pour faire

des données un levier d'efficacité énergétique. Condition indispensable au consentement éclairé du consommateur et à sa confiance, le recueil des données doit obéir à des modalités simples et transparentes. Autre sujet majeur, la gouvernance des plates-formes de mise à disposition de données doit être organisée de sorte à fluidifier le fonctionnement du marché, stimuler l'innovation et accompagner les acteurs dans la transition énergétique.

En juin 2017, l'entrée en vigueur de nouveaux textes réglementaires a élargi le champ des données disponibles. Les gestionnaires de réseaux ont poursuivi leurs initiatives pour les mettre à disposition. Dans son point d'étape de janvier 2018, la CRE fait état de ces avancées. Un bilan abouti est prévu pour l'été 2018.



Pour en savoir plus, consulter le site et le module smartgrid :

[Voir le site](#)

[Voir le module](#)

POUR UN DÉVELOPPEMENT CONSTANT ET ÉVOLUTIF DE L'AUTOCONSOMMATION

Dans les innovations, la CRE accorde une place particulière à l'autoconsommation. Celle-ci peut être individuelle, le consommateur produit pour lui-même tout ou partie de sa consommation d'électricité, ou collective, plusieurs consommateurs s'associant avec un ou des producteurs. Fin 2017, Enedis comptabilisait 20 000 autoconsommateurs environ. Un nombre encore très faible, mais une dynamique semble s'amorcer : près de la moitié des nouvelles demandes de raccordement des installations de production sont en autoconsommation et certains fournisseurs, comme EDF Énergies Nouvelles et ENGIE, proposent aux particuliers des offres liées à l'autoconsommation. Cette dynamique est soutenue par la baisse du coût des panneaux photovoltaïques et par le souhait des consommateurs de privilégier les circuits courts. De plus, dans le cadre tarifaire et fiscal actuel, elle peut trouver une rentabilité dans certains cas.

Une large concertation

Au second semestre 2017, la CRE a lancé une large concertation sur l'autoconsommation pour examiner les conséquences que son développement aura, ou pourrait avoir, sur le modèle énergétique français, en particulier les tarifs. Cette concertation s'est organisée autour d'un forum, de cinq ateliers de travail, d'un appel à contributions et d'une consultation publique.

Deux délibérations

À l'issue de cette concertation et de ses propres travaux d'analyse, la CRE a publié deux délibérations. La première, du 21 février 2018, porte recommandations et orientations sur les dispositifs de soutien et le cadre contractuel. Elle vise un double objectif : d'une part permettre un développement optimal, simplifié et maîtrisé de l'autoconsommation d'énergie renouvelable pour atteindre les objectifs de la transition énergétique au meilleur coût pour la collectivité, d'autre part garantir le respect des règles indispensables à la sécurité et au bon fonctionnement du système électrique. La déclaration obligatoire des installations de production en est un exemple.

La seconde, du second trimestre 2018, concerne les évolutions des tarifs de réseau liés à l'autoconsommation, la CRE étant chargée de définir des tarifs d'utilisation des réseaux qui reflètent les coûts engendrés par les consommateurs. Pour l'autoconsommation individuelle, vu la diversité des situations, elle n'a pas fait évoluer le TURPE, considérant que le tarif doit refléter les coûts de réseaux quel que soit l'usage de l'électricité. Pour l'autoconsommation collective, elle a mis en œuvre un tarif qui reflète les coûts évités aux réseaux par la production locale d'électricité, en distinguant un tarif pour les flux autoconsommés, qui ne transitent pas par la haute tension, et un tarif pour les flux alloconsommés, qui transitent par la haute tension.

3 QUESTIONS À

PAULINE HENRIOT,
chargée de mission
Direction des réseaux de la CRE

Pourquoi la CRE a-t-elle choisi de se saisir des thématiques liées à l'autoconsommation ?

Encore marginale mais en plein essor, l'autoconsommation réinterroge divers aspects du système électrique : tarification du réseau, dispositif de soutiens, articulation avec les offres de fourniture, sécurité, etc. D'où le choix d'aborder la question de façon transversale, en impliquant de nombreuses parties prenantes. Face à ce phénomène nouveau et protéiforme, il fallait éviter une approche parcellaire qui aurait risqué d'aboutir à un cadre incohérent. À ce stade, la CRE a publié une délibération sur la tarification des réseaux pour les autoconsommateurs et des recommandations sur l'adaptation des dispositifs de soutien et du cadre technique et contractuel.

Les travaux de la CRE sont-ils achevés ?

Non, l'autoconsommation ne fait que débiter. On manque de données sur le comportement des autoconsommateurs, surtout pour l'autoconsommation collective pour laquelle la première opération a été lancée début 2018. Une dizaine d'autres pourraient l'être d'ici fin 2018 : il faudra ensuite en tirer le retour d'expérience pour, éventuellement, réadapter le cadre en vigueur.

Quelles sont les prochaines étapes ?

La concertation a mis en lumière des chantiers à traiter, mais dans un cadre qui dépasse la seule question de l'autoconsommation. Je pense au stockage ou à la tarification du réseau pour les injections. De façon générale, la meilleure réponse tarifaire est de mettre en place des tarifs robustes, adaptés aux évolutions des usages. Ce sera l'objectif des travaux sur la structure du TURPE 6.



“ À l'image du système énergétique, le consommateur énergétique est lui aussi entré dans une phase de transition. »

CÉCILE MAISONNEUVE,

Présidente de la Fabrique de la Cité,
Coprésidente du groupe de travail consommateurs
du Comité de prospective de la CRE

[Voir la vidéo](#)

Vous êtes Présidente de La Fabrique de la Cité, laboratoire d'innovation et de prospective dédié à la ville de demain et particulièrement à la consommation d'énergie. Pouvez-vous nous dresser un portrait-robot du consommateur d'aujourd'hui. Quelles sont ses attentes ? Ses habitudes ?

Les villes concentrent effectivement plus des trois quarts des consommations d'énergie et offrent à ce titre un tableau révélateur de nos usages en matière de consommation d'énergie. À l'image du système énergétique, le consommateur d'énergie est, lui aussi, entré dans une phase de transition. D'un côté, il est traditionnel dans ses habitudes : songeons par exemple à l'attentisme des consommateurs individuels français en matière de possibilité de changer de fournisseur d'énergie. Dans ses attentes vis-à-vis de ce système, il se montre en revanche intéressé par les innovations que porte la transition énergétique. Il n'est qu'à voir l'engouement que suscitent, par exemple, les projets d'autoconsommation collective. Il est conscient qu'il a un rôle clé à jouer dans cette transition mais aspire à le faire avec une certaine autonomie. Un point dur demeure : qu'il soit individuel, industriel ou tertiaire, le consommateur accorde une extrême attention à l'évolution des prix de l'énergie.

À l'heure de la digitalisation des services avec l'utilisation de nos smartphones, comment aider le nouveau consommateur à réduire sa facture d'électricité ?

Le numérique est un révélateur de nos modes de vie. La collecte et surtout le traitement de données massives permettent de connaître avec une précision encore jamais atteinte nos usages en matière de consommation d'énergie. Les consommateurs tertiaires et industriels s'en sont déjà saisis pour réduire leur facture. S'agissant du consommateur individuel, cette appropriation des outils et des services numériques est plus lente mais le mouvement est lancé. Ces nouveaux outils sont des miroirs qui lui sont tendus, lui donnant à voir son comportement de consommation en temps réel. Au-delà de cette prise de conscience, conduiront-ils à des changements d'habitude ? Encore faut-il que le consommateur y trouve un intérêt financier clair. Le numérique ne suffit pas à lui seul à changer les comportements. Il doit être associé à des signaux économiques incitatifs.

Pensez-vous que les services associés à la fourniture d'énergie sont adaptés aux nouveaux modes de consommation ?

Dans tous les secteurs d'activité, les services associés à la digitalisation

n'intéressent les clients que s'ils répondent à leurs besoins et sont centrés sur leurs usages. Le secteur de l'énergie, qui entre dans l'ère des services, n'échappe pas à cette règle. Pour cette raison, les services associés à la fourniture d'énergie doivent obéir au triple impératif qui régit la vie des services numériques : simplicité d'usage, lisibilité et individualisation de l'offre.

Quels sont les bénéfices de la transformation numérique pour les consommateurs ? Quels sont les éventuels freins ?

Le consommateur d'énergie a aujourd'hui le sentiment qu'il peut prendre la main sur ses choix énergétiques : choix du fournisseur ; choix de sa source d'énergie, que ce soit pour se chauffer ou s'éclairer (locale, « verte », etc.) ; choix de l'énergie de sa mobilité ; choix de son bouquet de services... Encore faut-il qu'il puisse à la fois s'y retrouver dans cette inflation d'offres et ensuite faire des choix éclairés. Et c'est là que le numérique, notamment l'économie des plateformes qu'il suscite, peut l'aider. Mieux informé, il pourra mieux maîtriser son destin énergétique, quitte d'ailleurs à choisir de... ne pas choisir. Car l'étape suivante de la révolution numérique, c'est le développement de l'intelligence artificielle qui, en quelque sorte, choisira à la place du consommateur la meilleure manière d'optimiser ses consommations.

Dans un tel système, le maître-mot est la confiance. À cet égard, rien n'est gagné : les consommateurs, tous secteurs confondus, sont de plus en plus attentifs à la maîtrise de leurs données personnelles, de même qu'ils réclament une plus grande transparence des algorithmes. Cette sensibilité à la question de la protection de la vie privée est encore plus vive dans le domaine énergétique, qui touche à notre quotidien, voire à la sphère de l'intimité quand il s'agit des consommations domestiques. À cet égard, la transition énergétique, c'est aussi un nouveau contrat social à définir, qui va bien au-delà des seules innovations technologiques.

CONCILIER TRANSITION ÉNERGETIQUE ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

En exploitant les complémentarités entre États membres via le marché intérieur de l'énergie, les interconnexions jouent un rôle important dans la transition énergétique, axe majeur de la politique de la France et de l'Union européenne. La complémentarité des parcs facilite en effet la valorisation des énergies renouvelables tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement et la sûreté du système énergétique. C'est également dans cette logique que s'inscrivent les travaux de la CRE sur l'équilibrage du système électrique, la création d'une place unique du marché du gaz et la réforme du stockage de gaz naturel.



02/02/2017

Approbation
du projet IFA 2

1 750 M€

d'investissements
au total pour le projet
Golfe de Gascogne

22/06/2017

Feuille de route pour
l'équilibrage du système
électrique français

74 TWh

d'électricité exportés,
35,6 TWh importés

01/11/2018

Création d'une zone
de marché unique
du gaz en France

100 TWh

de gaz exportés,
585 TWh importés

LA NETTE PROGRESSION DES FLUX D'ÉLECTRICITÉ AUX FRONTIÈRES : L'EUROPE DE L'ÉNERGIE EXISTE

 Pour en savoir plus, consulter
le module interconnexions :
[Voir la vidéo](#)

Avec 38,4 TWh en 2017, les exportations nettes d'électricité de la France marquent, par rapport à 2016 (39,2 TWh), un léger recul qui ne doit pour autant pas masquer la hausse des volumes exportés (74 TWh) et importés (35,6 TWh). Le solde des échanges frontaliers a été très influencé par l'augmentation des besoins d'importation durant l'hiver 2016-2017, due à l'indisponibilité de plusieurs centrales nucléaires en pleine vague de froid, en particulier en janvier. Ainsi, le solde net des échanges a été négatif (-0,9 TWh) en janvier 2017 et, sur l'ensemble de l'année, la France a été importatrice nette pendant 52 jours (46 en 2016) répartis sur les mois de janvier, novembre et décembre.

Un solde exportateur net sauf avec la région centre-ouest Europe

Le bilan diffère selon les pays avec lesquels la France est interconnectée. Vis-à-vis de la région centre-ouest Europe (CWE), c'est-à-dire aux frontières avec la Belgique et l'Allemagne, la France présente un solde importateur net, en hausse par rapport à 2016. En revanche, sur toutes les autres frontières, elle présente un solde exportateur net, en baisse vis-à-vis du Royaume-Uni, en hausse vis-à-vis de l'Espagne, de l'Italie



INTERCONNEXIONS : DES TAUX ÉLEVÉS D'UTILISATION

88 %
avec l'Italie

85 %
avec l'Espagne

82 %
avec le Royaume-Uni

62 %
avec la Suisse

Capacités commerciales moyennes annuelles et flux totaux constatés en 2017 aux frontières françaises

	Capacités (MW)		Flux (TWh) ¹		
	Export	Import	Export	Import	Net
Espagne	2559	2294	17,0	4,2	12,8
Italie	2528	1019	18,8	0,7	18,2
Suisse	3007	1180	17,7	7,2	10,4
Belgique & Allemagne ²	7060	9221	8,7	19,6	-10,9
Royaume-Uni	1741	1741	11,8	3,9	7,9
Total (hors CWE)	9835	6234	74,0	35,6	38,4

(1) Flux commerciaux (hors écarts de bouclage, secours mutuel entre GRT et rattrapage des pertes et des écarts). (2) Échanges nets maximaux constatés (le calcul Flow Based ne permet plus de calculer une capacité commerciale par frontière)

et stagnant avec la Suisse. Vers l'Espagne, les exportations nettes ont même atteint un maximum historique, malgré d'importantes importations début 2017. Ces bilans sont significativement impactés par la disponibilité des capacités d'interconnexion, avec en 2017 l'augmentation des capacités avec l'Espagne et l'indisponibilité d'une partie des capacités d'interconnexion avec la Grande-Bretagne due à l'arrachement de câbles de la liaison IFA.

Des interconnexions très sollicitées, des capacités en hausse

D'une manière générale, la hausse des flux aux frontières résulte d'un taux d'utilisation élevé des interconnexions et de l'augmentation sensible des capacités commerciales, en particulier avec l'Espagne où la mise en service du transformateur-déphaseur d'Arkale en juin 2017 permet de tirer pleinement parti de la ligne Baixas-Santa Llogaia achevée en 2015.

Après une légère hausse en 2016, due à la mise en place d'un calcul de capacité coordonné entre RTE et Terna, les capacités commerciales avec l'Italie baissent légèrement à l'exportation.

Pour la région CWE, les capacités d'échange ont atteint les pics de 7 060 MW à l'exportation en avril et de 9 221 MW à l'importation en novembre. Cependant, les importations françaises ont été particulièrement basses en périodes de tension, quand le spread de prix France - Allemagne est élevé, notamment entre novembre 2016 et février 2017, avec une moyenne d'importation de 911 MW quand le spread dépasse 50 €/MWh.

