

# **Rapport Poignant - Sido**

## **Groupe de travail sur la Maîtrise de la pointe électrique**

Avril 2010

# Sommaire

<i>Introduction</i>	4
<i>I Caractérisation de la pointe</i>	5
I.1 Définition	5
I.2 Parc de production, interconnexions et émissions de CO <sub>2</sub>	7
I.3 Prévisions de croissance de la pointe	10
<i>II Les mesures retenues</i>	12
II.1 Solutions techniques permettant de réduire la demande à la pointe, notamment par le biais des effacements de consommation	12
II.2 Analyse économique permettant de valoriser les effacements de consommation	20
II.3 Propositions permettant de favoriser les effacements de consommation	21
<i>Annexe 1 : La maîtrise de la demande en électricité</i>	24
<i>Annexe 2 : Les tarifs réglementés de vente</i>	28
<i>Annexe 3 : Glossaire</i>	35

## Figures

Figure 1 : Profil de consommation en puissance (MW) au cours d'un jour ouvrable et d'un dimanche - Source RTE.....	5
Figure 2 : Profil de consommation en puissance (MW) au cours d'une journée d'hiver décomposé selon différents usages - Source RTE.....	6
Figure 3 : Pointes de consommation d'électricité au cours de l'hiver 2008-2009 - Source RTE.....	6
Figure 4 : Puissance appelée par type de moyen de production au cours de l'hiver 2008-2009 - Source UFE.....	8
Figure 5 : Maximum et moyenne quotidiens du solde français sur l'année 2008 - Source bilan prévisionnel 2009 de l'équilibre offre-demande de RTE .....	9
Figure 6 : Prévisions de puissance de pointe d'ici l'hiver 2024/2025 dans le scénario de "Référence" du bilan prévisionnel 2009 de l'équilibre offre demande - Source RTE .....	11

## Introduction

---

Suite à la publication le 3 juin 2009 des programmations pluriannuelles des investissements (PPI) de production électrique et de production de chaleur, ainsi que du plan indicatif pluriannuel dans le secteur du gaz, la France - en accord avec les objectifs ambitieux du Grenelle de l'Environnement – dispose de sa feuille de route énergétique. Celle-ci accorde la priorité aux actions d'économies d'énergie et permettra de faire décroître la consommation d'énergie finale, pour la première fois de façon durable, d'ici 2020.

Toutefois, elle a également mis en évidence la nécessité d'intensifier les efforts pour maîtriser la croissance des pointes de consommation d'électricité. Le Ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer a demandé la mise en place d'un groupe de travail dont l'objectif final est d'identifier prioritairement les mesures de maîtrise de la demande en période de pointe, la façon de favoriser les offres d'effacement ainsi que les investissements dans les moyens de production de pointe, qui resteront nécessaires après ces efforts sur la demande.

Dans le prolongement des travaux de la PPI électricité 2009, il a été demandé au groupe de travail :

- de caractériser la pointe électrique,
- d'identifier les solutions techniques permettant à court, moyen et long terme de réduire la demande à la pointe par le biais d'effacements de consommation,
- contribuer à l'analyse économique permettant de valoriser les effacements de consommation,
- formuler des propositions permettant de favoriser les effacements par rapport aux nouveaux moyens de production.

Les travaux se sont déroulés lors de 11 ateliers de travail et de 3 comités de pilotage entre le 3 novembre 2009 - date de lancement du groupe de travail - et le 1<sup>er</sup> avril 2010. Le présent document présente les principaux enseignements ainsi que les mesures retenues.

Les parlementaires, Serge POIGNANT député et Bruno SIDO sénateur, sollicités par le Ministre d'Etat pour présider ce groupe de travail se félicitent de la participation active et assidue des divers acteurs. Ils les remercient vivement, ainsi que la Direction Générale de l'Energie et du Climat, qui a bien voulu en assurer efficacement le secrétariat général.

# I Caractérisation de la pointe

## I.1 Définition

Les pointes de consommation d'électricité sont par définition les consommations les plus élevées. Il existe plusieurs pointes de consommation d'électricité, car la notion de pointe dépend avant tout de la période et de la zone observée.

Il y a en premier lieu la pointe journalière. En hiver, elle est observée à 19h et correspond au moment où la consommation électrique totale en France est la plus importante de la journée. On parle aussi de pointe synchrone nationale. Elle s'explique par le retour à la maison après le travail et la mise en route de nombreux appareils électriques : éclairage, télévision, cuisinière, etc. On observe également une pointe journalière le matin au moment de l'ouverture des commerces et des bureaux. En été, la pointe est plutôt observée à 13h.

La pointe journalière se caractérise par une hausse importante de la consommation pendant quelques heures. La réponse à ce phénomène nécessite de solliciter des moyens de pointe, qui peuvent démarrer rapidement. Dans une certaine mesure, ceci reste vrai même lorsque le niveau global de la consommation est faible.

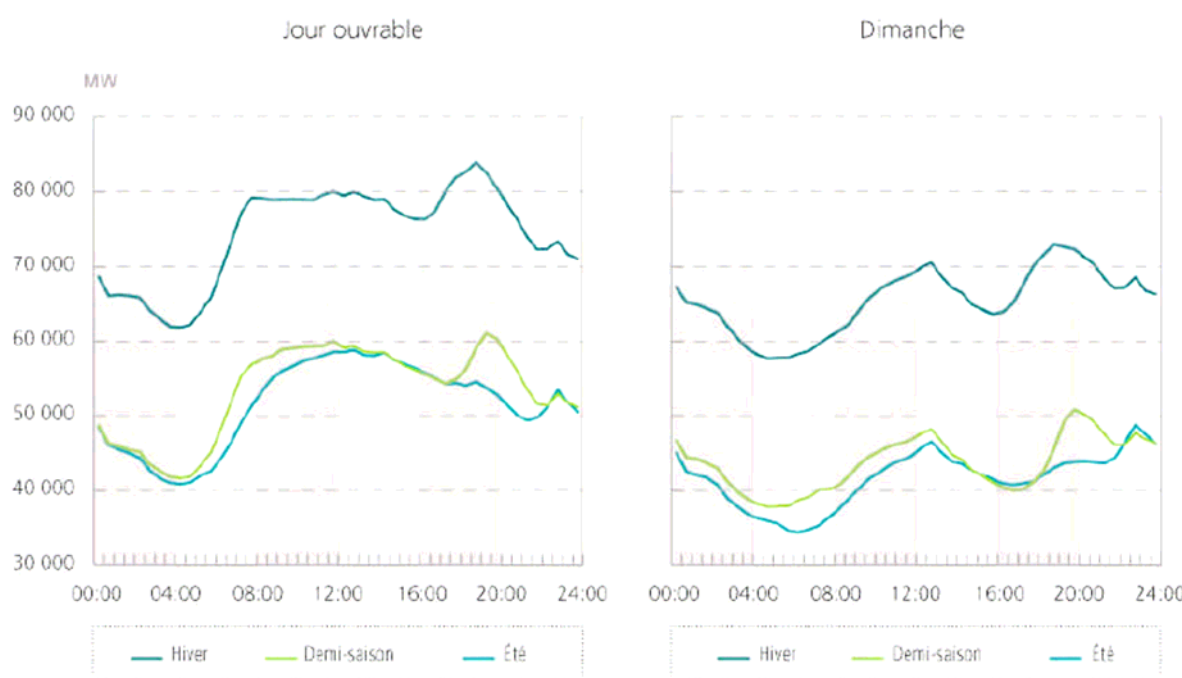


Figure 1 : Profil de consommation en puissance (MW) au cours d'un jour ouvrable et d'un dimanche - Source RTE

On parle ensuite, particulièrement en France, de la pointe saisonnière. La consommation électrique française est très sensible à la température en raison du fort équipement en chauffages électriques. Les périodes de grand froid se caractérisent par des consommations électriques très importantes, qui peuvent se prolonger sur plusieurs semaines.