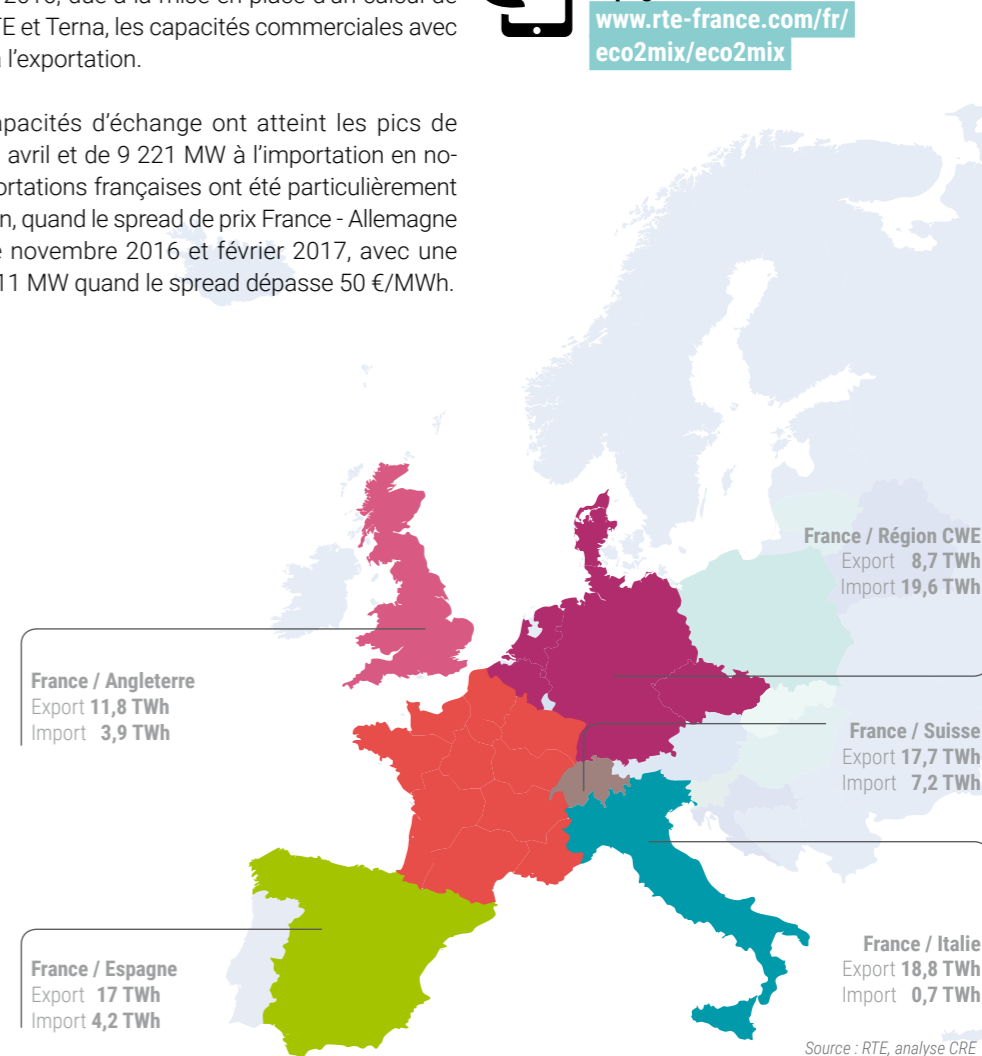
LES CODES DE RÉSEAU EUROPÉENS

Destinés à fluidifier et développer les échanges d'énergie, ces codes précisent les conditions d'accès et de gestion des réseaux européens de transport d'électricité et de gaz. En 2017, la CRE a continué de contribuer à leur élaboration et leur application. Les travaux se poursuivent en 2018 avec notamment la mise en œuvre du règlement sur l'équilibrage.

 Pour en savoir plus, consulter
la page eco2mix de RTE :
www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix

Bilan des échanges
aux interconnexions
électriques françaises
en 2017

Total des flux commerciaux
Export **74 TWh**
Import **35,6 TWh**



L'ÉVOLUTION DES MODALITÉS D'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Pour garantir la sûreté du réseau électrique, RTE dispose de réserves qu'il doit pouvoir mobiliser rapidement pour moduler les niveaux de production et de consommation, et qu'il active en sélectionnant les meilleures offres à sa disposition et au meilleur coût.

La transition énergétique et l'intégration transfrontalière des marchés de l'équilibrage, engagée par le règlement européen sur l'équilibrage en vigueur depuis le 18 décembre 2017, imposent de faire évoluer le modèle français. Pour donner de la visibilité aux acteurs de marché, la CRE a demandé dès 2015 à RTE d'anticiper ces évolutions : RTE lui a soumis en juillet 2016 son Livre Vert sur l'équilibrage du système électrique français.

Une feuille de route et deux objectifs pour l'équilibrage du système français

En 2017, la CRE constate que le modèle français d'équilibrage fonctionne de manière satisfaisante. Dans sa délibération du 22 juin 2017, elle a fixé une feuille de route pour l'équilibrage du système électrique français. Elle vise à contribuer à la création d'un marché européen de l'équilibrage et à faciliter la participation de nouveaux acteurs, notamment les producteurs et agrégateurs d'énergies renouvelables. Plusieurs mesures ont été retenues, en particulier une hausse des incitations à la maîtrise de la demande lors des pointes de consommation ainsi que la publication renforcée de données sur les marchés de l'équilibrage et l'état d'équilibre du système français. Ces évolutions seront concrètement déclinées au cours des prochaines années dans les règles encadrant l'accès aux mécanismes d'équilibrage (services système fréquence et mécanisme d'ajustement).

La contractualisation de la réserve primaire par RTE et d'autres GRT européens

En parallèle, les initiatives européennes d'échanges de réserves d'équilibrage se développent, dans la perspective de la mise en œuvre anticipée du règlement européen relatif à l'équilibrage.

À la suite de la délibération du 2 juin 2016 portant orientation sur les modalités de constitution de la réserve primaire pour les services système fréquence et puissance, depuis janvier 2017, RTE constitue la réserve primaire par un appel d'offres hebdomadaire transfrontalier, conjointement mené avec ses homologues allemand, autrichien, néerlandais, belge et suisse.

La poursuite des travaux sur les échanges européens des autres réserves

Pour les réserves secondaire et tertiaire, les GRT et régulateurs européens ont poursuivi leur coopération et leurs travaux volontaires sur plusieurs projets de plates-formes d'échanges d'énergie : PICASSO pour la réserve secondaire (*Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation*), MARI pour la réserve rapide (*Manually Activated Reserves Initiative*) et TERRE pour la réserve complémentaire (*Trans European Replacement Reserves Exchange*).

3 TYPES DE RÉSERVES D'ÉQUILIBRAGE

Primaire :

activée automatiquement entre 15 et 30 secondes après la rupture de l'équilibre du réseau pour en stabiliser la fréquence.

Secondaire :

activée automatiquement en 400 secondes pour rétablir la fréquence à sa valeur de référence.

Tertiaire :

activée manuellement pour restaurer la réserve secondaire.

UN MARCHÉ DU GAZ BIEN INTÉGRÉ AU NIVEAU EUROPÉEN ET LA CRÉATION D'UNE ZONE DE MARCHÉ UNIQUE EN FRANCE

La France importe la quasi-totalité du gaz qu'elle consomme. En 2017, le solde importateur net s'inscrit en légère baisse par rapport à 2016. Les flux d'importations ont progressé à Dunkerque et dans les terminaux méthaniers de Fos-sur-mer et Montoir-de-Bretagne, mais ils se sont réduits à Taisnières à la frontière avec la Belgique et Obergailbach à la frontière avec l'Allemagne. Pour les exportations, la progression des flux est sensible à Pirineos (avec l'Espagne) et Oltingue (avec la Suisse).

La convergence des prix sur les marchés de gros

Les capacités de transport disponibles en Europe et l'harmonisation des règles d'allocation entraînent une bonne convergence des prix sur les marchés de gros, en particulier au nord-ouest de l'Europe. Les prix au PEG Nord (point d'échange gaz, place de marché du nord de la France) ont été très fortement corrélés au TTF (Title Transfer Facility, place de marché des Pays-Bas), hub de référence pour les prix du gaz en Europe.

Des tensions subsistent toutefois entre le PEG Nord et le PEG TRS (Trading Region South, place de marché du sud de la France) avec, début 2017, un différentiel de prix proche de 20 €/MWh lors d'une vague de froid et dans un contexte de prix élevé du GNL. La tension a été exacerbée par des exportations vers l'Espagne, liées notamment à un recours plus important aux cycles combinés à gaz pour la production d'électricité alors que plusieurs réacteurs nucléaires français étaient à l'arrêt.

Une zone de marché unique au bénéfice des consommateurs

Avec la création d'une zone de marché unique en France à partir du 1^{er} novembre 2018, les différentiels de prix entre le Nord et le Sud disparaîtront. Étape ultime d'un processus de fusion des zones d'équilibrage débuté il y a quinze ans, cette évolution va permettre à tous les consommateurs français de bénéficier du même prix de gros. De plus, la péninsule ibérique sera directement raccordée à une place de marché liquide disposant d'importantes capacités d'échange avec le marché nord-européen. Cette fusion est rendue possible par la réalisation des projets Val de Saône et Gascogne-Midi qui lèvent une grande partie des congestions Nord-Sud ainsi que par des mécanismes de marché mobilisés en cas de congestion locale, tel le spread localisé.

3 QUESTIONS À

QUENTIN DE BREMOND D'ARS,
chargé de mission à la Direction
des Réseaux de la CRE

Qu'est-ce que le spread localisé ?

Le spread localisé est un mécanisme contractuel dont disposent les gestionnaires du réseau de transport (GRT) de gaz naturel pour résoudre des situations de congestion. Élaboré dans le cadre de la Concertation gaz entre les GRT, les expéditeurs et la CRE, il a été institué par la CRE dans sa délibération d'octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France.

Comment fonctionne-t-il ?

Concrètement, si une congestion apparaît, le GRT va simultanément acheter du gaz en aval de la congestion et le revendre en amont de celle-ci. Il peut ainsi modifier les flux programmés par les expéditeurs, tout en étant neutre pour l'équilibrage du réseau. Le coût pour le GRT est la différence de prix entre les points d'achat du gaz et les points de vente. Ces points d'achat et de vente sont les points d'interconnexion avec les pays adjacents, les terminaux méthaniers et les stockages souterrains.

Quelle en sera la fréquence d'utilisation ?

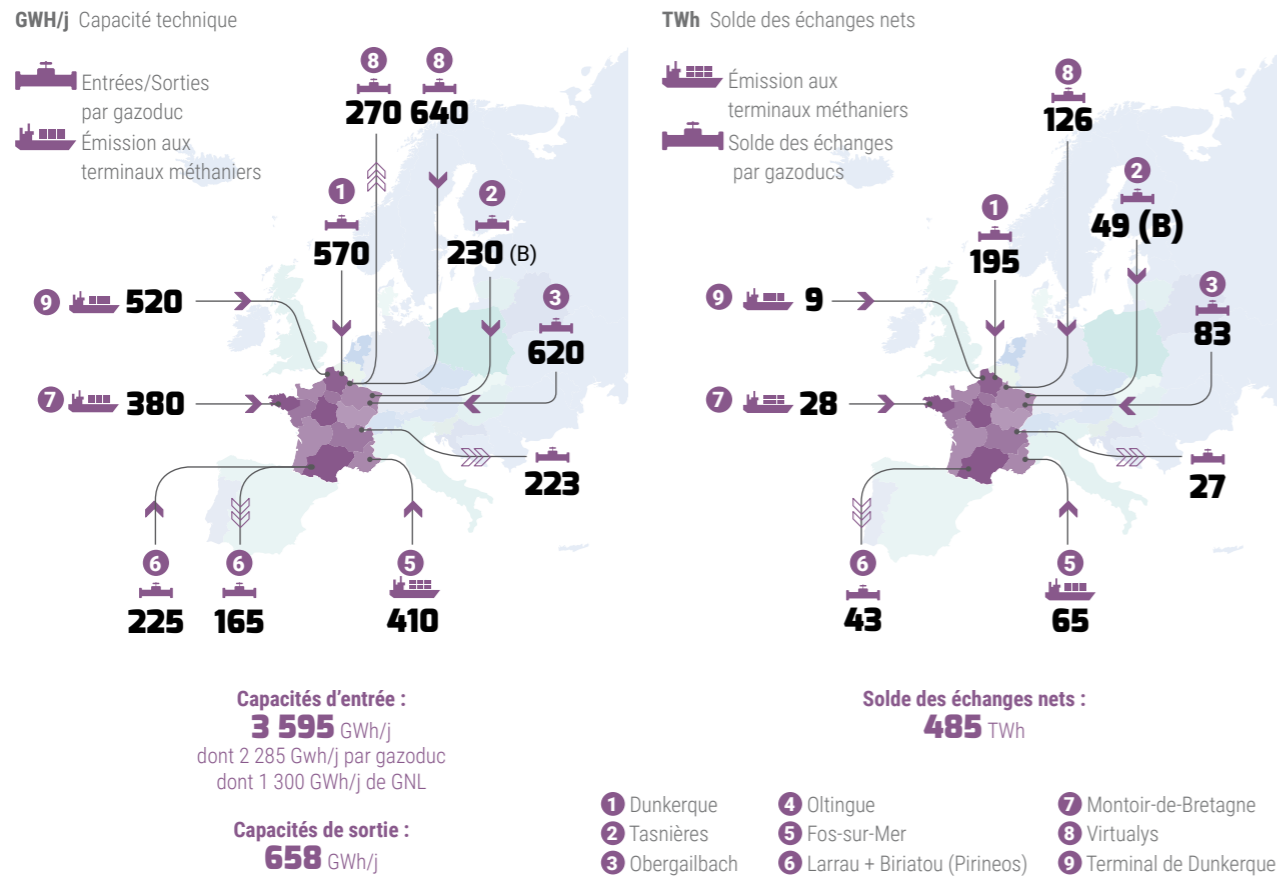
Elle dépendra fortement des flux, une fois créée la place de marché unique du gaz. Nous estimons que ce mécanisme sera utilisé entre 0 et 10 % des jours pour lever les congestions Nord-Sud. Il pourrait être utilisé jusqu'à 1 jour sur 3 en cas d'absence totale de GNL et d'une forte utilisation des centrales à gaz du Sud. Ce mécanisme a déjà été utilisé cet hiver, avec succès, pour lever les congestions dans le sud-est.

Trois délibérations sur la réforme du stockage de gaz naturel

Parallèlement à ce chantier, une réforme de l'accès des tiers aux stockages a été impulsée par la loi du 19 décembre 2017 qui met fin à la recherche et à l'exploitation d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels en France. En particulier, son article 12 prévoit que le revenu des opérateurs de stockage sera régulé. Les capacités de stockage seront commercialisées aux enchères et la différence, positive ou négative, entre les recettes de la commercialisation et le revenu autorisé des opérateurs de stockage sera compensée via le tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel. Cette réforme vise à garantir le remplissage des stockages nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, tout en assurant la transparence des coûts. L'objectif est aussi de mettre un terme à la complexité du système d'obligations individuelles.

Dans ses trois délibérations du 22 février 2018, la CRE a précisé les conditions de mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz naturel. Ces dispositions seront appliquées à partir de l'année gazière 2018-2019.

Capacités françaises d'interconnexion gazière (à gauche) et bilan des échanges en gaz (à droite)



DES INVESTISSEMENTS STRATÉGIQUES

Investissements aux frontières, renforcements internes pour fluidifier les échanges d'énergie : la France, ces dernières années, a mené une politique ambitieuse pour développer les infrastructures électriques et gazières. Si les besoins pour le gaz sont en passe d'être satisfaits, comme le montre la convergence des prix des marchés de gros, les investissements vont se poursuivre dans le secteur électrique, notamment pour les liaisons avec la Grande-Bretagne et l'Espagne.

Une attention particulière à la maîtrise des coûts et à l'utilité des projets

Tout en veillant à l'intérêt des consommateurs finals, la CRE participe pleinement à l'objectif de construction du marché européen de l'électricité. Elle porte une attention particulière à la maîtrise des coûts et entend s'assurer de l'utilité des nouvelles infrastructures tant pour le consommateur que pour l'achèvement du marché européen et la sécurité d'approvisionnement. Face aux coûts d'investissement souvent considérables, les décisions doivent reposer sur des analyses coûts-bénéfices solides qui prennent en considération de manière pertinente les incertitudes liées notamment au développement des énergies renouvelables ou à la maîtrise des consommations.

Le projet IFA 2 approuvé

Deux des projets d'interconnexion avec la Grande-Bretagne, IFA 2 et Eleclink, sont en cours de réalisation. Dans sa délibération du 2 février 2017, la CRE a approuvé le projet IFA 2, ligne électrique sous-marine portée par RTE et National Grid, gestionnaire du réseau anglais. Cette ligne reliera les régions de Caen et de Southampton. La CRE a assorti sa décision d'un cadre de régulation incitative liant le niveau de rémunération du gestionnaire de réseau à celui de l'utilisation de la nouvelle ligne.

Le contexte actuel sur la frontière entre la France et la Grande-Bretagne est marqué à la fois par la multiplicité des projets d'interconnexion et par



2020
mise en service prévue
d'IFA 2

2025
mise en service prévue du
projet Golfe de Gascogne

280 km
de ligne sous-marine
prévus par le projet Golfe
de Gascogne

le vote des Britanniques le 23 juin 2016 en faveur du Brexit qui a entraîné l'activation de l'article 50 du Traité de l'Union européenne par le Royaume-Uni le 29 mars 2017. Suite aux études menées par ses services, la CRE a considéré dans sa délibération du 16 novembre 2017 ne pas être en mesure de se prononcer sur l'intérêt pour la collectivité européenne de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni avant que ne soient clarifiées ses conditions de sortie de l'Union. Elle a ainsi décidé de transférer à l'ACER, Agence de coopération de régulateurs de l'énergie, la demande d'exemption que lui ont adressée les promoteurs du projet Aquind.

Le projet Golfe de Gascogne : une avancée majeure

En septembre 2017, la CRE et le régulateur espagnol CNMC ont conclu un accord de partage des coûts d'investissement du projet Golfe de Gascogne. Cette nouvelle interconnexion portera à 5 GW les capacités d'échanges entre la France et l'Espagne (2,8 GW actuellement) et constituera une avancée majeure pour l'intégration de la péninsule ibérique dans le marché européen de l'électricité. Elle s'ajoute aux investissements récemment réalisés pour doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne : ligne électrique Baixas-Santa Llogaia achevée en 2015, transformateur-déphaseur d'Arkale mis en service en juin 2017.

D'autres projets sont en discussion, mais leur intérêt reste très incertain au regard des évolutions futures des systèmes électriques. De plus, vu la nécessité de traverser les Pyrénées, on peut anticiper qu'ils poseront de grands problèmes d'acceptabilité au plan environnemental et social.



M. José María MARIN QUEMADA, Président de la CNMC et Jean-François CARENCO, Président de la CRE.

GOLFE DE GASCOGNE : ACCORD DE PARTAGE DES COÛTS D'INVESTISSEMENT ENTRE LA CRE ET CNMC ET L'ENGAGEMENT DE L'EUROPE

Le 21 septembre 2017, la CRE et le régulateur espagnol CNMC ont conclu un accord de partage des coûts d'investissement du projet Golfe de Gascogne. Défi technologique pour les gestionnaires de réseau, la construction des deux lignes à courant continu à haute tension entre Cubnezais en Gironde et Gatica au Pays basque espagnol devrait représenter un investissement total de 1 750 M€.

La CRE et CNMC ont pris leur décision en application du règlement européen 347/2013 sur les réseaux transeuropéens d'énergie qui permet de convenir d'un partage spécifique des coûts en cas de déséquilibre entre les bénéfices et les coûts supportés par les porteurs de projet. On évalue que la France supportera 70 % des coûts environ pour 30 % des bénéfices. Vu l'importance du projet pour l'intégration de la péninsule ibérique dans le marché électrique européen et pour la réalisation des objectifs de l'Union en matière de climat et d'énergie, la CRE et CNMC sont convenus d'une répartition des coûts assurant que le projet ne soit pas déficitaire au périmètre français.

Compte tenu des retombées positives du projet en termes d'innovation, de sécurité d'approvisionnement, d'intégration des marchés et de durabilité, CNMC et la CRE ont encouragé les gestionnaires de réseau à demander une subvention européenne dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe. Ainsi, 578 M€ ont ainsi été alloués au projet.



“ Les Pays-Bas font partie des pays les plus interconnectés de l'Union européenne. La coopération avec nos voisins est donc essentielle. »

REMKO BOS, directeur de l'énergie, Autorité néerlandaise pour les consommateurs et les marchés (ACM), Pays-Bas

Selon vous, devrions-nous continuer à développer les infrastructures électriques et gazières en Europe ? Qu'en est-il des Pays-Bas et ses voisins ?

Il est crucial de continuer à développer les infrastructures électriques et gazières en Europe. Les systèmes énergétiques au sein de l'UE se sont étroitement imbriqués au cours des dernières décennies. L'intégration des énergies renouvelables ne pourra se faire que si les infrastructures de transport et de distribution sont robustes et le réseau européen bien interconnecté, ce qui nécessitera des investissements importants jusqu'en 2030. Nous pouvons encore améliorer le fonctionnement de nos marchés énergétiques régionaux et ainsi accroître notre commerce transfrontalier. Les taux d'utilisation de nos interconnexions s'en trouveraient significativement plus élevés.

Grâce aux améliorations du marché et au renforcement de l'interconnectivité nous serons en mesure d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des citoyens européens et des utilisateurs industriels. Il faut garder à l'esprit que la sécurité de l'approvisionnement n'est pas seulement une obligation nationale ; c'est l'un des piliers de la politique énergétique européenne et

régionale. Les Pays-Bas font partie des pays les plus interconnectés de l'UE. La coopération avec nos voisins est donc essentielle, au niveau politique réglementaire et opérationnel. Un exemple concret : notre action au sein de la nouvelle région CORE. Notre coopération sur l'intégration des marchés et la sécurité d'approvisionnement lors du Forum Pentalatéral de l'Énergie a été particulièrement fructueuse.

La transition énergétique change-t-elle la façon dont les interconnexions sont utilisées ?

La transition énergétique rend nos systèmes plus flexibles. Pour ce faire les échanges transfrontaliers de flux d'énergie jouent un rôle essentiel. Ils permettent de préserver la stabilité de nos réseaux de transport. Une coordination plus étroite entre les acteurs nationaux est nécessaire pour assurer le fonctionnement efficace et la stabilité du réseau au sein de nos marchés : il s'agit d'augmenter la part d'énergies renouvelables et donc d'encourager la décentralisation de la production tout en répondant à la demande. Les décideurs politiques et les régulateurs de l'énergie devraient donc conjuguer leurs efforts pour éliminer les distorsions de marché qui empêchent actuellement

l'utilisation optimale de la capacité physique transfrontalière existante.

Une autre conséquence majeure de la transition énergétique est l'importance croissante du bon fonctionnement des marchés de court terme, notamment des marchés infra-journaliers et d'équilibrage. Nos gestionnaires de réseaux de transport peuvent jouer un rôle crucial en facilitant le commerce à court terme des acteurs du marché. Ils devraient, selon moi, les inciter à contribuer à la liquidité de nos marchés infra-journaliers et d'équilibrage, et s'abstenir de devenir des acteurs sur ces marchés. Les régulateurs ont évidemment leur rôle à jouer pour encourager cette dynamique.

Que pensez-vous du Brexit et de ses conséquences pour le marché unique européen de l'énergie ?

Faire face aux conséquences de la décision du Brexit est un défi pour tous les acteurs du marché de l'énergie, y compris les régulateurs. Il s'agit d'un processus politique et ce sont les décideurs qui fixeront le degré d'alignement du Royaume-Uni sur le marché unique européen. Dans ce contexte, il est de la responsabilité des régulateurs de l'énergie de fournir leurs recommandations techniques sur l'avenir du couplage de marchés entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale.

En parallèle de cela, les régulateurs devront protéger les intérêts des consommateurs, c'est-à-dire assurer l'approvisionnement en énergie aux consommateurs à un coût raisonnable. Ils seront mieux servis par un marché intérieur de l'énergie plus développé, avec des flux d'électricité et de gaz transfrontaliers circulant facilement, y compris entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale. Aujourd'hui, il existe de nombreuses incertitudes juridiques concernant le Brexit. Des questions réglementaires restent sans réponse alors qu'elles sont cruciales pour les acteurs du marché, les investisseurs – et finalement – les consommateurs. Il faut que ces incertitudes soient levées rapidement.

QUEL SOUTIEN EFFICACE POUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES PLUS MATURES ?

La baisse des prix des énergies renouvelables change la donne. L'enjeu désormais ne se limite pas à augmenter ce potentiel énergétique : il est aussi, voire surtout, de redéfinir un cadre de soutien adapté, lisible et durable, pour rester dans les limites d'une dépense publique maîtrisée et d'un fonctionnement harmonieux de l'ensemble du système.



32

préconisations
sur le soutien public
aux EnR en 2017

6,1 Md€

de charges de service
public pour le soutien
aux EnR en 2017.
Prévision 2022 : 8,3 Md€

16

appels d'offres EnR
instruits en 2017

DÉVELOPPEMENT DES ENR : PROPOSITIONS POUR L'EFFICACITÉ ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DE LA DÉPENSE PUBLIQUE



Le développement des énergies renouvelables (EnR) est un enjeu financier considérable. C'est un axe majeur de la politique énergétique française. La loi pour la transition énergétique et la croissance verte (LTECV) a fixé des objectifs ambitieux. Toutefois, malgré les gains de productivité notables de certaines filières, le développement des EnR repose sur un soutien public croissant. Les besoins annuels de financement des charges de service public correspondantes devraient ainsi passer de 6,1 Md€ en 2017 à 8,3 Md€ en 2022. Cet enjeu financier considérable impose une réflexion sur l'efficacité des dispositifs de soutien. La CRE a publié ses propositions fin 2017.

Procéder par appels d'offres pour toutes les filières matures

Pour déployer les EnR dans un cadre concurrentiel efficace, elle recommande de procéder par appels d'offres, procédure la plus performante, qui mérite d'être étendue à toutes les filières matures.



LTECV

32 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2030

40 % de la production d'électricité

38 % de la consommation finale de chaleur

15 % de la consommation finale de carburant

10 % de la consommation de gaz

Autre gage d'efficacité : le dialogue concurrentiel qui consiste à adapter les modalités d'un appel d'offres en concertation avec des candidats pré-sélectionnés pour élaborer le cahier des charges. La CRE a ainsi accompagné en 2017 la Direction générale de l'énergie et du climat lors du dialogue concurrentiel pour un parc éolien en mer au large de Dunkerque. La CRE recommande de l'élargir aux projets les plus complexes, certaines modalités ayant sensiblement amélioré la procédure.

Lever les barrières au développement des filières

La maîtrise du coût des projets conditionne aussi l'efficacité de la politique de développement des EnR. Elle passe par la levée des barrières non-économiques, par exemple la simplification des procédures administratives, et par la prise en compte des risques financiers qui échappent au contrôle du producteur. Il n'appartient pas à la CRE de faire des propositions en la matière, mais de dire qu'il importe de prendre en urgence des mesures correctives.

Continuer à intégrer les EnR au système électrique, étudier leur participation aux mécanismes d'équilibrage

Le développement efficace des EnR passe par l'intégration des installations dans le système électrique. Jusqu'à récemment, le cadre contractuel de soutien, avec l'obligation d'achat, n'incitait pas les producteurs à s'adapter aux contraintes du réseau. En revanche, le cadre déployé depuis 2017, avec le complément de rémunération, les intègre au marché de l'électricité. C'est une première étape. Cette démarche doit être approfondie comme l'a souligné la CRE en juin et décembre 2017 dans ses orientations sur l'équilibrage du système électrique et lors de l'approbation des règles de gestion de RTE. La participation des EnR à l'équilibrage du système électrique, via le mécanisme d'ajustement et les services systèmes, doit notamment être prise en compte pour leur déploiement futur.

Limiter la réfaction des coûts de raccordement

Les coûts pour raccorder au réseau les installations de production d'électricité à partir d'EnR et, au besoin, pour renforcer le réseau, sont supportés par les producteurs. Toutefois, le gouvernement a réduit les coûts de raccordement des installations inférieures à 5 MW. Cette réduction (« réfaction ») n'est pas sans inconvénient. Elle pourrait en effet réduire le signal de localisation, allant ainsi à l'encontre de l'objectif poursuivi par les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), et augmenter les besoins de renforcement du réseau, entraînant une hausse du TURPE pour les consommateurs.

Dans son avis du 13 avril 2017, la CRE a proposé de limiter la réfaction aux installations les moins concernées par ces effets défavorables pour assurer l'efficacité économique et environnementale de la dépense publique.

ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES

DIALOGUE CONCURRENTIEL POUR LES ÉOLIENNES EN MER

La CRE a participé en 2017 au dialogue concurrentiel pour l'installation d'éoliennes en mer au large de Dunkerque. Organisée par la Direction générale de l'énergie et du climat, cette procédure consiste à élaborer le cahier des charges en concertation avec les candidats présélectionnés par la CRE. Certaines dispositions ont ainsi pu être améliorées et la CRE considère que cette démarche positive doit être approfondie avant de lancer de nouveaux projets, par exemple celui d'Oléron. Pour réduire les incertitudes pesant sur les candidats, le projet pourrait notamment être pré-développé par l'État avant le lancement de l'appel d'offres : réalisation des études techniques nécessaires au dimensionnement de l'installation, obtention des autorisations par l'État pour le compte du futur lauréat.

SOUTIEN AU CAS PAR CAS POUR LES ÉOLIENNES MARINES FLOTTANTES, TECHNOLOGIE ENCORE IMMATURE

La CRE a rendu début 2017 un avis sur un arrêté définissant un tarif d'achat pour les installations éoliennes marines flottantes. Pour ce type de technologie encore immature, la CRE considère qu'établir un niveau de soutien au cas par cas constitue le moyen le plus efficace pour en permettre le développement tout en maîtrisant l'impact sur les finances publiques. Il est aussi souhaitable d'adopter des mécanismes pour corriger à la baisse le niveau de soutien si les coûts réels sont inférieurs aux coûts anticipés.

LA REFONTE DU SOUTIEN PUBLIC À L'ÉOLIEN TERRESTRE

L'obligation d'achat au tarif unique : un dispositif désormais peu efficace

Jusqu'en 2017, le soutien à la filière éolienne terrestre était exclusivement organisé par l'obligation d'achat, selon laquelle seuls EDF et les entreprises locales de distribution achetaient l'électricité produite, et à un tarif d'achat fixé par arrêté.

À plusieurs reprises, la CRE a souligné les inconvénients du tarif unique, mal adapté à la diversité des projets et de leurs coûts : conditions de vent, choix technologiques, coûts financiers et logistiques, etc. Ce dispositif pouvait en effet conduire à accorder des soutiens trop généreux aux parcs les plus compétitifs. De plus, faute d'avoir été revu depuis 2006, le niveau du tarif ne prenait pas en compte la baisse des coûts de financement constatée depuis, ni celle des coûts de fabrication liée aux évolutions technologiques et à l'essor de l'industrie éolienne en Europe.

À filière plus mature, nouveau mécanisme de soutien

Le gouvernement a proposé en 2017 une évolution substantielle du mécanisme de soutien à la filière. Désormais l'électricité produite par les nouveaux parcs éoliens n'est pas vendue seulement à EDF et aux ELD, mais aussi sur les marchés, signe de maturité.

Pour les projets de parcs de moins de six éoliennes, les producteurs bénéficient d'un soutien de l'État, ou complément de rémunération, qui s'ajoute au prix de vente de l'électricité produite, de sorte à percevoir une rétribution globale, fixée par arrêté, comprise entre 72 et 74 €/MWh selon la taille des pales des éoliennes.

Quant aux projets de parcs comptant plus de six éoliennes, ou une éolienne d'une puissance unitaire supérieure à 3 MW, ils passent par un mécanisme d'appels d'offres où la concurrence se joue notamment sur le niveau du complément de rémunération demandé.