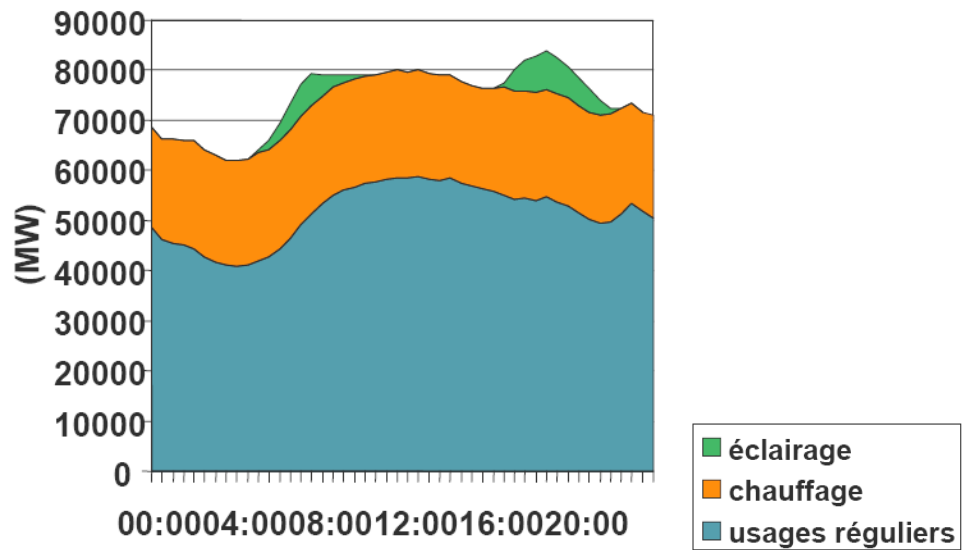


Figure 2 : Profil de consommation en puissance (MW) au cours d'une journée d'hiver décomposé selon différents usages - Source RTE

La pointe saisonnière qui correspond à la période de chauffe est caractérisée par une consommation forte qui se prolonge dans le temps. Les variations infra-journalières étant faibles, la réponse à cette sollicitation fait appel en premier lieu à des moyens dits de semi-base. En hiver, une baisse de température moyenne de 1°C entraîne une augmentation des consommations de 2 100 MW. Les vagues de froid exceptionnelles conduisent à solliciter des moyens de pointe. Les records de consommation sont atteints lorsque la pointe journalière se superpose à la pointe saisonnière accentuée par une vague de froid.

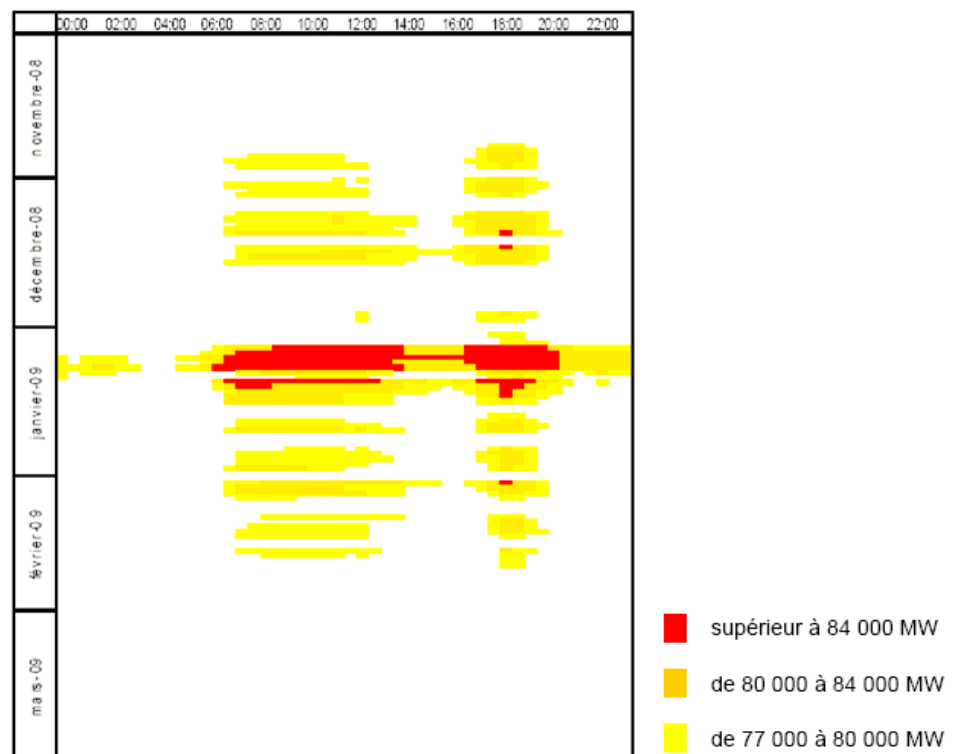


Figure 3 : Pointes de consommation d'électricité au cours de l'hiver 2008-2009 - Source RTE

Pour simplifier, on peut assimiler les variations saisonnières aux mouvements de marée et les pointes journalières aux vagues. Il est important de distinguer les deux. La réduction du taux de pénétration du chauffage par effet Joule – au profit du gaz par exemple – permettrait de réduire la puissance appelée en hiver et donc de réduire la pointe saisonnière. Toutefois, les variations infra-journalières responsables de la pointe journalière seraient peu affectées. Le chauffage électrique, dont le taux de pénétration explique l'amplitude de la pointe saisonnière, peut toutefois être exploité pour traiter la question de la pointe journalière, à travers des effacements de consommation, puisque le fait d'éteindre le chauffage électrique pendant 15 à 30 minutes dans un logement bien isolé ne modifie pas la température ressentie par le consommateur.

Il y a donc trois leviers essentiels et distincts de traitement de la pointe :

- la réduction globale du niveau de consommation,
- le lissage de la courbe de charge par le pilotage de la demande,
- le développement de capacités permettant de répondre à la pointe résiduelle.

Enfin, il existe des pointes locales, qui sont observées sur les réseaux de distribution. Ces pointes peuvent être indépendantes de la pointe synchrone nationale et correspondre à des modes de vie régionaux. Une pointe peut être observée sur le réseau de distribution et conduire à une défaillance sans pour autant qu'il n'y ait de déséquilibre entre la production et la consommation au niveau national. La réponse est le plus souvent un bon dimensionnement du réseau pour permettre l'acheminement de la production jusqu'au lieu de consommation, ou une meilleure répartition des moyens de production.

Il y a donc deux types de défaillance à bien distinguer :

- la défaillance de production, qui se caractérise par un niveau de production inférieur au niveau de la consommation,
- la défaillance du réseau, qui se caractérise par une incapacité du réseau à acheminer la production disponible jusqu'au point de consommation.

Les coupures d'électricité de ces dernières années en France métropolitaine ont très majoritairement pour origine une défaillance du réseau.

La question de la sécurité du système électrique a été principalement abordée au cours des travaux du GT Pointe sous l'angle de la prévention des défaillances de production par le traitement de la pointe synchrone nationale. Bien entendu, la maîtrise des consommations et le développement des effacements à bon escient permettent, sauf exception, de réduire également les contraintes qui pèsent sur le réseau.

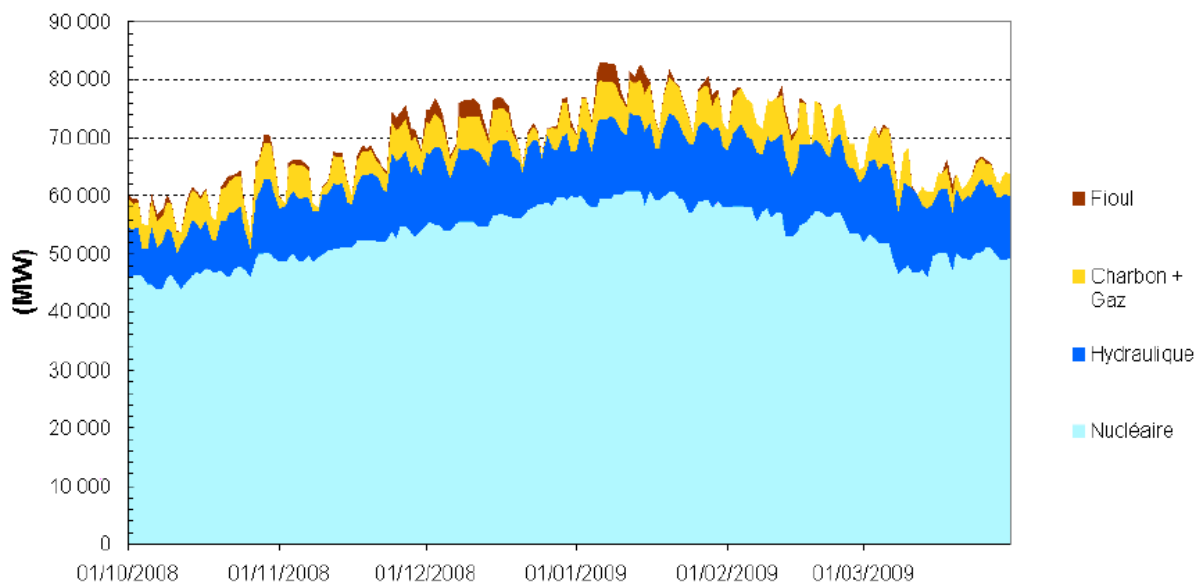
## **I.2 Parc de production, interconnexions et émissions de CO<sub>2</sub>**

### *Le parc de production*

Le parc de production français est d'une puissance installée de 117 GW qui se décomposent en 63,3 GW pour le parc nucléaire, 25,4 GW pour le parc hydroélectrique, 4,3 GW pour le parc de production à partir des autres énergies renouvelables et 24,1 GW pour le parc thermique.