Des prix en baisse pour la première période d'appel d'offres

À partir de données historiques (parcs installés) et prospectives (parcs susceptibles d'être équipés), la CRE a analysé la rentabilité induite par ce cadre tarifaire, dans son avis du 23 mars 2017. Elle a constaté que, pour parvenir à une rentabilité normale, les deux tiers des projets inférieurs à 6 éoliennes nécessitent un tarif inférieur ou égal à 65 €/MWh. Elle a aussi rappelé qu'au vu de la diversité des projets, les appels d'offres constituent le meilleur moyen d'assurer l'efficacité économique du soutien public. Son analyse a été réalisée après consultation des syndicats représentatifs de la filière éolienne, des turbineurs, de l'ADEME, d'ENEDIS et du cabinet Pöyry

et intègre les évolutions récentes, notamment l'augmentation de la puissance et du diamètre des pales.

Lancée le 28 avril 2017, la première période de l'appel d'offres pour les projets plus importants a révélé un prix moyen de 65,4 €/MWh pour les lauréats. La baisse des prix ainsi observée pourrait aboutir à des économies de 0,9 à 3 Md€ pour l'État, sur la base des objectifs de développement de la filière prévus par la programmation pluriannuelle de l'énergie.

3 QUESTIONS À

TOMMY ELEOUE,
chargé de mission à la Direction
du développement des marchés
et de la transition énergétique

Dans ses avis sur les nouveaux mécanismes de soutien à l'éolien terrestre, comment la CRE a-t-elle pris en compte les évolutions de cette filière ?

La CRE a recueilli les informations pertinentes auprès de nombreuses parties prenantes (producteurs, gestionnaires de réseaux, ADEME, financeur et fabricant d'éoliennes) et ses équipes sont allées sur le terrain visiter des parcs en construction et en exploitation ainsi que l'usine de mâts d'Enercon.

Les problèmes identifiés par la CRE en 2014 pour cette filière ont-ils été réglés ?

Les évolutions vont dans le bon sens : le premier appel d'offres a été lancé et les nouvelles installations valoriseront leur production sur le marché. Toutefois, pour profiter pleinement des effets de la mise en concurrence, la limite qui détermine le mode d'octroi du soutien (guichet ouvert ou appel d'offres), et qui repose sur la taille du parc ou de ses équipements, devrait être abaissée.

Quelles sont les voies actuelles de progrès ?

Pour rester cohérent avec les évolutions techniques, le soutien en guichet ouvert devra être adapté. C'est l'avantage d'un appel d'offres que de ne pas avoir de temps de retard sur l'industrie. Il faudra aussi suivre l'impact des changements réglementaires proposés en janvier 2018 par Sébastien Lecornu, Secrétaire d'État auprès du Ministre de la transition écologique et solidaire et susceptibles de lever des barrières non-économiques. De plus, de nombreux contrats d'achat arriveront bientôt à terme, laissant aux producteurs le choix de continuer à exploiter leur parc ou de le rénover. La pertinence d'un cadre de soutien adapté à la situation de ces installations doit être expertisée.

LA CRE, CHEVILLE OUVRIÈRE DES APPELS D'OFFRES

Les appels d'offres constituent un des vecteurs essentiels de la transition énergétique. Chargée notamment de leur instruction et de l'analyse des résultats, la CRE en est la principale cheville ouvrière.

Poursuivre et simplifier

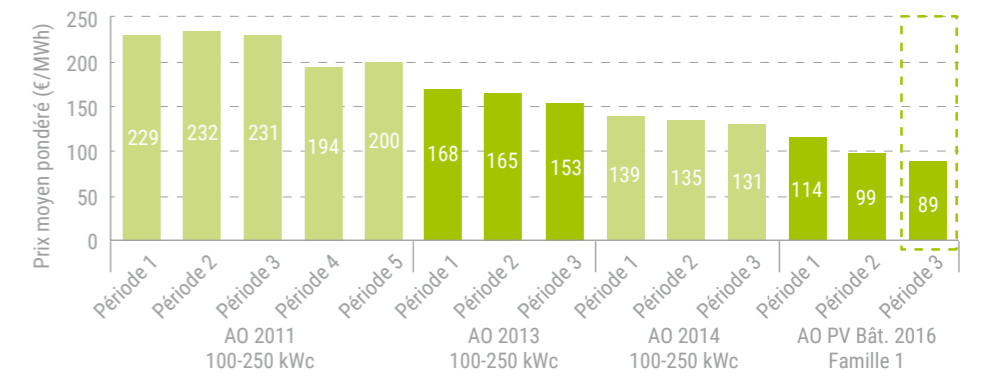
L'efficacité économique de ce mode d'attribution ayant été démontrée à plusieurs reprises, la CRE se félicite du développement des appels d'offres, en rappelant toutefois que le prix doit rester le critère prépondérant dans la notation. Elle est également favorable à de nouvelles adaptations pour en améliorer le déroulement et en limiter les coûts, à l'image des simplifications apportées ces dernières années.

Faire évoluer les critères de sélection

Il serait nécessaire aussi d'adapter les caractéristiques de certains appels d'offres aux contraintes des territoires pour mieux accompagner leur développement énergétique. Certains projets reposent en effet sur des gisements locaux et, pour éviter des conflits d'usage, ils doivent être adaptés aux équilibres sous-jacents. C'est notamment le cas de la biomasse.

Des critères environnementaux, comme le bilan carbone des panneaux photovoltaïques par exemple, sont parfois intégrés aux appels d'offres. La nature de ces critères devrait faire l'objet d'un approfondissement. Leur importance doit être renforcée et leur principe étendu aux autres modes de soutien dans la mesure où ils encouragent le déploiement de technologies plus vertes et peuvent indirectement favoriser les industries françaises et européennes.

Evolution du tarif d'achat attribué par appel d'offres aux installations photovoltaïques sur toiture de taille moyenne entre 2011 et 2018



**LES CHIFFRES 2017
DES APPELS
D'OFFRES ENR
INSTRUMENTÉS
PAR LA CRE**

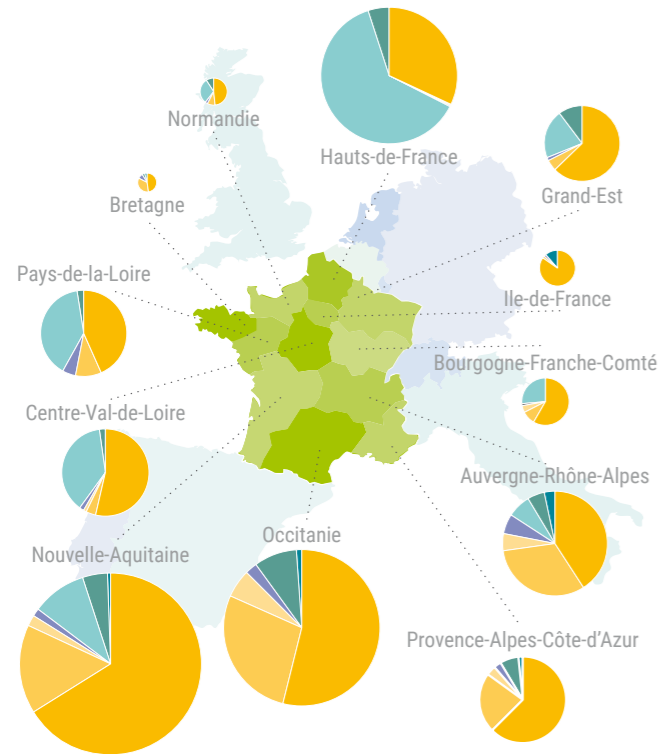
16
appels d'offres

5 100
candidatures

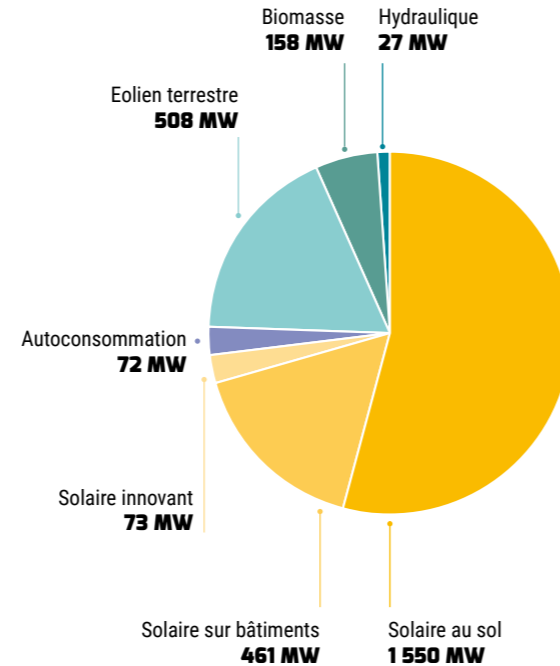
1 620
projets lauréats

2 925 MW
attribués

Appels d'offres 2017 : répartition régionale des lauréats



Répartition de production par filière



En revanche, il faut éviter les critères techniques trop spécifiques : l'intérêt de l'État est en effet de bénéficier des gains de productivité de l'industrie à l'échelle européenne. Le marché des équipementiers étant par nature mondial, une filière industrielle domestique ne saurait émerger durablement sur la base d'une performance inférieure à celle de son secteur en Europe ou de produits adaptés à son seul marché domestique.

Les appels d'offres concernaient quasi exclusivement la filière photovoltaïque jusqu'au lancement de l'appel d'offres éolien, mis à part ceux portant sur le développement des filières biomasse et de la petite hydroélectricité pour des volumes plus modestes. Ils ont permis de faire profiter la collectivité nationale de la baisse des coûts de la filière, que ce soit sur des installations au sol ou sur bâtiment de grande taille. Pour ce dernier, à titre d'illustration, le graphique ci-dessus reprend les prix moyens des lauréats pour les familles des appels d'offres visant des installations sur bâtiment de taille moyenne (entre 100 et 500 kWc) entre 2011 et 2017, représentant une division par plus de 2,5 du niveau de soutien demandé.

SOUTIEN AUX ENR : RENFORCER LE PILOTAGE BUDGÉTAIRE SUR LA DURÉE POUR DES CHOIX AVISÉS

Dans sa délibération du 13 juillet 2017, la CRE a estimé le montant des charges de service public de l'énergie qu'engendrent, sur toute leur durée de vie, les contrats signés ou en cours d'attribution par appels d'offres et par arrêtés tarifaires. Elle a différencié les charges engagées avant 2011, qui intègrent en particulier les installations photovoltaïques soutenues par les arrêtés tarifaires de 2006 et de 2010 fixant un niveau très élevé de tarif d'achat, des charges engagées entre 2012 et 2017. Elles s'élèvent respectivement à 45 Md€ jusqu'en 2036 et à 82 Md€ jusqu'en 2044.

Anticiper l'impact budgétaire des soutiens sur la durée des contrats

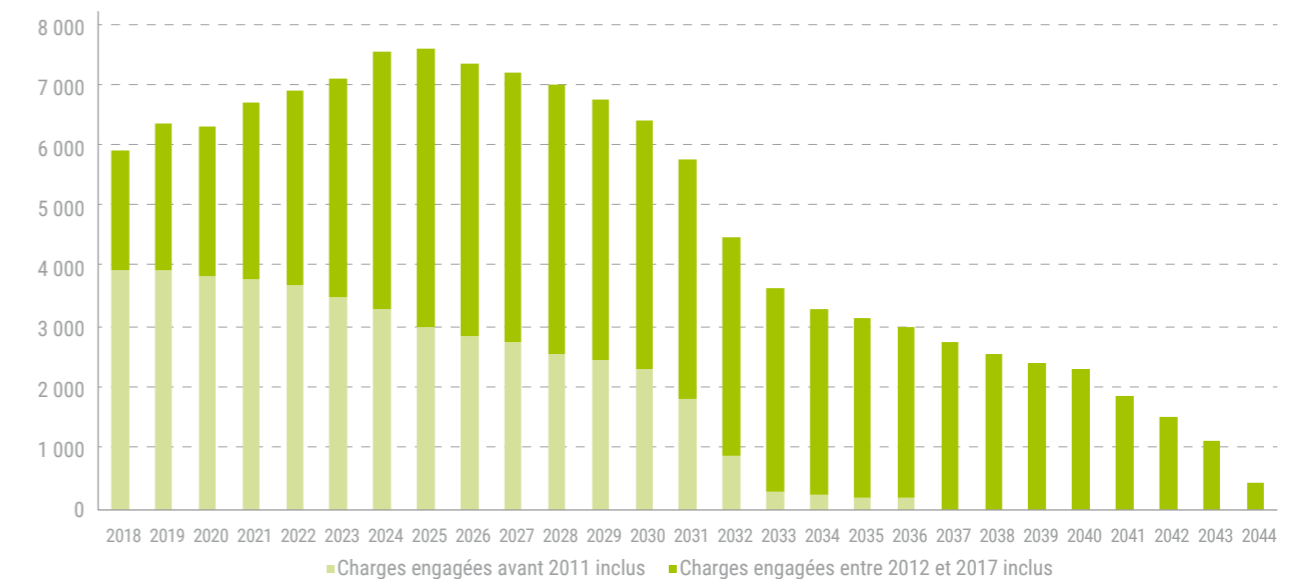
Ces données illustrent l'importance des dépenses publiques occasionnées, durant plusieurs années, par les politiques de soutien aux énergies renouvelables. Le montant dépend, en effet, de la durée des contrats d'achat qui atteint parfois vingt ans. Les impacts budgétaires d'un cadre



Pour en savoir plus, consulter l'interview de Mechthild Wörsdörfer, directrice à la Direction générale de l'Énergie de la Commission européenne, en charge des renouvelables, de la recherche et de l'innovation, et de l'efficacité énergétique :

[Voir la vidéo](#)

Prévision d'évolution à l'horizon 2044 des charges de service public déjà engagées (en M€)



de soutien gagneraient donc à être anticipés dès sa signature et être strictement encadrés. La CRE recommande de définir une enveloppe pluriannuelle de dépenses à l'occasion de la programmation pluriannuelle de l'énergie en 2018, et cela au moins tous les cinq ans. Il appartiendrait au gouvernement d'en optimiser l'emploi pour atteindre les objectifs de développement des filières.

Auditer périodiquement les coûts des filières

La CRE considère par ailleurs qu'il faudrait régulièrement revoir les conditions de rémunération des installations bénéficiant d'un dispositif de soutien en guichet ouvert (sans appel d'offres), de type arrêté tarifaire. L'objectif est notamment de s'assurer que les éventuelles baisses des coûts, attendues avec l'essor de l'industrie électrique renouvelable en Europe, allègent les charges supportées par la collectivité sans toutefois remettre en cause le développement des filières. Pour éclairer cette réflexion, la CRE a engagé de manière prioritaire, en 2017 et 2018, les audits d'installations hydrauliques, éoliennes et de cogénération excédant 100 kW. La constitution d'une telle base de données, rendue possible par une obligation réglementaire prescrite au producteur, renforcera l'expertise de la CRE sur le coût des filières et alimentera les analyses des niveaux de soutien nécessaires à leur développement.



ÉVALUER DES AIDES DISTINCTES SELON LES VECTEURS ÉNERGÉTIQUES

La France s'est engagée à augmenter de 40 à 55 % sa production de chaleur renouvelable. Un objectif ambitieux, d'autant que les énergies renouvelables thermiques se développent à un rythme actuellement insuffisant pour l'atteindre et qu'elles sont peu visibles dans le débat public. Pourtant, en se substituant à des énergies fossiles fortement émettrices de gaz carbonique, elles constituent un levier efficace de lutte contre le réchauffement climatique.

La valorisation de biomasse sous forme de chaleur et celle de biogaz sous forme de gaz injecté est priorisée par rapport à la production d'électricité. Cette distinction des aides entre différents vecteurs énergétiques mérite d'être évaluée pour toutes filières EnR notamment l'énergie solaire.

En effet, les possibilités de stockage local sous forme de chaleur, dont les technologies et les coûts sont mieux maîtrisés que pour l'électricité, permettent d'envisager une contribution plus substantielle du solaire thermique par rapport à l'autoconsommation photovoltaïque. De plus, les rendements du solaire thermique sont meilleurs et l'intensité carbone de la production de chaleur est élevée par rapport à celle des usages électriques.

“ Pour la première fois dans nos analyses, l'ensemble des trajectoires de consommation d'électricité à long terme du bilan prévisionnel sont stables ou orientées à la baisse. »

FRANÇOIS BROTTE,
Président du Directoire de RTE

RTE a publié le Bilan prévisionnel 2017 de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Celui-ci dresse notamment un panorama des évolutions possibles du mix électrique à l'horizon 2035. Quels sont les grands déterminants de l'évolution de la demande d'électricité ?

Le Bilan prévisionnel est le résultat du travail et de l'expertise de plus de 100 salariés de RTE qui ont œuvré pendant plusieurs mois pour établir 5 scénarios robustes et contrastés permettant de définir plusieurs chemins possibles pour la transition énergétique en tenant compte de l'intégration de la France dans un système électrique et un marché européens de l'électricité. Près de 50 000 simulations ont été testées sur ces scénarios. Toutes ces simulations sont ancrées dans la possibilité de faire fonctionner des mix électriques permettant la gestion en temps réel de l'équilibre offre-demande et le maintien de la sécurité d'alimentation. Pour la première fois dans nos analyses, l'ensemble des trajectoires de consommation d'électricité à long terme du Bilan prévisionnel sont stables ou orientées à la baisse. Ces résultats, basés sur des hypothèses

construites avec l'ensemble des acteurs du système électrique et des parties prenantes (associations, ONG, etc.), montrent que l'efficacité énergétique, grâce aux réglementations et aux équipements de moins en moins énergivores, devraient compenser ou dépasser les effets haussiers liés à la croissance démographique, à l'activité économique ou encore aux nouveaux usages.

Des transferts d'usage significatifs vers l'électricité sont pris en compte, notamment en matière de mobilité, avec un parc automobile compatible avec les objectifs du Plan climat annoncé en juillet 2017 dans toutes les trajectoires voire les dépasser et pouvant atteindre jusqu'à 15,6 millions de véhicules électriques en 2035 dans la trajectoire la plus volontariste.

Comment s'articule l'équilibre entre les énergies renouvelables et le nucléaire ?

À horizon 2035, différents mix de production, avec plus ou moins de nucléaire et d'énergies renouvelables qui sont envisageables, sont étudiés. Par exemple, le scénario Ampère étudie une logique dans laquelle la diminution progressive du nucléaire s'accompagne obligatoirement

d'un développement d'énergies renouvelables sans construire de nouveaux moyens thermiques jusqu'à atteindre l'objectif de 50 %. Plusieurs variantes sur le rythme de développement des énergies renouvelables ont été simulées pour mettre en perspective les résultats. Ceci fait notamment écho aux difficultés concrètement rencontrées dans les territoires pour développer de nouveaux moyens de production renouvelables et assurer leur raccordement, ce qui peut conduire à un retard par rapport aux objectifs publics affichés pour le développement des énergies renouvelables. Ce contexte sociétal doit être pris en compte dans les réflexions sur l'évolution du mix électrique.

Comment évaluez-vous les impacts économiques des exportations d'électricité substantielles prévues par les scénarios Ampère et Volt du Bilan prévisionnel de RTE ?

L'analyse économique des scénarios représente une nouveauté du Bilan prévisionnel 2017. C'est un paramètre nécessaire au débat public et aux acteurs du système électrique dans la mesure où l'Europe de l'électricité est une réalité très concrète de chaque instant.

Pour disposer de résultats robustes, différentes trajectoires d'interconnexion ont été simulées ainsi que plusieurs évolutions possibles des mix électriques des autres pays européens. Dans les scénarios Ampère et Volt, le mix électrique français est majoritairement composé d'EnR/nucléaire, qui sont des énergies très compétitives sur les marchés européens de l'électricité par rapport aux moyens de production thermique. Sur cette base, l'analyse économique réalisée dans le Bilan prévisionnel montre que les échanges d'électricité avec nos voisins ont un impact positif sur la balance commerciale de la France de l'ordre de plusieurs milliards d'euros par an.

LES ZNI VERS L'AUTONOMIE ÉNERGÉTIQUE

Les zones non interconnectées à un réseau électrique ont mis le cap sur l'autonomie énergétique et la valorisation de leurs ressources locales renouvelables. La CRE accompagne l'évolution du bouquet électrique et des habitudes de consommation, avec une attention particulière à la sécurité du système et à la maîtrise des dépenses publiques.



2
appels d'offres relatifs
aux ZNI instruits en 2017

7
délibérations concernant
des projets ou des
centrales existantes de
production d'électricité

FPE
engagement des travaux
pour déterminer
les niveaux annuels
de dotation à EDF SEI
et EDM pour 2018-2021

30/03/2017
délibération relative à la
méthodologie d'examen
d'un projet d'ouvrage
de stockage d'électricité
dans les ZNI

46
projets de stockage
centralisé reçus
en 2017 pour instruction

**OBJECTIF
50%**
d'énergies renouvelables
dans le mix énergétique
en 2020

**OBJECTIF
AUTONOMIE
ÉNERGÉTIQUE**
à partir de 2030

02/02/2017
délibération relative
à la méthodologie
d'examen des « petites
actions » visant la
maîtrise de la demande
des consommations
d'électricité dans les ZNI

6
comités pour
les « petites actions »
MDE créés à l'initiative
de la CRE dans les ZNI

DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES ENCORE TRÈS CARBONÉS, CÔUTEUX, PEU RÉSILIENTS



LES ZNI

La Corse, les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, La Réunion, Mayotte), les collectivités territoriales (Martinique, Guyane), certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Wallis et Futuna) ainsi que les îles d'Ouessant, Molène, Sein et Chausey ne sont pas connectés au réseau d'électricité continental (ou de façon très limitée pour la Corse).
Ci-contre une surveillance des réseaux par drone.

Dans les zones non interconnectées à un réseau électrique continental, les ZNI, l'électricité consommée est nécessairement produite sur place aujourd'hui, essentiellement à partir de ressources fossiles importées (fuel, gaz, charbon), complétées le cas échéant par des énergies renouvelables à puissance garantie (hydraulique, biomasse, géothermie) ou intermittentes (éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau, biogaz, incinération).

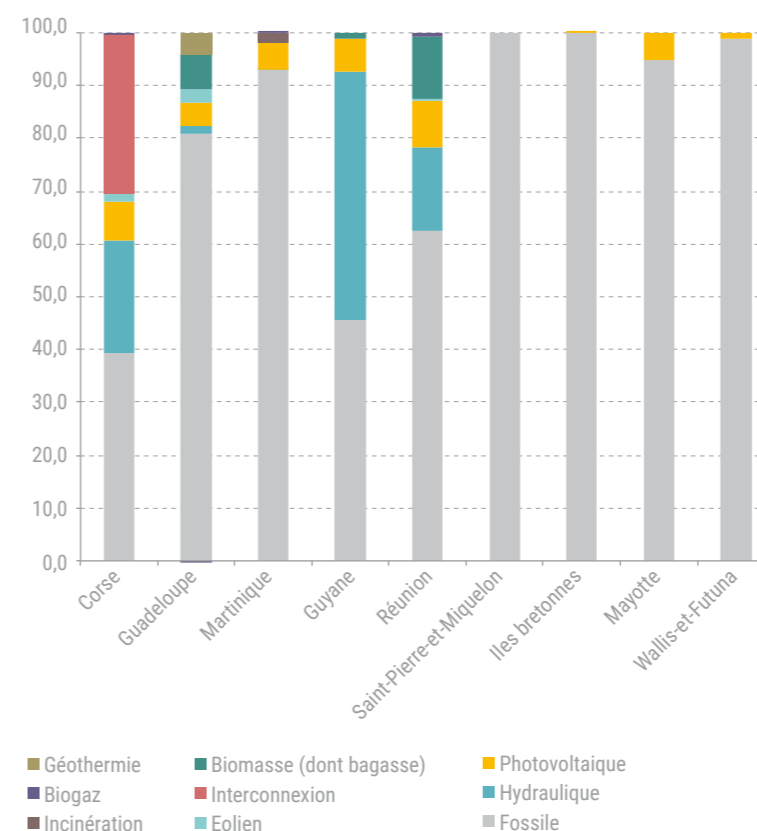
La péréquation tarifaire au service des territoires

Les caractéristiques climatiques et géographiques de ces territoires, les contraintes logistiques liées à l'insuffisance d'infrastructures routières et portuaires et la petite taille des systèmes électriques entraînent des coûts de production beaucoup plus élevés (233 €/MWh en moyenne en 2016) qu'en France continentale (en 2016 en moyenne 42 €/MWh, prix ARENH). Toutefois, selon le principe de péréquation à l'échelle nationale, les consommateurs paient un niveau de facture d'électricité identique à celui de la France continentale : les surcoûts structurels entre coûts de production et recettes tarifaires des fournisseurs historiques sont compensés au titre des charges de service public de l'énergie (SPE).

Des solutions innovantes qui restent à développer

En 2016, les énergies renouvelables couvrent 28 % du mix électrique des ZNI. La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé des objectifs ambitieux : 50 % d'EnR en 2020, autonomie énergétique à partir de 2030. Passer d'un système centralisé, où la fourniture est surtout assurée par des combustibles fossiles, à un système plus décentralisé, basé sur des énergies renouvelables pour certaines intermittentes, suppose de développer des solutions d'autant plus innovantes que les systèmes électriques des ZNI sont, par leur petite taille, particulièrement sensibles aux variations de production et de consommation. C'est ainsi que, pour assurer l'équilibre du réseau, les opérateurs sont conduits à limiter la pénétration instantanée des énergies renouvelables. En 2017, EDF SEI a dû, par exemple, déconnecter les dernières installations photovoltaïques ou éoliennes raccordées au réseau, durant 220 heures en Corse et 70 heures à la Réunion.

Un mix électrique majoritairement basé sur les énergies fossiles en 2016



Les ZNI présentent d'importantes disparités, avec un mix électrique carboné à moins de 50 % en Guyane et à plus de 90 % à la Martinique et à Mayotte.

RÉSEAUX ÉLECTRIQUES : LA RÉGULATION POUR UN FONCTIONNEMENT PLUS EFFICACE

Identiques sur tout le territoire national, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE HTA-BT) sont fixés à partir du niveau des charges supportées par Enedis. Mais les coûts de gestion des réseaux peuvent différer selon la zone desservie et, dans les ZNI, ils sont supérieurs aux recettes du TURPE. Ainsi, de 2014 à 2017, les charges de réseaux supportées par EDF SEI (environ 500 M€/an en moyenne) ont été couvertes, au-delà des recettes du TURPE (environ 340 M€/an en moyenne), par un reversement d'Enedis de 152 M€/an. Il a été pris en compte pour déterminer le niveau du TURPE 4 HTA-BT.

La loi pour la transition écologique et la croissance verte a intégré au code de l'énergie la possibilité, pour les gestionnaires de réseaux des ZNI, d'opter pour un mécanisme de péréquation s'appuyant sur l'analyse de leurs comptes par la CRE, dans le cadre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE). EDF SEI et Électricité de Mayotte (EDM) ont choisi d'en bénéficier.

La CRE a donc engagé en 2017 des travaux pour déterminer les niveaux annuels de dotation à verser à EDF SEI et EDM au titre du FPE pour la période 2018-2021. La CRE définira aussi un cadre de régulation pluriannuel incitant ces opérateurs à maîtriser leurs coûts et à améliorer leur performance au regard de la continuité d'alimentation et de la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux.



Pour en savoir plus, consulter l'interview de Guido Bortoni, Président du régulateur italien (ARERA) :
[Voir la vidéo](#)

Dans ce contexte particulier, la CRE exerce quatre missions principales

Dans son évaluation annuelle du montant des charges de service public de l'énergie, la CRE calcule les charges supportées par les fournisseurs historiques EDF SEI, EDM et EEWf au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI. Ces charges intègrent les surcoûts de production et d'achat.

Elle évalue aussi les projets de contrat de gré à gré pour la production d'électricité, le stockage et les actions de maîtrise de la demande en énergie, contrats qui n'existent que dans les ZNI.

Elle définit les tarifs réglementés de vente d'électricité qui, à la différence de l'Hexagone, s'appliquent à tous les consommateurs et elle régule les activités de réseau des opérateurs historiques. Elle va notamment calculer les dotations annuelles à verser aux gestionnaires de réseaux dans le cadre du Fonds de péréquation de l'électricité pour la période 2018-2021.

Comme en France continentale, elle se prononce sur la pertinence et le bon dimensionnement des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables dans le cadre de l'obligation d'achat et instruit les appels d'offres. Sauf pour la filière photovoltaïque pour laquelle un soutien par arrêté (petite puissance) ou par appel d'offres (grande puissance) est pertinent, la CRE recommande, pour ces territoires, de recourir aux contrats de gré à gré.

L'ORGANISATION SINGULIÈRE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Les opérateurs historiques - EDF SEI, Électricité de Mayotte (EDM), Eau et Électricité de Wallis et Futuna (EEWF) - sont à la fois producteurs, gestionnaires du réseau de distribution et fournisseurs. Les autres producteurs vendent leur électricité, environ 70 % de la production totale des ZNI en 2016, aux opérateurs historiques.



3 QUESTIONS À

CYBÈLE MOLLARET,
chargée de mission à la Direction
du développement des marchés
et de la transition énergétique de la CRE

Quel avenir pour le véhicule électrique dans les ZNI ?

Le véhicule électrique (VE) est une des pistes pour atteindre l'autonomie énergétique en 2030 et les PPE ont fixé des objectifs chiffrés, y compris pour les bornes de recharge. Mais il se déploie lentement.

Quel est le problème ?

Le mix énergétique des ZNI est aux 2/3 basé sur des énergies fossiles. Recharger des batteries de VE conduit donc à solliciter davantage les centrales thermiques et à accroître les émissions de CO₂. De plus, la recharge simultanée de nombreux véhicules pourrait augmenter la demande d'électricité à la pointe, nécessitant de nouveaux investissements, dans la production comme dans les réseaux, et à des coûts supérieurs à ceux de la France continentale. Ainsi, le VE n'est aujourd'hui pas forcément compatible avec les objectifs d'autonomie et de baisse des émissions de CO₂.

Quelles sont les solutions ?

Le VE peut trouver sa place dans les ZNI si son rythme de développement s'aligne sur celui des énergies renouvelables (EnR) et si son impact sur le système électrique est maîtrisé, notamment par un pilotage fin incitant les utilisateurs à recharger, voire à injecter sur le réseau, au bon moment. De plus, utiliser les batteries des VE comme moyens de stockage peut faciliter l'intégration des EnR. Plus largement, il faut s'interroger sur l'efficacité et le coût relatif des autres mesures pour limiter la consommation d'énergie et le bilan carbone des transports. Je pense à la modernisation du parc conventionnel et au développement de l'offre de transports en commun, encore limitée dans certains territoires.

PPE : GARANTIR RIGUEUR ET COHÉRENCE

Les PPE sont les outils de pilotage de la politique énergétique. Conformément à la LTECV, les autorités locales de chaque territoire élaborent, en collaboration avec les pouvoirs publics, une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) adaptée à leur système énergétique. Les PPE permettent aux collectivités locales de s'impliquer dans la politique énergétique dont elles constituent l'outil de pilotage. Elles seront révisées avant fin 2018 et porteront sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Après la Corse en 2015, la Guadeloupe, la Guyane, Mayotte et la Réunion ont adopté en 2017 leur PPE avec des objectifs énergétiques aux horizons 2018 et 2023.