Le graphique ci-dessous, qui détaille la puissance appelée par type de moyen de production au cours de l'hiver 2008-2009, met en évidence la sollicitation très variable du parc installé en fonction de la filière :

- le recours au parc nucléaire en base avec modulation saisonnière ;
- l'utilisation du parc hydraulique à la fois en base (installations au fil de l'eau) et en pointe (lac et STEP<sup>1</sup>) ;
- l'exploitation des filières charbon et gaz en période de pointe ;
- le recours à la filière fioul uniquement en extrême pointe.



**Figure 4 : Puissance appelée par type de moyen de production au cours de l'hiver 2008-2009 - Source UFE**

Près de 90% de l'électricité produite en France est décarbonée. Les gisements de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du parc de production d'électricité sont donc limités mais la maîtrise de la pointe d'électricité est l'un de ces gisements. Actuellement, l'électricité est produite en pointe et en extrême pointe en France soit par des installations de production hydroélectriques soit par des installations de production thermiques.

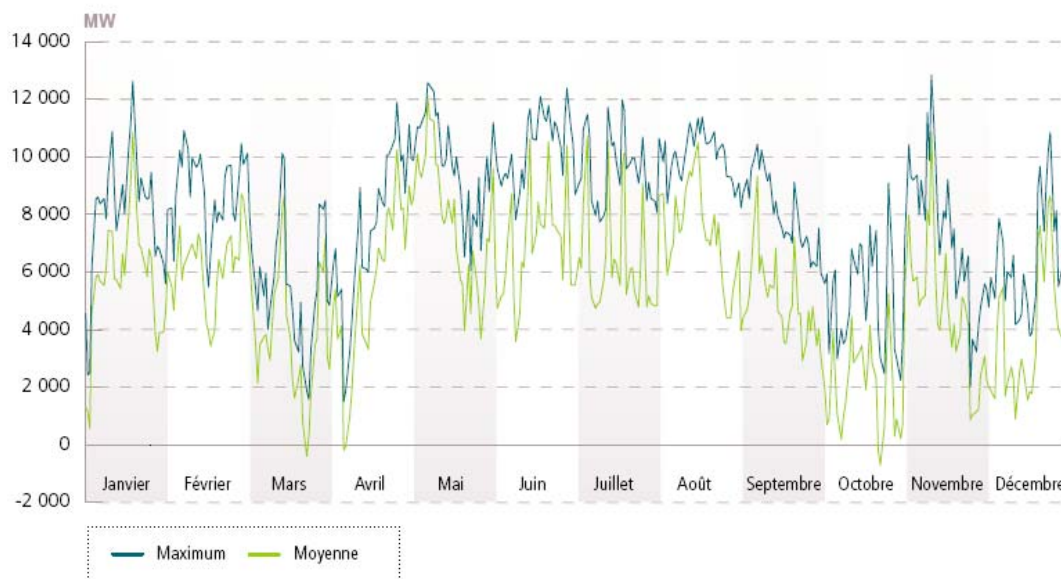
Le parc hydroélectrique permettant de produire à la pointe et l'extrême pointe est d'une puissance de 13,5 GW et composé d'usines de "lac" – c'est-à-dire disposant d'un réservoir amont dont la capacité permet un stockage sur une durée longue – et de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) – permettant de remonter l'eau dans un réservoir lors des heures creuses pour la turbiner lors de la pointe. Le parc thermique permettant de produire à l'extrême pointe est constitué principalement de centrales au fioul d'une puissance de 7GW.

#### *Les interconnexions*

Par ailleurs, lors des pointes de consommation en France, les importations d'électricité contribuent également à la sécurité d'approvisionnement électrique. Ainsi, les interconnexions entre les pays européens permettent à la fois de bénéficier du foisonnement de la demande européenne et de répondre à la demande nationale par l'offre des centrales de production au-

<sup>1</sup> Station de transfert d'énergie par pompage

delà de nos frontières. Dans le cas de la France, si le solde des échanges est presque toujours exportateur, il est donc parfois importateur.



**Figure 5 : Maximum et moyenne quotidiens du solde français sur l'année 2008** - Source bilan prévisionnel 2009 de l'équilibre offre-demande de RTE

La modélisation du système électrique français réalisée par l'UFE et présentée au cours des travaux du GT Pointe confirme cette observation : compte tenu de son parc de production et de la consommation nationale, la France est structurellement importatrice nette d'électricité uniquement en période de pointe, pendant une durée de l'ordre de 60 heures dans l'année<sup>2</sup> ; le reste de l'année la France est structurellement exportatrice nette.

Bien entendu, le recours massif et prolongé aux importations n'est pas complètement exclu, comme l'a démontré la situation de l'hiver 2009-2010, en cas de dégradation conjoncturelle des performances des moyens de production nationaux.

Même si le parc de production électrique français est dimensionné de manière à ne pas avoir besoin, en moyenne, des importations d'électricité pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique en France, le développement des interconnexions avec nos pays voisins permet d'accroître la sécurité d'approvisionnement en France. Ainsi il est notamment possible de compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en faisant appel aux producteurs et transporteurs des pays voisins. L'un des enjeux de la maîtrise de la pointe est donc la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> par la réduction du recours aux centrales au fioul fonctionnant à l'extrême pointe en France et également dans une moindre mesure par la réduction des importations d'électricité carbonée à la pointe<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Les importations correspondent en règle générale à l'opportunité de recourir à des moyens de production à l'étranger lorsque ceux-ci sont moins chers.

<sup>3</sup> Le contenu carbone de l'électricité produite dans les pays voisins est en effet notablement plus élevé que celui de l'électricité produite en France.

### I.3 Prévisions de croissance de la pointe

Depuis une dizaine d'années, la puissance appelée en période de pointe de consommation croît plus rapidement que la consommation. Entre 1997 et 2008, la différence entre la puissance moyenne appelée en hiver et la puissance maximale appelée est passée de 14 GW à 19 GW.

Les facteurs expliquant cette évolution sont multiples. On peut citer l'augmentation du nombre de ménages, qui tire la consommation résidentielle, le ressenti d'une volatilité des prix de l'énergie fossile qui rend l'électricité plus attractive, le développement d'usages nouveaux de l'électricité tels que l'informatique, les équipements « bruns » qui restent en veille, les appareils rechargeables multiples, les équipements de confort, la ventilation, la poursuite du développement du chauffage électrique, notamment des pompes à chaleur et le développement du transport électrique, ferroviaire ou routier.

Dans son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande électrique, publié tous les deux ans, RTE établit notamment des prévisions de croissance de la pointe de consommation d'électricité. Ce document, qui relève exclusivement d'une problématique de sécurité d'approvisionnement, joue un rôle d'information et d'alerte : il s'agit d'établir des prévisions de consommation d'électricité et d'échanges entre la France et les autres pays, puis de confronter ces prévisions avec les perspectives connues d'évolution des moyens de production.

Dans la dernière version en date du bilan prévisionnel de RTE publiée en juillet 2009, RTE prévoit tout d'abord un rééquilibrage en hiver des pointes du matin et du soir, notamment du fait de la diffusion des ampoules à basse consommation qui réduisent la pointe du soir.

RTE souligne également que le développement du chauffage électrique, notamment des pompes à chaleur, va augmenter la sensibilité à la température de la consommation d'électricité en hiver. Cette sensibilité - qui atteint aujourd'hui 2 100 MW par °C en hiver - devrait atteindre 2 500 MW par °C en 2025.

Enfin RTE indique que la puissance de pointe "à une chance sur dix" croît très rapidement : il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver, ou dit autrement, du niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans<sup>4</sup>. Dans son scénario dit de "Référence", RTE estime que la pointe "à une chance sur dix" devrait atteindre 104 GW sur l'hiver 2014-2015 et 108 GW sur l'hiver 2019-2020<sup>5</sup>. Pour mémoire, le niveau maximal de consommation nationale réalisé à ce jour est de 92,4 GW et il a été atteint lors d'une vague de froid le 7 janvier 2009.