Une gouvernance encore perfectible

Par leur choix de développement, les PPE impactent les systèmes électriques et la dépense publique. Pour garantir une planification rigoureuse et une évolution cohérente du système électrique, leur gouvernance peut être encore améliorée. Elle doit en particulier mobiliser de façon coordonnée toutes les expertises et outils disponibles : bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande, schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), réglementation thermique, plan de déploiement des véhicules électriques, etc.

Révision de 2018 : des recommandations pour optimiser le système électrique et les investissements

La CRE a publié le 06/03/2018 une note ZNI qui formalise les enjeux, formule des recommandations et comporte une annexe dédiée à chaque ZNI. Plusieurs recommandations concernent directement la révision des PPE. La planification et le rythme de déploiement des nouveaux investissements doivent tenir compte du parc existant et des prévisions de consommation, l'objectif étant d'éviter les surcapacités et de limiter la rémunération des centrales qui seraient peu sollicitées. À minima, les PPE doivent donc intégrer les projets de stockage et de MDE (maîtrise de la demande d'énergie), l'impact des réglementations thermiques et les perspectives de développement du véhicule électrique.

De plus, l'optimisation du système électrique requiert de définir des prescriptions pour la spatialisation et les caractéristiques techniques des investissements de production, de stockage et de réseau. Dès lors, l'analyse des faiblesses du système par le gestionnaire du réseau de distribution est un préalable à l'établissement de la PPE.

Il convient aussi de prendre en compte l'impact budgétaire de chaque projet pour décider de son inscription dans la PPE et, plus largement, de quantifier l'impact de tous les objectifs de chacune des PPE sur les charges de service public de l'énergie.

Certaines problématiques hors du strict champ énergétique, utilisations de la biomasse ou de l'eau par exemple, doivent également être intégrées à la planification pour éviter les conflits d'usage.

L'EXPERTISE DE LA CRE POUR ÉCLAIRER UN PROJET D'INVESTISSEMENT EN NOUVELLE-CALÉDONIE

En mars 2017, le gouvernement de Nouvelle-Calédonie a sollicité l'expertise indépendante de la CRE pour le projet de remplacement de deux moteurs de la centrale thermique de Népoui en 2020. Ce projet, dit Népoui 2020, était porté par Enercal, gestionnaire du réseau de transport calédonien et propriétaire de la centrale.

La CRE a réalisé l'étude de l'équilibre offre-demande du système électrique calédonien, dans un contexte de fortes incertitudes quant à son évolution. Pour en appréhender précisément les spécificités et mieux apprécier les enjeux sociaux et économiques sous-jacents, elle s'est rendue sur place en juin 2017.

À l'aune des informations ainsi recueillies, la CRE a analysé plusieurs scénarios d'évolution du système électrique aux horizons 2022 et 2030. Les études de l'équilibre offre-demande ont confirmé un besoin de puissance installée à court terme, mais elles ont révélé une situation de surproduction à long terme.

La mission a donc conclu négativement quant à l'intérêt du projet Népoui 2020, privilégiant l'exploration de solutions alternatives, plus adaptées et aux coûts d'investissement moindres. Elle a remis ses conclusions au gouvernement de Nouvelle-Calédonie dans son rapport du 12 juillet 2017. Les recommandations de celui-ci ont été présentées le 13 juillet 2017 au conseil d'administration d'Enercal qui a décidé de surseoir au lancement du projet.

LE STOCKAGE, LEVIER DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES ZNI

Stocker l'électricité permet, à moindre coût pour la collectivité, de gérer l'intermittence des énergies renouvelables et de les insérer dans le système électrique, d'une part en fournissant des réserves de puissance pour le réglage de la fréquence en substitution des groupes thermiques, d'autre part en couvrant la pointe de consommation avec de l'énergie stockée, produite en heures creuses et à un moindre coût.

Le stockage contribue ainsi à économiser des coûts de production et à reporter certains investissements dans les moyens de production et le renforcement du réseau.



Pour en savoir plus, consulter l'interview de Joan Groizard Payeras, directeur général Énergie et changement climatique du gouvernement des Iles Baléares : [Voir la vidéo](#)

Une méthodologie pour instruire les projets de stockage et retenir les plus efficaces

Dans sa délibération du 30 mars 2017 adoptée au terme de la consultation publique lancée le 2 décembre 2016, la CRE a défini une méthodologie d'instruction des projets qui vise à garantir le développement efficace des ouvrages de stockage centralisé.

Cette méthodologie prévoit que le gestionnaire de réseau publie les prescriptions techniques nécessaires pour dimensionner le stockage et optimiser les projets au regard des besoins du système électrique. De plus, pour assurer la mise en concurrence des projets et leur interclassement, la CRE a prévu d'organiser, chaque année, un guichet de saisine unique.

Quant à l'instruction des dossiers, elle repose sur une analyse au cas par cas des coûts et des gains apportés au système électrique, de sorte que la CRE puisse retenir en priorité les projets les plus efficaces. La compensation de ceux-ci est calculée sur la base de leur coût diminué des éventuelles recettes et subventions. Elle est plafonnée à la valeur des charges de SPE évitées grâce au projet.

46

projets de stockage portés par 11 opérateurs ont été déposés en octobre 2017 pour le premier guichet de saisine organisé par la CRE : 9 en Corse, 10 en Guadeloupe, 7 en Guyane, 8 en Martinique, 12 à la Réunion.

PILOTER LA DEMANDE, UNE PRIORITÉ

Conséquence de la croissance démographique, de l'amélioration du niveau de vie, de la hausse du taux d'équipement des ménages ou du développement du véhicule électrique, la consommation de pointe augmente dans les ZNI. Dans le même temps, la part des énergies renouvelables intermittentes dans leur mix énergétique s'accroît. Dans ce contexte, piloter la demande devient une priorité.

Deux outils peuvent être mobilisés : le signal prix envoyé au client via la structure des tarifs de vente d'électricité (TRV) et les actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

De nouveaux TRV pour inciter à moduler les consommations

Pour transmettre aux consommateurs des signaux économiques adaptés à l'évolution à la fois des parcs de production et de la consommation, la CRE a défini de nouveaux TRV en 2017. Tout en respectant le principe de la péréquation, leurs grilles tarifaires sont adaptées aux spécificités de chaque territoire. Cette révision de la structure des TRV vise en particulier à inciter les consommateurs à moduler leur consommation en fonction des coûts réels de production au cours d'une journée ou d'une année.

Ces nouveaux tarifs sont entrés en vigueur pour les seuls consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA. Pour en lisser l'impact, ils coexistent avec les options tarifaires existantes. La CRE poursuit la concertation avec les collectivités et les fournisseurs pour définir l'échéance de ces dernières, les méthodes de lissage vers les nouvelles options et les mesures de compensation pour les clients les plus impactés. Elle étudiera l'opportunité de créer de nouveaux tarifs pour les petits consommateurs, en cohérence avec les échéances de déploiement des compteurs communicants.



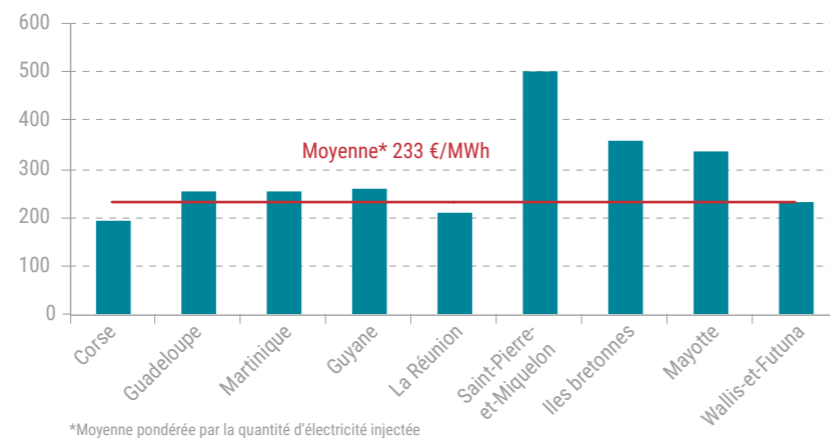
Une méthodologie d'examen pour les « petites actions » de MDE

En réduisant les consommations, les actions de MDE diminuent le recours aux moyens de production les plus coûteux et limitent les investissements futurs. Pour garantir qu'elles génèrent des économies pour les charges de SPE, la compensation qui leur est versée est plafonnée par les surcoûts de production qu'elles permettent d'éviter.

La CRE a défini deux méthodologies pour l'examen de ces actions : une première le 10 juin 2015 pour celles qui nécessitent une infrastructure d'un coût supérieur à 1 M€, une seconde le 2 février 2017 pour les « petites actions » de MDE qui regroupent la distribution et l'installation d'équipements énergétiques performants chez les particuliers et dans les entreprises.

Dans chaque ZNI, un comité territorial consacré à ces « petites actions » réunit les collectivités, l'ADEME, l'opérateur historique et les services de l'État. Il fournit à la CRE les éléments d'analyse sur les orientations de politique énergétique, les surcoûts de production évités par chaque action et le niveau de subvention optimal. Les initiatives étant très diverses, les modalités de leur compensation sont définies par un document-cadre soumis à l'approbation de la CRE et elles servent de base à l'élaboration des projets de contrat. La CRE devrait être saisie de l'ensemble des cadres territoriaux de compensation en juin 2018.

Des coûts très élevés de production électrique (en €/MWh)



« La question de la transition énergétique du secteur des transports et de la mobilité constitue une priorité absolue. »

ARY CHALUS,
Président du Conseil régional de la Guadeloupe

La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) a défini des objectifs pour les ZNI : 50% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie dès 2020 et l'indépendance énergétique à partir de 2030. Que pensez-vous de ces objectifs ?

Au regard des besoins de développement économique des territoires d'outre-mer, ces objectifs sont proportionnellement plus ambitieux que ceux appliqués à la métropole.

La plupart des ZNI sont engagées dans des dynamiques de croissance économique destinées, notamment, à absorber des taux de chômage importants (en Guadeloupe, 24 % des actifs de plus de 15 ans en 2016, INSEE), mais aussi à rattraper des besoins structurels (routes, équipements collectifs, logements). Dans ces conditions l'effort demandé aux ZNI est proportionnellement plus difficile à porter.

Malgré tout, les ZNI disposent de gisements EnR très favorables qu'il s'agit de valoriser, en complément de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie. Ainsi, les objectifs affichés par la LTECV doivent être interprétés comme des indicateurs vers lesquels tendre. La transition énergétique représente aussi un gisement important d'activités

et d'emplois pour la Guadeloupe qu'il convient de valoriser.

Concernant l'objectif 2030, la notion d'autonomie énergétique n'ayant pas fait l'objet de définition précise, chaque territoire insulaire peut l'interpréter à sa façon soit en tant que réduction du taux de dépendance aux énergies importées, qui équivaut à maximiser la valorisation des ressources d'origine locale, soit en tant qu'objectif de couverture des besoins à 100 % par des énergies renouvelables.

Pour répondre à ces objectifs, il est nécessaire de développer massivement les énergies renouvelables alors que dans chaque ZNI, il existe des moyens de production thermiques pouvant fonctionner pendant encore de nombreuses années. Nous risquons donc d'obtenir des parcs de production largement sur-capacitaires et rémunérer des centrales qui ne sont pas appelées. Que suggérez-vous pour éviter ces surcoûts dans les ZNI ?

Les territoires insulaires se trouvent aujourd'hui dans une situation paradoxale. Deux réponses semblent envisageables : soit le choix des coûts échoués liés à la non utilisation des moyens thermiques est assumé par la collectivité, sans porter préjudice au principe de péréquation

tarifaire, soit les conditions de rémunérations doivent être négociées avec l'opérateur. Dans les deux cas, il s'agit d'une décision politique de niveau national à trancher rapidement.

Nous envisageons un scénario alternatif ; la baisse des coûts de production d'électricité d'origine photovoltaïque rend possible un développement accéléré de l'électrification du parc automobile par branchement sur le réseau, susceptible d'entraîner une hausse significative de la consommation. Il serait possible d'orienter la charge vers les heures où l'électricité est majoritairement décarbonée. Cela pose néanmoins d'autres questions : comment amortir l'impact sur les ressources fiscales de la région considérant l'importance de la taxe sur les carburants ?

Le rôle de planification du développement des moyens de production relève des Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE). En 2017, quasiment toutes les ZNI ont adopté leur PPE qui devra être révisée au cours de l'année 2018. Quels sont selon vous le ou les points d'attention lors de cette révision ?

La question de la transition énergétique du secteur des transports et de la mobilité constitue une priorité absolue. La stabilisation de la demande énergétique à long terme, le rythme de développement des EnR et leur niveau de contribution au mix énergétique final devront être abordés avec la plus grande attention pour ne pas reproduire les erreurs de la dernière PPE. Dans tous les cas, la transition vers l'utilisation d'énergies moins carbonées devra s'accompagner d'un chantier stratégique portant sur l'évolution de la fiscalité associée aux consommations d'hydrocarbures et qui n'a aujourd'hui pas démarré. Cette question, parce qu'elle impacte directement le revenu des collectivités locales et territoriales, doit être abordée de manière urgente.



LE COMITÉ DE PROSPECTIVE POUR ÉCLAIRER L'AVENIR

La CRE a engagé les acteurs de l'énergie dans une action prospective collective pour relever deux défis : réussir la transition énergétique et mettre la révolution numérique au service de tous les consommateurs d'électricité et de gaz. Espace pluridisciplinaire d'échanges et d'analyses, son Comité de prospective a débuté ses travaux en octobre 2017. Objectifs : apporter son expertise à la CRE, à tous les acteurs du secteur, aux pouvoirs publics et aux consommateurs pour les aider à prendre la mesure des changements en cours et de leurs conséquences sur le secteur de l'énergie et sur la société.

“

« La CRE doit devenir un lieu d'échange pour éclairer l'avenir. Elle doit permettre à tous de mieux comprendre à la fois le présent et le futur à moyen et long terme pour développer une réflexion collective et, éventuellement, porter une parole collective ».

JEAN-FRANÇOIS CARENCO

UNE RÉFLEXION COLLECTIVE

Les institutions, entreprises et associations, les consommateurs et les citoyens défendent leurs propres visions du secteur de l'énergie, parfois avec des positions divergentes sur l'engagement de transformations ou la préservation d'équilibres. Ils expriment souvent leurs idées, prédictions ou opinions avec enthousiasme, résolution et rigueur.

La CRE a voulu réunir en ses murs, au sein de son Comité de prospective, les talents, les intelligences et les dynamismes qui partagent le goût de construire l'avenir de l'énergie. Un avenir qui, à moyen terme, apparaît comme plein de promesses d'innovations. Il importe de mettre les changements au service de principes sociaux et du bien-être des populations, dans un monde plus serein, plus durable, plus solidaire.

Pourquoi la CRE ? Parce qu'elle est le lieu de l'indépendance, de la neutralité, du service public, de l'égalité et de l'intérêt général. Parce qu'elle est aussi le lieu d'auditions, de débats collectifs et d'imagination, la maison commune de l'énergie. En engageant sa démarche prospective, elle a fait le pari que les opinions divergentes pouvaient, de concert, construire le futur énergétique, éclairer concrètement les besoins et les efforts collectifs dans un monde en évolution rapide. Ne pas réfléchir sur notre avenir commun serait faire preuve d'indifférence, une indifférence qualifiée par Gramsci de « *matière inerte où se noient souvent les enthousiasmes* ».



Pour en savoir plus, consultez le site du Comité de prospective et les interviews réalisées par Acteurs publics : <http://prospective.cre.fr/>

UN GROUPE DE PILOTAGE

Présidé par le président de la CRE, le groupe de pilotage du Comité de prospective compte 37 membres, dirigeants d'entreprises, représentants d'institutions et associations du secteur, intellectuels et personnalités académiques.

Il a tenu sa séance inaugurale le 17 octobre 2017 et se réunira au début de l'été 2018 pour valider les rapports des groupes de travail et décider des prochains thèmes de travail du Comité.



Aujourd'hui, deux évolutions majeures invitent et contraignent en effet à la réflexion : la transition énergétique et la révolution numérique.

La transition énergétique

L'accord de Paris de décembre 2015, la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 et le Paquet européen pour une énergie propre de 2016 tracent les actions collectives à mener. Mais il faut aller plus loin, il faut en comprendre, en déconstruire et en intégrer tous les enjeux industriels, sociaux et économiques. Les modes de vie, les habitudes, le rapport de proximité à l'environnement et les orientations industrielles évolueront. La prise de conscience universelle impose ses effets aux politiques énergétiques. La nécessité de réduire les émissions de CO₂ conduit à limiter la part des énergies fossiles dans le mix énergétique tandis que les conséquences de Fukushima imposent, dans les opinions publiques, de diversifier les sources d'énergie.

Une évolution industrielle majeure est engagée. Elle voit, d'une part, les énergies renouvelables réussir à baisser pour certaines leurs coûts de production, d'autre part les réseaux prendre conscience de l'urgence à s'adapter pour maîtriser à l'amont l'intermittence accrue de la production et, à l'aval, la baisse tendancielle de la demande d'énergie. Le monde de l'énergie dispose ainsi de tous les instruments pour concevoir une industrie et une consommation respectueuses d'une planète préservée. Sous réserve d'une politique énergétique d'ample maîtrise, produire et consommer des énergies non polluantes est possible à moyen terme et à grande échelle sans déclin de prospérité ni remise en cause des progrès collectifs.

DEUX ÉVOLUTIONS MAJEURES

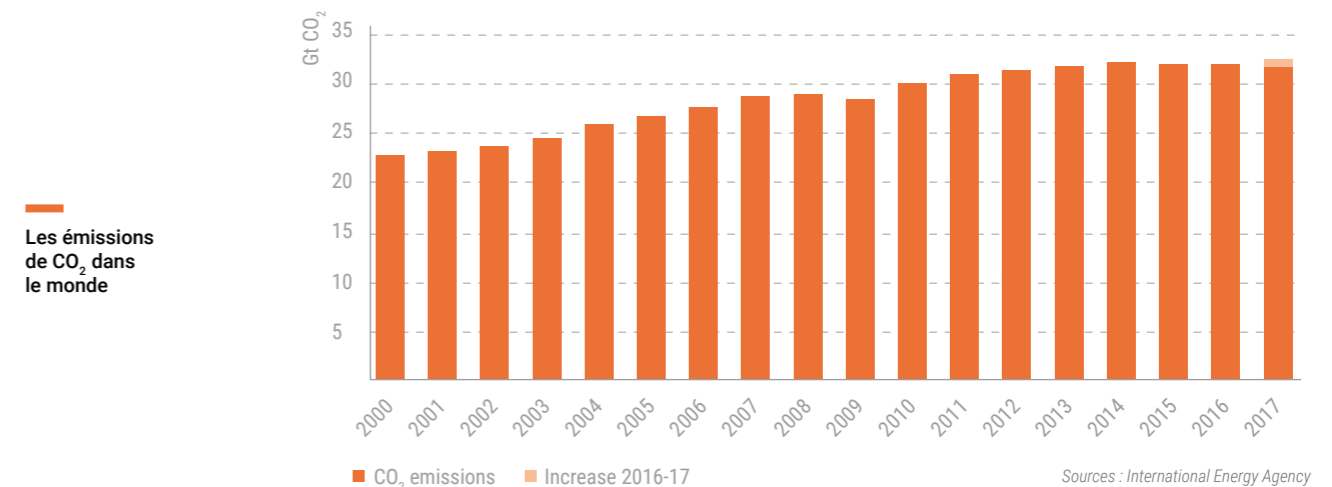
La révolution numérique

Le rythme et l'ampleur de l'intégration du numérique dans la société révèlent une étape cruciale de l'histoire des révolutions industrielles. L'âge numérique n'est pas seulement celui de la création d'outils inédits : il est celui d'un bouleversement des structures productives et des facultés de consommation.

Toute la chaîne énergétique sera touchée : d'une production renouvelable plus abordable, soutenue par des technologies innovantes de stockage, jusqu'à la nouvelle puissance du consommateur qui peut disposer de moyens de maîtrise de consommation (et de production) que le passé récent aurait qualifiés d'utopiques. Il importe que tous puissent profiter des bénéfices portés par ces innovations industrielles.



Pour en savoir plus, consultez la vidéo du forum blockchain avec l'intervention de Brice Bohuon : [Voir la vidéo](#)



LES PREMIERS TRAVAUX

Une étude préparatoire

Pour préparer sa démarche prospective, la CRE a diligenté une étude extérieure, sondage révélateur des grandes tendances. Cette étude d'ensemble, publiée au printemps 2018, alimente les travaux du Comité de prospective et fait état des grandes réflexions mondiales sur les enjeux structurels énergétiques. Le monde change : il convient que la France ne subisse pas ces tendances lourdes.

La CRE a aussi mené deux missions internationales d'observation et d'études en des lieux représentatifs d'un investissement ambitieux dans les énergies de l'avenir.

Une mission en Californie, autour de la Silicon Valley

Marquée par une volonté politique de lutte contre le changement climatique, la Californie s'est fixé des objectifs ambitieux : en 2020, réduction des émissions de CO₂ au niveau de 1990, puis de 40 % en 2030 par rapport à 1990, 50 % d'énergies renouvelables et 5 millions de véhicules électriques en 2030. La mission a pu se confronter aux incertitudes de la « duck curve », graphique de la production d'électricité au cours de la journée. La gestion de l'équilibre du système électrique californien doit en effet s'accommoder à d'importants excédents de production solaire en milieu de journée, suivis par un pic de la demande d'électricité le soir, quand le soleil se couche. Une situation difficile pour les gestionnaires du réseau dont la réponse passe par un stockage performant.

Une mission à Pékin

Quelques semaines après la création d'un marché national du carbone début 2018, le XIII^e plan quinquennal chinois prévoit d'augmenter fortement les capacités de production des énergies non fossiles. La Chine est de loin le premier producteur mondial d'électricité photovoltaïque et éolienne. Elle se distingue aussi par une volonté très forte de développer le véhicule électrique et de faire baisser le prix des batteries, ce qui pourrait impacter l'ensemble des systèmes énergétiques mondiaux en diminuant le coût du stockage de l'électricité.



Pour en savoir plus, consulter le dossier stockage sur le site smartgrid :
[Consulter le dossier](#)



Trois groupes de travail

Le groupe de pilotage a constitué trois groupes de travail.

Le premier traite de l'évolution du mix énergétique. Grand objet de politique publique pour l'avenir, l'équilibre entre les différentes sources d'énergie anime les débats. La France, puissance nucléaire historique, élabore des scénarios où gaz, nucléaire et énergies renouvelables s'articulent selon des proportions dont les niveaux ont des conséquences industrielles et financières considérables. Coprésidé par Olivier Appert, Président du Conseil français de l'énergie, et Olivier Pérot, Président de France énergie éolienne, il a, cette année, particulièrement étudié les mobilités propres (véhicule électrique, GNV, bioGNV) et leurs conséquences sur les systèmes énergétiques.

Le secteur du transport est le premier émetteur de gaz à effet de serre, dans de nombreux pays dont la France. La tendance principale des premiers travaux de ce groupe de travail est l'essor extraordinaire de la mobilité électrique dans les prochaines années, anticipé par les acteurs à l'échelle internationale. Un tel développement n'est pas sans soulever des difficultés d'ordre environnemental, industriel et social, et conduira les régulateurs à travailler sans tarder à la meilleure intégration possible des véhicules électriques dans le système électrique.

Le gaz naturel et l'hydrogène ont également un potentiel important dans le transport, particulièrement pour des applications de transport de marchandises terrestres et maritimes.



LE POINT DE VUE DE

OLIVIER APPERT,
Président du Conseil français de l'énergie, Coprésident du groupe de travail sur le mix énergétique

Les débats sur l'énergie sont trop souvent émotionnels et manichéens. On est pour ou contre le nucléaire, les renouvelables, le diesel... On s'investit

sans prendre la peine d'échanger sur les avantages, les inconvénients, les coûts... Le Comité de prospective de la CRE constitue un lieu serein et neutre où il est possible de prendre en compte les dimensions multiples des défis énergie/environnement sans céder à l'air du temps politico-médiatique.

Le groupe de travail sur l'impact de la mobilité propre sur le mix énergétique aborde un thème central, au croisement des enjeux économiques, sociaux, énergétiques et environnementaux.

Les réflexions doivent être engagées dans le contexte du développement durable intégrant l'ensemble de ses trois dimensions : économiques



Pour en savoir plus, consulter le dossier véhicule électrique sur le site smartgrid :
[Voir la vidéo](#)

sociales et environnementales.

Ces dernières années, la mobilité a été marquée par des « game changers » : COP 21, progrès technologiques, implication croissante des territoires, révolution numérique, etc. Il n'existe pas de solution miracle qui réponde à tous les enjeux du développement durable.

De plus, les secteurs de l'énergie et du transport présentent une grande inertie. Ainsi les produits pétroliers représentent 92 % du mix énergétique du secteur transport. Dans vingt ans, le secteur de la mobilité ne sera pas complètement bouleversé, mais il sera plus décentralisé, plus efficace, moins carboné.



LE POINT DE VUE DE FRÉDÉRIC GONAND,

Professeur d'économie à Paris Dauphine,
Coprésident du groupe de travail
sur l'avenir des réseaux et systèmes
d'énergie à l'horizon 2030

Le Groupe de travail n°2 du Comité de prospective a commencé ses travaux en novembre 2017 sur l'avenir des réseaux et systèmes d'énergie à l'horizon 2030. Il rassemble une trentaine d'acteurs des réseaux d'énergie (gaz naturel et électricité), entreprises ou institutionnels. Pour mi-2018, il prépare un rapport public sur le stockage d'énergie pour le régulateur. Ce rapport aura ainsi pour originalité d'exprimer et de résumer les analyses des acteurs de la place sur le sujet.

La montée en charge des énergies renouvelables intermittentes va renforcer sensiblement les besoins de flexibilité des systèmes d'énergie dans les vingt prochaines années, en particulier pour l'électricité. Les moyens actuels pour gérer cette flexibilité devraient ne plus suffire. Différents moyens de stockage de l'énergie, entre temps devenus économiquement viables, devraient connaître un développement significatif. Le rapport examinera ainsi, à l'horizon 2030, les conditions de rentabilité et de soutenabilité des modèles d'affaire des batteries électriques sur les réseaux et des technologies de stockage chimique (avec des transformations impliquant l'électricité et des gaz comme l'hydrogène ou le méthane). En lien avec le groupe de travail n°1 sur le mix énergétique, il examinera les conditions de développement du stockage décentralisé lié aux batteries de véhicules électriques.

Le deuxième groupe, coprésidé par Frédéric Gonand, professeur d'économie à l'université Paris-Dauphine, et Ghislain Lescuyer, Président de Saft, se consacre aux réseaux d'énergie. Il étudie la question primordiale du stockage de l'énergie et ses conséquences sur les réseaux. En permettant d'intégrer dans les systèmes électriques des proportions élevées d'énergies renouvelables intermittentes, le développement du stockage constitue sans doute la clé de la réussite de la transition énergétique.

Les progrès rapides dans le stockage de l'électricité, principalement dans les batteries, permettront de répondre à une grande partie des nouveaux besoins en flexibilité qui apparaîtront avec la croissance des énergies renouvelables intermittentes dans le mix électrique. Le stockage par batteries est une activité concurrentielle qui se développera sous forme centralisée ou décentralisée et, dans ce dernier cas, les batteries des véhicules électriques pourraient avoir un rôle majeur à jouer.

Les batteries n'étant pas adaptées au stockage intersaisonnier, le gaz, notamment d'origine biométhane ou power-to-gas, devrait continuer à jouer un rôle majeur pour passer la pointe de consommation hivernale.

Le troisième groupe, coprésidé par Cécile Maisonneuve, Présidente de la Fabrique de la cité, et Jean Bergougnoux, Président d'Équilibre des énergies, étudie les liens entre les évolutions des consommateurs et la révolution numérique. Acteurs potentiels de la transition énergétique, les consommateurs disposent à présent d'outils pour maîtriser leur demande d'énergie, piloter leurs usages, connaître les tendances et contraintes du système et des réseaux. Leur rôle dépasse la simple consommation d'un service centralisé pour atteindre une fonction sociale à construire.

Le numérique, conjugué à la transition énergétique, offrira au consommateur d'énergie de demain des possibilités nouvelles de maîtriser sa consommation : effacement, autoconsommation, stockage, domotique, véhicule électrique, plateformes « peer to peer », etc.

La régulation doit favoriser l'innovation et l'expérimentation pour que les consommateurs bénéficient d'offres innovantes et diversifiées. Elle doit aussi et surtout renforcer la confiance du public dans le système énergétique, afin d'éviter le risque que les consommateurs passent à côté de transformations nécessaires à la lutte contre le changement climatique et à la transition énergétique de notre pays.



LE POINT DE VUE DE JEAN BERGOUGNOUX, Président d'Équilibre des énergies, Coprésident du groupe de travail consommateurs

Organiser la rencontre entre les attentes de consommateurs soucieux de simplicité et les dures réalités institutionnelles, techniques,

économiques, environnementales qui s'imposent à un grand système énergétique est une tâche difficile mais passionnante. Personnellement, j'ai eu la satisfaction, en tant que directeur général d'EDF, de voir les nouvelles options « temps réel » répondre aux attentes d'un nombre croissant de consommateurs, tout en offrant au gestionnaire du système électrique des souplesses (6 000 MW d'effacements tarifaires) jamais égalées depuis.

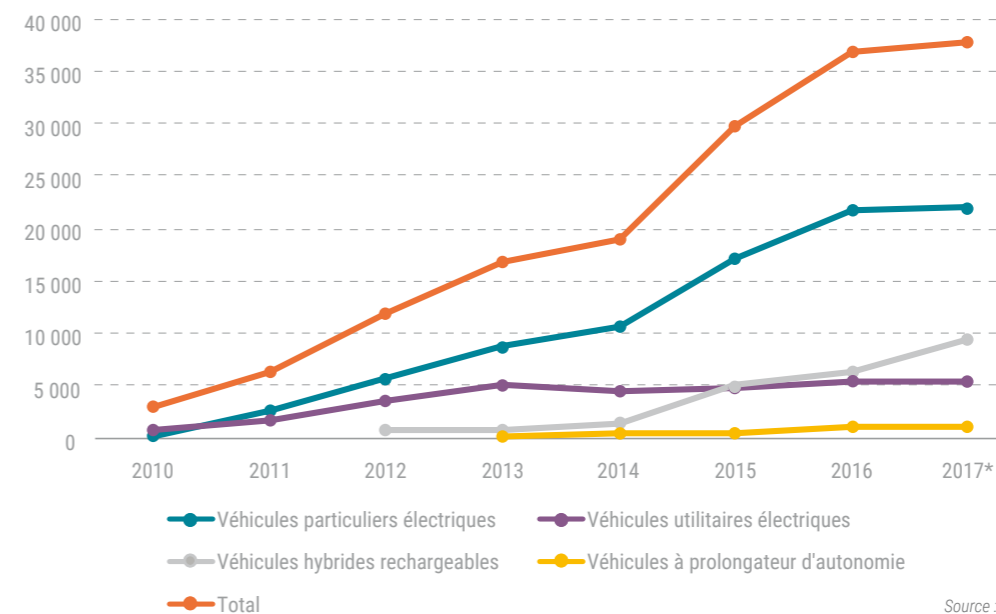
Mais tout ceci est de l'histoire ancienne.