---

<sup>4</sup> Ces prévisions de demande à la pointe sont établies à partir des prévisions en énergie annuelle par secteur qui sont converties en puissance à chaque point horaire de l'année à l'aide de courbes de charge types. La puissance totale appelée est ensuite obtenue en sommant les puissances de chaque secteur.

<sup>5</sup> Avant activation des effacements.

(GW)	2012/13	2014/15	2019/20	2024/25
Pointe à température normale	86,9	88,2	91,0	94,9
Pointe « à une chance sur dix »	102,0	103,8	107,7	112,0

**Figure 6 : Prévisions de puissance de pointe d'ici l'hiver 2024/2025 dans le scénario de "Référence" du bilan prévisionnel 2009 de l'équilibre offre demande - Source RTE**

Il faut préciser que dans son scénario de "Référence", RTE intègre des "effacements volontaires de consommation". En effet, RTE a considéré dans ce scénario que les pompes à chaleur seraient installées dans l'habitat ancien en conservant toujours les chaudières existantes en relève et que celles-ci seraient maintenues ou, plus généralement, que des solutions de chauffage bi-énergie dans ces logements seraient encouragées et pérennisées. Ainsi, lors des jours très froids, la présence d'un appoint fioul ou bois peut permettre l'effacement de la pompe à chaleur. A l'échelle du pays, cela représente un effacement de puissance de 1,5 GW sur l'hiver 2012-2013 et de 2,8 GW sur l'hiver 2019-2020. Dans l'hypothèse où cette possibilité de substitution du chauffage électrique par des chaudières fioul ou bois ne serait pas exploitée, les prévisions de puissance de pointe "à une chance sur dix" seraient donc de 103,5 GW sur l'hiver 2012-2013 et de 110,5 GW sur l'hiver 2019-2020.

Par ailleurs, la plupart des moyens de production de pointe en France sont vieillissants. Si les investissements dans les moyens de production de pointe ont été réalisés par le passé, la forte croissance de la consommation à la pointe et l'obsolescence des centrales appellent à des mesures pour s'assurer que les investissements à la fois en effacement et en production sont bien réalisés par les acteurs du marché. Au-delà des énergies renouvelables, la semi-base et la pointe sont d'ailleurs les enjeux en investissement des prochaines années.

A cadre inchangé, la pointe de consommation devrait donc s'accroître fortement d'ici 2025. Ainsi, au-delà des énergies renouvelables, la semi-base et la pointe sont les enjeux en investissement des prochaines années.

## II Les mesures retenues

---

### II.1 Solutions techniques permettant de réduire la demande à la pointe, notamment par le biais des effacements de consommation

Pour renforcer la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme lors des pointes de consommation d'électricité, il est nécessaire de maîtriser la croissance de demande à la pointe selon trois axes :

- la maîtrise globale de la demande ;
- la maîtrise des usages contribuant à la croissance de la pointe ;
- le développement des effacements de consommation.

*Premier axe* – La maîtrise de la demande se place dans la droite ligne des objectifs du Grenelle de l'environnement notamment en termes d'amélioration de l'isolation des bâtiments. La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité préconise sur cette même base une stabilisation de la consommation en électricité.

Proposition 1 : Rappeler les objectifs de MDE fixés par le Grenelle de l'Environnement, en particulier dans le domaine du bâtiment. S'appuyer, dans un plan de communication, sur l'enjeu porteur de la maîtrise des pointes de consommation d'électricité pour réaffirmer au grand public leur importance.

En particulier, le gouvernement a fixé un objectif de 38% de réduction de la consommation d'énergie des logements d'ici 2020, ce qui correspond à un passage de 240 kWh/m<sup>2</sup> par an à 150 kWh/m<sup>2</sup> par an en moyenne. La loi Grenelle 1 dispose que toutes les constructions neuves faisant l'objet d'une demande de permis de construire déposée à compter de la fin 2012 et, par anticipation à compter de la fin 2010, s'il s'agit de bâtiments publics et de bâtiments affectés au secteur tertiaire, devront présenter une consommation d'énergie primaire inférieure à un seuil de 50 kWh/m<sup>2</sup> par an en moyenne (équivalent du label BBC actuel).

Ces mesures sont évidemment primordiales dans la maîtrise de l'évolution de la sensibilité thermique de la consommation électrique. Un premier retour d'expérience sur les labels « BBC-Effinergie » délivrés depuis 2008 montre qu'il est possible d'obtenir le label BBC avec un chauffage par effet Joule direct, mais que cette technologie n'est utilisée que dans un nombre marginal de cas, de l'ordre de 2%. Dans le neuf, la satisfaction des objectifs de la réglementation thermique 2012 conduira mécaniquement à la diminution de la sensibilité thermique des consommations d'électricité.

La rénovation des bâtiments existants constitue cependant l'enjeu majeur. Les mesures d'incitation que sont l'éco-prêt à taux zéro, le crédit d'impôt développement durable (près de 3 milliards d'euros en 2009) et la création d'un fonds national d'aide à la rénovation thermique des logements privés, doivent permettre d'atteindre l'objectif de réduction de 38% des consommations d'énergie d'ici 2020.

Ces mesures en faveur de l'efficacité énergétique globale – toutes énergies confondues – n'intègrent pas nécessairement la problématique de la pointe électrique<sup>6</sup> du point de vue de la sécurité d'approvisionnement et des émissions de CO<sub>2</sub>.

Proposition 2 : Identifier les mesures déjà décidées en matière d'efficacité énergétique des bâtiments ayant un impact sur l'évolution de la pointe de consommation d'électricité et assurer leur compatibilité avec l'objectif de maîtrise de la pointe électrique.

Le mécanisme des certificats d'économie d'énergie introduit par la loi POPE permet de piloter finement la réduction des consommations par la fixation d'objectifs chiffrés aux vendeurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid et fioul domestique). Sur la première période (du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009), un objectif de 54 TWh avait été fixé, cet objectif étant réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes. Cet objectif est assorti d'une pénalité financière de 2 c€/kWh pour les vendeurs d'énergie ne remplissant pas leurs obligations dans le délai imparti.

Dans le domaine spécifique de la consommation d'électricité, il existe en outre des règlements européens, dérivés des directives-cadre sur l'éco-conception et l'étiquetage, qui fixent des objectifs et des échéances produit par produit, afin de diminuer leur consommation, y compris en mode veille.

Les membres du GT Pointe ont proposé un certain nombre d'opérations qui pourraient bénéficier de certificats d'économies d'énergie.

Proposition 3 : Les membres du GT Pointe transmettront leurs propositions d'opérations de MDE au groupe de travail piloté par l'ADEME et l'ATEE qui étudiera la possibilité de rédiger une fiche d'opération standardisée sur ces sujets.

Ci-dessous figurent certaines propositions des participants - formulées dans les commentaires sur le document de concertation - qui devront être traitées dans le cadre du groupe de travail piloté par l'ADEME et l'ATEE<sup>7</sup> :

- Proposition du GIMELEC : déployer des transformateurs de distribution à pertes réduites, pour un potentiel d'économies d'énergie de l'ordre de 3 TWh ;
- Proposition du GIMELEC : réduire encore les pertes sur les réseaux par le déploiement d'actions de pilotage des réseaux électriques intelligents (reconfiguration horo-saisonnière des réseaux moyenne tension, compensation du réactif à la demande pour réduire les pertes moyenne tension et basse tension) ;
- Proposition de l'UFE<sup>8</sup> : étudier l'intégration de la gestion de la puissance dans le dispositif des économies d'énergie ;
- Proposition de Voltalis : le boîtier de Voltalis doit bénéficier de certificats d'économie d'énergie.

Pour référence, le détail des dispositions existantes en matière d'efficacité énergétique des bâtiments et de maîtrise de la demande en énergie, ainsi que leurs évolutions récentes, sont exposés dans la première annexe au présent rapport.

---

<sup>6</sup> La question des pompes à chaleur et de leur soutien a notamment été soulevée au cours du GT Pointe.

<sup>7</sup> Par exemple, la mise en place d'un transformateur à haut rendement pour la distribution publique d'électricité fait déjà l'objet d'une telle fiche (opération n° RES-EL-01).