Aujourd'hui, sur la toile de fond de l'inéluctable impératif de la transition énergétique, dans un contexte institutionnel complètement renouvelé dont les acteurs sont encore bien loin d'avoir exploré tout le potentiel, dans

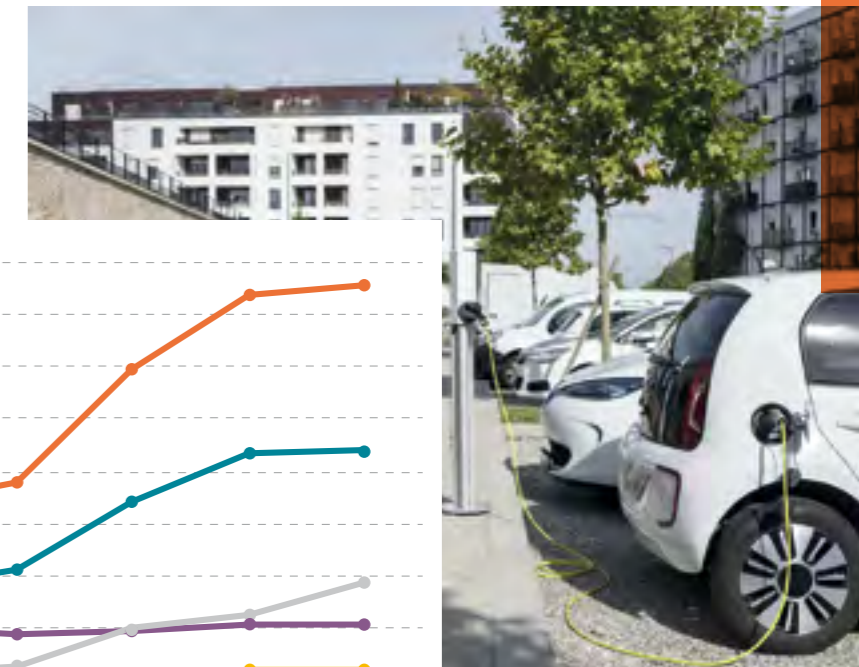
un monde où la révolution numérique a bouleversé non seulement les solutions techniques, mais plus encore les visions et pratiques individuelles et sociétales, tout semble ouvert, à réinventer.

Voici pourquoi, lorsque l'on m'a proposé de piloter, aux côtés de Cécile Maisonneuve, une réflexion prospective sur le consommateur d'énergie dans la révolution numérique, je n'ai pas eu l'ombre d'une hésitation : tenter de discerner, dans le cadre d'une approche collective, ce que pourraient être les lignes de force d'évolutions qui mettront toujours mieux nos systèmes énergétiques au service de nos concitoyens est un défi encore plus stimulant que ceux que nous avons connus naguère.

La progression de l'utilisation du véhicule électrique en France



Source : Avere



SOUNDING BOARD SUR LE FUTUR ÉNERGÉTIQUE EN 2030 ET 2050

La CRE a réalisé fin 2017 une étude stratégique sur les évolutions et mutations dans le secteur de l'énergie et sur les tendances prévisibles à moyen et long terme, en France, en Europe et dans le monde. Dans le cadre de ce *Sounding Board*, plus de 80 experts français et internationaux étaient invités à se prononcer sur 16 thèses décrivant ce que pourrait être un futur énergétique en 2030 et 2050.

Les experts interrogés étaient originaires de France (20 %), d'Europe hors France (15 %), d'Amérique (20 %), de la zone Asie-Pacifique (25 %) et d'autres pays (5 %). Le reste du panel (15 %) était constitué d'experts issus d'entités internationales ou européennes. Si une diversité importante d'acteurs du secteur était représentée, les profils académiques ou institutionnels, qui présentent a priori un parti pris plus limité au regard des enjeux abordés, ont été ciblés en priorité. Ils représentent environ 70 % des consultés.

DES CONSENSUS

Une large majorité du panel est convaincue :

- du rôle majeur de l'électrification des transports et de la chaleur dans l'évolution de la demande finale, à la fois totale (baisse de la demande en produits pétroliers) et en électricité (compensation des efforts d'efficacité énergétique) ;

- de l'apparition à long terme (2050) de systèmes électriques décarbonés, à plus de 80 % à base d'énergies renouvelables, et de leur compétitivité par rapport au thermique fossile y compris dans les zones interconnectées ;

- de la nécessité de revoir le market design pour introduire des signaux de long terme ;

- du besoin à moyen et long terme d'améliorer la coordination entre

gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'une part, et entre développement des moyens de production et des réseaux d'autre part, pour optimiser le développement des futurs systèmes électriques et l'exploitation des nouvelles sources de flexibilité ;

- du besoin de développer les interconnexions pour intégrer les énergies renouvelables.

La majorité du panel semble peu convaincue, y compris à long terme, par l'essor d'une économie et d'un rôle significatif pour l'hydrogène dans le futur mix énergétique. Cette thèse est la seule à recueillir une majorité d'avis négatifs à l'horizon 2030 et une majorité des répondants ne se prononcent pas à l'horizon 2050.

DES POINTS DE DÉBAT

Les opinions sont notamment partagées sur deux points importants :

- la baisse des consommations d'énergies de réseau (gaz et surtout électricité) en Europe. Pour l'électricité, les avis divergent en particulier sur les effets de compensation entre les efforts d'efficacité énergétique et l'électrification des usages ;

- le rôle à long terme du système gazier et de ses infrastructures dans le mix énergétique. À l'horizon 2050, les avis positifs restent majoritaires sur le rôle important des infrastructures gazières, mais des incertitudes émergent avec 45 % de répondants non convaincus ou ne se prononçant pas (28 % à l'horizon 2030).



« La Californie est à la pointe des politiques énergétiques innovantes soutenant la réduction rapide des gaz à effet de serre. »

ENTRETIEN AVEC MICHAEL PICKER,
Président du régulateur californien de l'énergie (CPUC)

En Californie, le régulateur de l'énergie (CPUC) régule les trois principales utilities privées, veille à la fiabilité du réseau local de transport et de distribution, et surveille les tarifs du marché de détail. Le gouvernement fédéral est lui responsable de la régulation interétatique des marchés de l'énergie, à laquelle participent divers organismes dont la FERC qui régule les réseaux de transport interétatiques et surveille les marchés de gros. Michael Picker, Président de la CPUC, nous en dit plus sur les défis énergétiques auxquels la Californie doit faire face et les réponses qu'il y apporte.

La Californie est portée par une réelle volonté politique de lutte contre le changement climatique. L'Assemblée législative de Californie a promulgué une loi pour renforcer cet engagement : elle fixe l'objectif de ramener les émissions de CO₂ au niveau de 1990 en 2020, puis de les réduire de 40 % en 2030 par rapport à 1990. Le défi est de taille, mais pour le régulateur « la Californie est à la pointe des politiques énergétiques innovantes soutenant la réduction rapide des émissions de gaz à effet de serre (GES). » Pour tenir ces ambitions, la CPUC a mis en place plusieurs plans d'actions comme le programme Cap and Trade qui incite les entreprises, tous secteurs confondus, à réduire au moindre coût leurs émissions de GES en les obligeant à payer pour leurs

émissions excédant le seuil de CO₂ fixé. En parallèle, le Plan de ressources intégrées (PIR), offre une approche coordonnée de la production d'énergie et de la planification du transport dans l'État grâce à une projection à 10 ans des besoins du réseau et de la flexibilité nécessaire. Citons enfin le Plan d'action sur les ressources énergétiques distribuées (DER), une feuille de route pour le déploiement de ressources distribuées comme le stockage d'énergie et l'effacement pour assurer la fiabilité et l'efficacité du système électrique.

Augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix électrique californien pour atteindre 50 % d'ici 2030 est un objectif ambitieux, mais largement réalisable pour le Golden State.

« Les trois principales utilities sont en bonne voie et même en avance sur le calendrier pour atteindre leurs objectifs », assure le régulateur californien. En effet, à ce jour les jalons intermédiaires ont été dépassés, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique californien atteignant déjà 40 %. Lorsque la production est à son maximum, la Californie produit même jusqu'à 70 % de son énergie à partir de ressources renouvelables. Dans ce contexte, le stockage de l'énergie représente un atout primordial et joue un rôle essentiel notamment pour pallier

l'intermittence des productions renouvelables. « Le prix du stockage ayant baissé d'un tiers ces dernières années, son potentiel de contribution à un système énergétique rentable a augmenté », estime le président. La Californie prévoit ainsi de mettre en service 1 300 MW de capacité de stockage d'électricité d'ici 2020.

Pour limiter ses émissions de GES, la Californie mise sur la mobilité électrique.

Le secteur des transports est responsable à lui seul de la moitié des émissions de GES de l'État. Pour Michael Picker, « sans électrification des transports, la Californie ne pourra pas atteindre ses objectifs climatiques ». Le Sénat californien, qui partage cette position, a voté une loi plaçant l'électrification des transports au centre de la réduction des émissions de GES et de l'atteinte des normes de qualité de l'air. La CPUC a approuvé un plan de déploiement massif d'infrastructures de recharge pour les véhicules particuliers comme les véhicules de transport y compris les poids lourds.

Le numérique ouvre de nouvelles perspectives au secteur de l'énergie, mais lui impose également de nouveaux défis.

Avec la Silicon Valley à proximité, les entreprises californiennes exploitent toutes les opportunités du numérique. L'accès aux données en temps réel et la promesse d'une gestion instantanée de la consommation donnent du pouvoir aux consommateurs, mais exigent des régulateurs et des utilities de gérer des millions d'acteurs individuels.

La collecte de ces énormes quantités de données est une opportunité précieuse de mieux comprendre le comportement des consommateurs en matière d'énergie. Le régulateur n'en oublie pas pour autant les menaces qui entourent cette mine d'information : « Nous portons une attention particulière aux menaces de cybersécurité afin de garder ces informations privées. »



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.

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 une Agence de l'Union européenne dotée 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 européen 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 notamment 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'ENTSO-G (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 l'Union européenne ;
- 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 : l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH ») a été créé par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) et par le décret d'application n° 2011-466 du 28 avril 2011, désormais codifié aux articles R. 336-1 et suivants du code de l'énergie. Il a été instauré sur le fondement des conclusions du rapport d'une commission, présidée par Paul Champsaur, qui avait notamment constaté que, dans le contexte de l'époque, à savoir de l'année 2009, l'accès à l'électricité de base était nécessaire au développement de la concurrence sur le marché de détail.

Depuis le 1^{er} juillet 2011, et pour une durée de 15 ans, l'ARENH permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder, à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF en

service à la date de promulgation de la loi NOME. Les volumes d'ARENH souscrits par les fournisseurs alternatifs ne peuvent excéder 100 TWh sur une année, soit environ 25 % de la production du parc nucléaire historique.

L'article L.337-14 du code de l'énergie dispose qu'afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix doit être représentatif des conditions économiques de production de l'électricité de ses centrales nucléaires historiques sur la durée du dispositif. Initialement fixé à 40 €/MWh au 1^{er} juillet 2011, en cohérence avec le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) en vigueur au 31 décembre 2010, ce prix s'élève depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh.

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 certification des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) vise à s'assurer du respect de règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis de sociétés exerçant une activité de production ou de fourniture de gaz et/ou d'électricité. 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. En France, GRTgaz et RTE sont certifiés sous le modèle « gestionnaire de réseau de transport indépendant » (« ITO ») : ils agissent en toute indépendance vis-à-vis des autres parties de leur entreprise verticalement intégrée. Teréga est certifié, depuis 2014, sous le modèle de « séparation patrimoniale » (« OU ») : le GRT n'appartenant plus à un groupe intégré depuis 2013, il existe une séparation complète entre les activités de production ou de fourniture d'énergie et les activités de transport.

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.

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).

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, les coûts des ouvrages de stockage d'électricité et les coûts liés à la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie 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 notamment). 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.

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.

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 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 : un fournisseur est considéré comme historique dans une énergie s'il commercialise ou a commercialisé des tarifs réglementés de vente (voir Tarifs réglementés de vente) dans cette énergie. 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 la sécurité, 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.

LOI NOME : la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, prévoit une réorganisation du marché de l'électricité. 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.

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 désigne le marché sur lequel s'opère la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients finals.

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. Il ne peut être saisi que de litiges nés de l'exécution des contrats conclus par un consommateur non professionnel ou par un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des microentreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie.

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.

TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE : Les tarifs réglementés de vente (TRV), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics, ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques. En France métropolitaine, depuis le 1^{er} janvier 2016, ne sont plus éligibles aux tarifs réglementés de vente :

- Les sites disposant d'une puissance souscrite en électricité supérieure à 36kVA ;
- Les clients non domestiques dont la consommation annuelle de gaz est supérieure à 30 MWh et les copropriétés consommant plus de 150 MWh de gaz par an.

OFFRE DE MARCHÉ : Les offres de marché sont proposées par tous les fournisseurs, alternatifs et historiques. Les prix des offres de marché sont fixés librement par les fournisseurs dans le cadre d'un contrat.

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 sur 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 de marché du réseau français : le PEG Nord et la TRS (Trading Region South, qui regroupe les zones d'équilibrage de GRTgaz Sud et de Teréga). Au 1^{er} novembre 2018, les deux places de marché fusionneront pour former la TRF (Trading Region France).

PROJETS D'INTÉRÊT COMMUN : projets de développement d'infrastructures de transport d'électricité et de gaz dont la liste est adoptée 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 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 (REMIT) est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Il établit des règles qui prohibent les pratiques abusives sur les marchés de gros de l'énergie en :

- interdisant les manipulations de marché et les opérations d'initiés ;
- obligeant les acteurs du marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent.

Les opérations d'initiés consistant notamment 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) en intervenant sur les marchés de gros de l'énergie. Les informations privilégiées doivent par ailleurs obligatoirement être publiées.

Les manipulations de marché consistant en particulier 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-cadres 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 pertes ;
- 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 kV qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME et PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

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 :

pour acheminer de l'énergie à ses clients, un fournisseur paie aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution l'utilisation de leurs réseaux. La méthode d'établissement de ces tarifs est fixée par la CRE. 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.

TERMINAL MÉTHANIER : installation portuaire qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL) 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

CE : Commission européenne

CEER : Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)

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

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)

ETP : Équivalent temps plein

ETPT : Équivalent temps plein travaillé

GRD : Gestionnaire de réseau de distribution

GRT : Gestionnaire de réseau de transport

HTA : Haute tension A

HTB : Haute tension B

LTECV : Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance Verte

NOME : Nouvelle organisation du marché de l'électricité

PEG : Point d'échange de gaz

PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie

REMIT : Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie)

TPN : Tarif de première nécessité

TTF : Title Transfer Facility (point d'échange de gaz aux Pays-Bas)

TURPE : Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

ZNI : Zones non interconnectées

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

Ce document est téléchargeable sur le site Internet de la CRE :



Conception graphique et réalisation :
Julie Lamy et Cédric Pabolleta

Crédits photos :
Istock : Matjaz Slanic, Nikada, 123ArtistImages, AJ Watt, Marco Piunti, Ruslan Dashinsky, Deklofenak, Deberarr.
©EDF : Shutterstock, Jobard Rodolphe, Eranian Philippe, Petit Jean Luc, Paul Veronique / Graphix, Philippon Romain, Dias Jean-Lionel, Murat Guillaume.
Fotolia : Grecaud Paul, Eimax16, Olivier.
CRE : Joëlle Dollé, Sandrine Roudeix.

Illustrations :
Fabien Bedouel

Impression :
L'encrier

Fin de rédaction des textes en Mai 2018

Achévé d'imprimer en mai 2018

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