<sup>8</sup> Union française de l'électricité

*Deuxième axe* – La maîtrise de certains usages contribuant à la pointe est d'ores et déjà engagée, notamment pour ce qui concerne l'éclairage. L'éclairage public constitue un gisement d'économie d'énergie. Un remplacement des luminaires les moins performants (principalement les lampes à vapeur de mercure, soit 30% du parc) permettrait de réduire en partie l'appel de puissance lié à l'éclairage le soir en hiver. Il pourrait être envisagé de cibler en particulier les 35 700 communes de moins de 10 000 habitants, rassemblant plus de 50% de la population française et pour lesquelles une rénovation de l'éclairage public pose des difficultés spécifiques.

Proposition 4 : Etudier le lancement d'un programme d'aide à la rénovation de l'éclairage public notamment par le remplacement des luminaires les moins performants.

L'usage du chauffage électrique contribue particulièrement à la pointe de consommation lors des vagues de froid. Compte tenu du changement climatique, des pointes de consommation estivales sont également à prévoir. Les mesures de maîtrise de la demande en énergie dans le domaine du logement contribueront mécaniquement à maîtriser ces usages, comme indiqué plus haut. Par ailleurs, le code de la construction et de l'habitation fixe à 19° la limite supérieure de la température moyenne de chauffage dans les habitations, les bureaux, ou tous les autres locaux. La limite inférieure en été est de 26°. Le respect de ces températures de consigne doit permettre de limiter les consommations. L'application de ces textes réglementaires est difficile à contrôler sur le terrain.

Proposition 5 : Lancer un plan de communication sur la fixation du point de consigne du chauffage à 19° et de la climatisation à 26°. Engager une démarche d'Etat exemplaire dans ce domaine pour tous les bâtiments publics.

Les enjeux à venir à plus long terme doivent également être anticipés, en particulier l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables intermittentes dans le réseau électrique et le développement du véhicule électrique.

Proposition 6 : Privilégier les systèmes de recharge lente et lors des creux de consommation des véhicules électriques en prenant en compte l'intégration croissante des énergies renouvelables dans le système électrique.

*Troisième axe* – Les effacements de consommation se conçoivent à trois niveaux : le pilotage d'urgence, le pilotage contractualisé de la charge, l'incitation tarifaire.

#### *Le pilotage d'urgence*

a. Le délestage est la solution d'effacement la plus radicale et la plus efficace. Elle permet de sauvegarder l'équilibre du système électrique. On peut parler de délestage à partir du moment où le client n'est plus consulté. Lorsqu'un secteur géographique est délesté, il n'est plus du tout alimenté en électricité.

En Californie, les Programmable Communicating Thermostat (PCT) permettent de commander temporairement une hausse de la température de consigne des climatiseurs de 1 à 3°C en période de pointe estivale et le client – informé de ce changement – garde la possibilité de rétablir la température initiale. Ces dispositifs sont obligatoires dans les logements neufs.

Proposition 7 : Favoriser l'équipement de chauffages électriques et des climatiseurs neufs par des dispositifs permettant de les couper durant une durée pré-déterminée sur un signal émis par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD). Rendre progressivement ces dispositifs obligatoires pour les chauffages et les climatiseurs neufs.

Le dispositif de transmission du signal aux appareils (signal radio, courant porteur en ligne...) resterait à définir. Conformément aux missions du GRD, ce signal ne serait activé qu'en dernier recours avant un délestage, dans l'objectif de maintenir l'alimentation électrique de la zone. De plus, le consommateur devra être informé de la coupure de son chauffage électrique et avoir la possibilité de rétablir la consigne initiale. En outre, il pourrait être envisagé qu'en dehors des situations d'urgence, ce dispositif soit exploitable par des fournisseurs ou des agrégateurs d'effacement.

b. L'information d'urgence aux personnes a montré son efficacité en Bretagne, où le dispositif EcoWatt a permis de sensibiliser la population et d'effacer la consommation de l'équivalent d'une ville de 4000 habitants.

Proposition 8 : Mettre en place sur l'ensemble du territoire national un dispositif pour sensibiliser les consommateurs aux enjeux de la réduction de consommation, notamment de chauffage ou de climatisation, lors des périodes de tension sur le système électrique.

#### *Le pilotage contractualisé de la charge*

Lorsqu'un consommateur permet à un opérateur extérieur d'intervenir pour modifier sa consommation, on parle de pilotage contractualisé de la charge<sup>9</sup>. Le consommateur peut choisir de passer un contrat directement avec son fournisseur ou bien avec une tierce partie, appelée « agrégateur », qui se charge de valoriser l'effacement par ailleurs.

Les contrats de pilotage de la charge passés directement entre le fournisseur et le consommateur concernent en général des sites industriels importants. La principale difficulté est de donner suffisamment de visibilité au consommateur pour qu'il adapte sa façon de fonctionner. La mesure des consommations se fait en temps réel. Il n'y a donc aucune difficulté à vérifier que les engagements contractuels ont été tenus. Même lorsqu'un site industriel important souhaite proposer directement une offre d'effacement sur le mécanisme d'ajustement<sup>10</sup>, il doit pour cela revoir son contrat avec son fournisseur afin notamment de fixer les conditions opérationnelles et financières de ce nouveau mode de fonctionnement.

Un contrat de pilotage de la charge passé entre un fournisseur et un particulier ou un petit consommateur de secteur tertiaire par exemple fonctionnerait de la même manière : vérification des engagements par un comptage adapté, valorisation de l'effacement par le fournisseur au sein de son propre portefeuille, et rémunération du client en conséquence. Une telle offre nécessiterait par exemple le développement d'un boîtier permettant au fournisseur de passer des demandes d'effacement directement aux appareils de son client.

---

<sup>9</sup> Les contrats de type EJP et Tempo, dits « à pointe mobile », sont traités dans le paragraphe dédié à l'incitation tarifaire et ne sont pas considérés comme des contrats de pilotage de la charge.

<sup>10</sup> Mécanisme d'ajustement : Par un système d'offres à la hausse et à la baisse, les acteurs du mécanisme d'ajustement permettent à RTE d'ajuster en temps réel l'équilibre entre la production et la consommation en sélectionnant des offres, après les avoir interclassées selon un critère de préséance économique.

Les contrats de pilotage contractualisé de la charge passés entre des petits consommateurs et des agrégateurs posent néanmoins des difficultés plus importantes. La valorisation de ces effacements ne se fait aujourd'hui qu'au travers du mécanisme d'ajustement, qui offre trop peu de visibilité et ne permet de valoriser que des offres de plus de 10 MW, chacun des sites effacés devant représenter une puissance d'au moins 1 MW, ce qui est très important. De plus, la réglementation sur les tarifs réglementés de vente reste floue quant à la possibilité pour les sites qui bénéficient de ce tarif de valoriser des effacements de consommation. Ceci explique que les offres d'effacement ne se multiplient pas spontanément.

Enfin, les consommations des abonnés de faible puissance ne sont pas comptées en courbe de charge mais profilées *ex-post* ce qui rend difficile la comptabilisation précise et opposable des effacements. Du point de vue du gestionnaire du réseau, la comptabilisation de l'énergie effacée et son affectation aux différents responsables d'équilibre<sup>11</sup> ne sera formellement possible qu'après le déploiement des compteurs intelligents. Il est aussi très difficile de contrôler le réalisé en temps réel, ce qui explique par exemple la pertinence du seuil de 10 MW aujourd'hui.

RTE a néanmoins lancé une expérimentation sur l'ajustement diffus selon un jeu de règles transitoires validé par la CRE en 2007<sup>12</sup>. Compte tenu des faibles volumes, l'accord des responsables d'équilibre n'est pas requis pour participer à l'expérimentation et elle est accessible aux sites n'ayant pas de comptage à courbe de charge, mais nécessite tout de même une puissance minimale de 10 MW. Les premières offres ont été enregistrées et déclenchées en début d'année. Un retour d'expérience a été demandé par la CRE pour fin avril 2010.

Par ailleurs, RTE a proposé d'abaisser le seuil actuel de 1 MW évoqué plus haut - correspondant à la taille minimum d'une entité d'ajustement pour participer au mécanisme d'ajustement - à 250kW dans les règles du mécanisme d'ajustement soumises actuellement à l'approbation de la CRE. Ces règles devraient entrer en vigueur dès avril 2010. Le choix de ce seuil est directement lié à l'obligation pour les sites de 250kW et plus d'être télé relevés. En outre, les systèmes d'information actuels des gestionnaires de réseau de distribution n'ont pas été prévus pour traiter le volume important de données qui résulterait de la généralisation des effacements diffus aux faibles puissances.

Nonobstant les obstacles identifiés à ce stade en termes de gestion des données et de télérelevé, le GT Pointe souhaite un abaissement de la taille minimale d'une entité d'ajustement en deçà de 250kW. Pour cela, les enseignements tirés de l'expérimentation "ajustement diffus" devront être pris en compte.

**Proposition 9 : Rendre explicite dans la réglementation la possibilité pour les sites au tarif réglementé de vente de valoriser des effacements.**

<sup>11</sup> Responsable d'équilibre : Un responsable d'équilibre est une personne morale qui s'engage contractuellement envers RTE à régler pour le compte des utilisateurs du réseau rattachés à son périmètre, le coût des écarts constatés a posteriori. Ces écarts correspondent à la différence entre l'ensemble des fournitures et des consommations d'électricité dont il est responsable.

<sup>12</sup> Afin de définir les modalités économiques pérennes d'intégration des ajustements par effacements diffus, un groupe de travail « intégration des effacements diffus dans le modèle de marché » a été mis en œuvre durant l'automne 2008. Ce groupe a donné l'occasion d'analyser de manière très approfondie, les impacts des ajustements par effacements diffus sur les différents acteurs de marché. Les travaux sont encore en cours.

Proposition 10 : Suivre les résultats de l'expérimentation « ajustement diffus » de RTE et lever les obstacles à l'émergence d'offres sur la base du premier retour d'expérience disponible, en tenant compte des travaux menés actuellement au sein du groupe de travail « intégration des effacements diffus dans le modèle de marché ». Des modalités devront être proposées permettant notamment :

- d'abaisser la taille minimale d'une entité d'ajustement pour permettre les effacements diffus, notamment dans le résidentiel et le tertiaire, à partir de 2011 ;
- de contourner les difficultés de comptage sans attendre le déploiement complet des compteurs Linky ;

### *L'incitation tarifaire*

Le principe de l'incitation tarifaire est de transmettre au client un signal prix modulé dans le temps en fonction du coût d'approvisionnement en électricité. Un tarif modulé doit permettre au consommateur qui modifie son comportement de faire des économies. Ces tarifs peuvent être accompagnés de dispositifs permettant l'asservissement de certains usages et constituent dans ce cas à la fois une incitation tarifaire et un pilotage contractualisé de la charge.

Le premier exemple de modulation tarifaire est le tarif heures pleines / heures creuses introduit dès 1965. Il permet de lisser la courbe de charge en reportant de la journée à la nuit les consommations des chauffe-eau électriques. Depuis, les tarifs EJP et Tempo ont également été développés. Ces tarifications sont accompagnées de l'asservissement de certains usages au passage d'un créneau tarifaire à un autre et reposent sur la télécommande à fréquence musicale, qui est transportée par le réseau de distribution. 40 signaux sont disponibles, dont 12 sont utilisés pour l'éclairage public et 28 sont utilisés pour les tarifs heures pleines / heures creuses, EJP et Tempo.

Ces tarifs sont des tarifs réglementés de vente (TRV), dont la construction est rappelée dans la deuxième annexe au présent rapport. Ils comportent notamment une part production, représentative du coût de l'énergie, et une part acheminement, qui correspond au TURPE<sup>13</sup> et est représentative du coût de transport et de distribution.

Le tarif réglementé de vente heures pleines / heures creuses est accessible à tous les fournisseurs. Le signal de basculement est à la main du gestionnaire de réseau. Il permet une tarification directe du TURPE, pour lequel il existe une version horosaisonnalisée avec les mêmes plages.

EJP et Tempo sont des offres d'effacement de pointe mobile au tarif réglementé de vente. Contrairement au tarif heures pleines / heures creuses, les signaux sont transmis par l'opérateur historique. Les compteurs des clients qui ont souscrit à ces offres ont plusieurs cadrans et permettent de compter l'énergie pendant la période d'effacement afin de facturer précisément la part énergie. La facturation du TURPE est plus complexe : elle a nécessité des développements spécifiques du système d'information du gestionnaire du réseau de distribution car les plages horosaisonnaliées du TURPE ne sont pas toujours compatibles avec celles de ces tarifs réglementés, ceux-ci traduisant des structures de coût différentes.

---

<sup>13</sup> Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité : le fournisseur d'électricité s'en acquitte auprès du gestionnaire de réseau pour chacun de ses clients raccordés, que l'offre soit au tarif réglementé ou pas.

Le retour d'expérience montre une bonne efficacité de cette famille de tarifs. Les effacements à l'EJP se sont toutefois considérablement réduits, passant de 6 GW à près de 2 GW. Il s'agit essentiellement de pertes d'effacements industriels sous l'effet conjugué de la fermeture de sites industriels, de la sortie des clients du tarif réglementé et de la difficulté croissante à maintenir aux normes des groupes d'auto-production. Il est probable que sur les 6 GW d'effacements disponibles en 1996 près de la moitié correspondaient à de l'auto-production.

Certains tarifs à effacements pour les petits consommateurs ne sont plus proposés par EDF : il s'agit du tarif EJP résidentiel et du Tempo pour les professionnels. Cette mise en extinction s'explique par un mauvais calibrage de ces tarifs, dont le niveau ne permettait pas de couvrir intégralement les coûts. Symétriquement, les clients ayant opté pour ces tarifs pouvaient bénéficier d'une énergie globalement moins chère même sans changer leur comportement. L'incitation à l'effacement n'était donc plus efficace.

L'incitation à l'effacement provient de différences marquées du tarif de fourniture à certaines heures. Dans le cas des tarifs EJP et Tempo, les heures de changement de tarif ne sont pas nécessairement les mêmes que les heures de changement de tarif du TURPE horosaisonnier. Le TURPE représentant environ la moitié du coût total pour les clients résidentiels<sup>14</sup>, il peut être imaginé d'accroître l'effet d'incitation du tarif de fourniture en modulant le TURPE de la même façon. Cependant, l'exercice est limité par la nécessité de couvrir les coûts du réseau et de refléter leur structure. En particulier, les coûts de développement des réseaux de distribution ne diminuent pas nécessairement lors de la mise en place d'effacements calés sur la pointe synchrone nationale : la prise en compte de l'appel de puissance à la fin de la période d'effacement peut dans certains cas conduire à une augmentation de la puissance de dimensionnement.

Proposition 11 : Etudier la possibilité de rendre les postes horosaisonniers du TURPE et des TRV mieux adaptés pour cumuler les effets d'incitation et accroître l'attractivité des tarifs à effacement, tout en respectant le principe de couverture des coûts d'utilisation des réseaux par le produit global du TURPE.

Les tarifs réglementés sont construits dans une logique économique tendant à faire supporter à un consommateur donné les coûts qu'il occasionne au système électrique. En ce sens, les tarifs à effacement permettent d'inciter les consommateurs qui sont capables de déplacer leur consommation, à diminuer les coûts qu'ils occasionnent au système électrique. Pour les gros consommateurs, cette incitation tarifaire est systématiquement proposée : la structure de tous les TRV pour les puissances supérieures à 36 kVA est horosaisonnalisée ce qui incite à réduire la consommation lors des pointes. Ce dispositif mérite d'être étendu dès à présent aux gros consommateurs résidentiels dont la puissance souscrite est supérieure à 18 kVA. Les clients qui emménagent devront se tourner vers des offres Tempo ou heures pleines/heures creuses. Le GT Pointe propose la mise en extinction de tous les tarifs réglementés sans horosaisonnalité à terme. Afin d'éviter un double investissement dans le remplacement généralisé des compteurs celle-ci pourra se faire concomitamment au déploiement des compteurs Linky. L'accès régulé à la base prévu par le projet de loi NOME devrait permettre aux clients qui le souhaitent de disposer d'offres concurrentielles non horosaisonnalisées en substitution.

---

<sup>14</sup> cf annexe 2 - "Répartition des coûts pour un consommateur résidentiel au tarif réglementé"

Proposition 12 : Mettre en extinction dès à présent les options sans horosaisonnalité, pour les tarifs réglementés entre 18 et 36 kVA. Mettre progressivement en extinction les autres options sans horosaisonnalité pour des puissances inférieures, en cohérence avec les possibilités de comptage.

Concernant plus particulièrement les tarifs EJP et Tempo, il serait opportun que l'ensemble des fonctionnalités des compteurs bleus électroniques puissent être valorisées par tous les fournisseurs. Ceci permettra ainsi de dynamiser l'offre tarifaire sur le segment des tarifs à effacement.

Proposition 13 : Permettre à l'ensemble des fournisseurs de proposer des offres utilisant les signaux EJP et Tempo.

Cette proposition pose la question de la gouvernance du signal EJP et Tempo jusqu'ici à la main de l'opérateur historique. En première approche, il semble opportun de confier la gouvernance de ce signal à RTE. Toutefois des travaux complémentaires seront nécessaires pour la mise en place de cette mesure afin que :

- le signal soit déclenché sur la base de critères objectifs et transparents,
- ces critères soient également de nature collective, puisque le signal ne pourra être différencié par fournisseur,
- des contrats appropriés permettent de corriger les pertes ou gains de revenus qui résulteraient, pour les fournisseurs, des différences d'appréciation entre eux et RTE quant à la meilleure localisation des jours,<sup>15</sup>
- le coût du maintien de la chaîne de transmission des ordres soit mutualisé entre ses utilisateurs.

Le développement des offres tarifaires innovantes à l'avenir permettra de favoriser les effacements de consommation aux moments de tension du système électrique, mais la clé est la mise en place rapide du compteur communicant Linky qui permettra un comptage à la carte. Sans être un gestionnaire d'énergie, il permet, par le biais d'un relais traditionnel activé par un contact sec, d'asservir un usage à un calendrier – qui peut être indépendant du calendrier tarifaire. Jusqu'à sept usages supplémentaires peuvent être asservis par l'installation de relais capables d'interpréter la sortie d'information appelée « TIC ».

Proposition 14 : Lancer le déploiement des compteurs Linky avec les fonctionnalités décidées lors de la concertation organisée par la CRE et ERDF et exposées au cours du GT Pointe sous réserve des conclusions du retour d'expérience de l'expérimentation en cours. Définir également la stratégie de déploiement des compteurs ainsi qu'un calendrier réaliste pour y parvenir.

Bien entendu, des effacements de consommation peuvent également s'imaginer en-dehors de ces trois catégories que sont le pilotage d'urgence, le pilotage contractualisé de la charge et l'incitation tarifaire. Certains fabricants d'équipements blancs développent des équipements capables de s'effacer en période de pointe<sup>16</sup> sans dégrader le service rendu au consommateur, ce qui démontre que l'innovation à l'aval du compteur peut être portée par tous les acteurs en

<sup>15</sup> Une dispositif proche est déjà mis en œuvre pour les effacements concernant la Bretagne et Provence-Alpes-Côtes d'Azur.

<sup>16</sup> comme des machines à laver ou des réfrigérateurs par exemple

présence : acteurs d'effacement, fournisseurs mais aussi fournisseurs internet, opérateurs de domotique, installateurs d'équipements électriques.

L'innovation à l'aval du compteur joue un rôle crucial dans le développement des effacements de consommation, tant pour ce qui concerne les effacements déclenchés par un agrégateur que pour les modulations de consommation asservies à une grille tarifaire.

L'expérimentation en cours par RTE évoquée plus haut s'inscrit dans le cadre de l'AMI de l'ADEME sur les systèmes et réseaux électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables. Plusieurs projets proposent la mise en œuvre d'effacements de consommation, y compris en interaction avec les premiers déploiements expérimentaux des compteurs Linky.

Proposition 15 : Demander à l'ADEME de présenter les enseignements de l'AMI pour ce qui concerne la problématique de maîtrise des pointes de consommation électrique.

## **II.2 Analyse économique permettant de valoriser les effacements de consommation**

Aujourd'hui les effacements de consommation sont valorisés en France de plusieurs façons :

- au travers du mécanisme d'ajustement de RTE ;
- au travers des économies d'énergie réalisées ;
- directement au travers d'un contrat avec le fournisseur, qui gère l'effacement parallèlement à son portefeuille amont.

Dans tous les cas, les mécanismes de rémunération sont fondés sur la comptabilisation de l'énergie. La question de la valorisation en énergie des effacements a été soulevée dans la délibération de la CRE du 9 juillet 2009 sur l'intégration des effacements diffus au sein du mécanisme d'ajustement.

Un effacement ne produit pas d'énergie, mais libère de la puissance pour permettre au réseau d'être à l'équilibre. La question de la rémunération des effacements de consommation se pose naturellement de façon symétrique à celle de la rémunération des moyens de pointe, avec lesquels ils sont en concurrence directe et dont les problématiques de financement sont similaires. Le développement de ces équipements en l'état actuel se heurte à un double obstacle :

- Leur financement exclusivement par un marché en énergie est voué à l'échec car même si les marchés en énergie peuvent en théorie assurer la rentabilité des moyens de pointe – et symétriquement des effacements – la visibilité qu'ils offrent n'est pas suffisante. Les pics de prix sont trop aléatoires en fréquence et en niveau et le risque est trop important pour un investisseur.
- Dans un système avec de multiples responsables d'équilibre, aucun fournisseur n'a intérêt à assumer le risque d'un tel investissement, dans la mesure où une défaillance éventuelle ne sera pas nécessairement de son fait et n'entraînera pas nécessairement de pertes insupportables.

Ces considérations, ainsi que le recensement des dispositions prises dans d'autres pays qui font face aux mêmes questions, conduisent le GT Pointe à proposer un mécanisme garantissant la présence de la puissance nécessaire à la sécurité du système électrique.

Proposition 16 : Préparer la mise en place en France d'une obligation de capacité portant sur les fournisseurs.

Le sens de cette proposition est de distribuer la responsabilité de l'assurance face au risque de défaillance de production aux différents fournisseurs. En fixant les obligations suffisamment longtemps à l'avance, on donne la visibilité nécessaire à ces derniers. Le non respect des obligations de capacité donneraient lieu à des pénalités.

Les effacements de consommation mobilisables par les responsables d'équilibre seraient bien entendu pris en compte dans le total. Un responsable d'équilibre pourra donc choisir de garantir la couverture des consommations de son portefeuille de clients par une combinaison de moyens de production traditionnels et de capacités d'effacement de consommation.

L'obligation de capacité permet de valoriser une puissance disponible sans parler de sa production. Dans ce contexte, les capacités d'effacements seront valorisées au même titre qu'une capacité de production. Afin de donner une visibilité suffisante sur les prix, il est proposé d'organiser également un marché d'échange des capacités disponibles.

Proposition 17 : Préparer la mise en place en France d'un marché de capacité.

Les propositions 16 et 17 nécessiteront d'importants travaux complémentaires. Ces travaux devront être engagés dès la fin du GT Pointe car une valorisation effective de la capacité dès 2015 nécessite la mise en place d'un tel mécanisme dès fin 2011 afin que la signal prix concorde, en calendrier, avec les choix d'investissements des acteurs. Il devront notamment déterminer les conditions d'intégration des capacités d'effacement et des différentes techniques de production, les conditions de définition du niveau de couverture attendu et les conditions de pénalisation.

[Proposition 18 : Dans le cadre des travaux sur l'obligation de capacité, une obligation de capacité transitoire portant uniquement sur les capacités d'effacement sera envisagée pour permettre à court terme l'émergence des gisements d'effacements et le renforcement de la sécurité du système électrique.]

### **II.3 Propositions permettant de favoriser les effacements de consommation**

Les travaux du GT Pointe ont permis d'identifier le gisement exploitable des effacements de consommation.

Il est apparu que le secteur tertiaire représente un important potentiel à la fois en termes de maîtrise de la demande et d'effacements de consommation. Les estimations des acteurs d'effacement présents au cours des travaux sont un potentiel de réduction des consommations d'énergie de l'ordre de 15% et une capacité d'effacement de l'ordre de 3GW pour le tertiaire uniquement.

Dans le secteur résidentiel, le gisement principal d'effacements de consommation sont les usages thermiques de l'électricité. Le potentiel peut être estimé à au moins une dizaine de GW, exploitables soit par la mise en œuvre de tarifs à effacements, soit par la mise en œuvre de dispositifs de pilotage contractualisé de la charge.

Au delà des secteurs résidentiel et tertiaire, les industriels peuvent également proposer d'importantes capacités d'effacement. Techniquement, de nombreux sites industriels peuvent s'effacer. Néanmoins, la puissance effaçable mise aujourd'hui à disposition du système reste bien inférieure aux niveaux observés à la fin des années 90.

Aujourd'hui, les industriels qui souhaitent s'effacer peuvent valoriser leurs effacements sur le marché de l'ajustement, soit en intervenant directement, soit par le biais d'agrégateurs<sup>17</sup>. La puissance mise à disposition, la durée d'effacement et le délai de mise en œuvre varient beaucoup suivant le process industriel.

Les industriels distinguent trois types de flexibilité :

- la modulation : variation de la consommation en cours de journée (ex jour / nuit)
- les effacements classiques sur préavis type « EJP » ou mécanisme d'ajustement
- les effacements immédiats ou interruptibilité : baisse de consommation avec un préavis très court voir sans préavis pour répondre à un important problème d'équilibrage réseau.

La diversité des situations dans lesquelles on peut avoir recours à l'effacement n'est pas propre au secteur industriel, et appelle une standardisation pour en faciliter l'accès au marché.

Proposition 19 : Dans le cadre des travaux complémentaires à la mise en place de l'obligation de capacité et du marché secondaire d'échange proposer une standardisation des différents services d'effacement.

L'enseignement des expérimentations menées à l'étranger montre que la mise en œuvre d'un mécanisme d'obligation de capacité représente en soi une mesure permettant de favoriser l'émergence des effacements de consommation. Toutefois, les modalités précises d'intégration des effacements au sein de ces mécanismes seront déterminantes. Les conditions économiques de rémunération des effacements devront permettre d'assurer un équilibre entre effacement et production, qui corrigerait tout biais en faveur de la production.

Proposition 20 : Dans le cadre des travaux complémentaires à la mise en place de l'obligation de capacité et du marché secondaire d'échange proposer des dispositions permettant de corriger d'éventuels biais en faveur de la production.

RTE a lancé un appel d'offres "Clients industriels" pour inciter les industriels à développer leurs offres d'effacement sur le mécanisme d'ajustement. Toutefois, seules six propositions ont été retenues à l'issue de l'appel d'offre, totalisant un volume de 101 MW.

Proposition 21 : Demander à RTE et aux industriels de tirer les enseignements des appels d'offre « Clients industriels » afin que les appels d'offre futurs soient plus fructueux.

En outre, pour rendre le mécanisme d'ajustement plus attractif pour les opérateurs d'effacement, RTE a la possibilité de contractualiser une capacité d'effacements auprès de ces opérateurs. Ceci consiste pour l'opérateur d'ajustements par effacements à recevoir une prime fixe en contrepartie de l'engagement de mettre à disposition de RTE une capacité d'effacements un nombre minimal de fois dans l'année.

---

<sup>17</sup> Par exemple Energy Pool qui a participé aux travaux du GT Pointe.

Ce type de contractualisation permet à la fois :

- d'accroître la sécurité du système, notamment lors des périodes tendues, par la garantie de mise à disposition d'une capacité d'effacements,
- de garantir à l'avance un revenu minimal aux opérateurs d'effacements afin de favoriser les investissements en faveur du développement des effacements.

Actuellement, la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité donne la possibilité à RTE de contractualiser seulement auprès des consommateurs raccordés au réseau public de transport. Il semble opportun d'amender la loi afin de permettre à RTE de contractualiser également auprès des consommateurs raccordés au réseau public de distribution.

Proposition 22 : Permettre au gestionnaire du réseau public de transport de conclure des contrats de réservation de puissance auprès des consommateurs raccordés au réseau public de transport ou aux réseaux publics de distribution.

Enfin, les effacements de consommation peuvent être à l'origine d'économies d'énergie. En cas de report de la consommation l'économie est réduite ou annulée. Lorsqu'il y a véritablement économie d'énergie, elle est partiellement transférée au client *via* une réduction de sa facture. Mais il est légitime que l'économie d'énergie soit également éligible au mécanisme des certificats d'économie d'énergie. Ce sujet est déjà traité par proposition 3.

## Annexe 1 : La maîtrise de la demande en électricité

---

Dans le cadre de la proposition 1, cette annexe vise à rappeler de façon non exhaustive les actions de maîtrise de la demande en énergie, et notamment de la consommation d'électricité, déjà mises en œuvre, en particulier suite au Grenelle de l'environnement.

### Secteur résidentiel-tertiaire

Concernant le secteur résidentiel-tertiaire, le plan bâtiment du Grenelle de l'environnement a pour objectifs de généraliser les bâtiments basse consommation à l'horizon 2012 et les bâtiments à énergie positive à l'horizon 2020, de réduire les consommations d'énergie du parc des bâtiments existants d'au moins 38 % d'ici à 2020, de rénover l'ensemble des logements sociaux les plus énergivores d'ici 2020, d'engager d'ici 2012 la rénovation de tous les bâtiments de l'État et d'accompagner et de mobiliser les professionnels du secteur pour relever les défis qui se présentent en termes de recrutement, de formation, de qualification et de développement des filières industrielles.

Les mesures mises en place ou en projet concernent aussi bien :

- la réglementation, avec les réglementations thermiques (la réglementation thermique « bâtiment existant » mise en place depuis 2007 et la réglementation thermique 2012 en cours de préparation) et la création du Diagnostic de Performance Énergétique en application de la directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments,
- que les mesures financières à destination du secteur résidentiel : aides de l'agence nationale de l'habitat (ANAH), crédit d'impôt développement durable, éco-prêt à taux zéro et autres éco-prêts (éco-prêts liés au Livret Développement Durable, éco-prêt logement social), TVA à taux réduit sur les travaux de rénovation, partage des économies d'énergie réalisées entre le locataire et le propriétaire (loi n°2009-323 du 25 mars 2009 de mobilisation pour le logement et la lutte contre l'exclusion), ...

L'exemplarité de l'État est mise en œuvre au travers d'une campagne d'audit de l'ensemble des bâtiments de l'État avant fin 2010 et du financement de rénovations thermiques au titre du plan de relance.

### *RT2012*

Conformément à l'article 4 de la loi Grenelle 1, la RT2012 a pour objectif de limiter la consommation d'énergie primaire des bâtiments neufs à un maximum de 50 kWhEP/(m<sup>2</sup>.an) en moyenne, tout en suscitant :

- une évolution technologique et industrielle significative pour toutes les filières du bâti et des équipements,
- un très bon niveau de qualité énergétique du bâti, indépendamment du choix de système énergétique,
- un équilibre technique et économique entre les énergies utilisées pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire.

La RT2012 est avant tout une réglementation d'objectifs. Elle comporte :

- trois exigences de résultats : consommation d'énergie primaire, besoin bioclimatique, confort en été.

- quelques exigences de moyens, limitées au strict nécessaire, pour refléter la volonté affirmée de faire pénétrer significativement une pratique : recours minimal aux ENR en maison individuelle, ou affichage des consommations par exemple.

Moyennant des efforts sur la qualité du bâti et sur le mode de production d'eau chaude sanitaire, tous les systèmes de chauffage permettent d'atteindre l'exigence de 50 kWhEP/m<sup>2</sup>/an, avec des coûts d'investissement comparables.

#### *Crédit d'impôt développement durable*

Pour contribuer à l'atteinte de ces objectifs ambitieux dans le secteur résidentiel individuel, le crédit d'impôt sur le revenu pour dépenses d'équipement de l'habitation principale en faveur des économies d'énergie et du développement durable fait l'objet d'adaptations régulières afin de tenir compte de l'évolution des matériels mis sur le marché et d'encourager les ménages à installer les équipements disponibles les plus performants. La liste des équipements et des critères de performance qui sont exigés pour bénéficier de l'avantage fiscal fait donc l'objet de révisions périodiques afin que le crédit d'impôt soit toujours en adéquation avec les objectifs énergétiques poursuivis.

Cela conduit le Gouvernement à proposer une réduction de l'aide publique aux équipements dont le marché est arrivé à maturité et une extension à de nouveaux équipements dont les performances et leur degré d'émergence sur le marché justifient une telle aide. Ainsi, la loi de finances pour 2009 a ramené le taux du crédit d'impôt pour les équipements de chauffage au bois et les pompes à chaleur air/eau à 40 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009 et à 25 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010. Les pompes à chaleur air/air ont quant à elles été exclues du dispositif (ainsi que du bénéfice au taux réduit de TVA).

Dans une logique de réduction du coût budgétaire du dispositif et de soutien à l'émergence de nouvelles filières, plusieurs mesures d'évolution complémentaires ont été prises en loi de finances rectificative pour 2009, avec une prise d'effet au 1<sup>er</sup> janvier 2010 :

- extension du dispositif fiscal aux pompes à chaleur dédiées à la production d'eau chaude sanitaire (chauffe-eau thermodynamiques) avec un taux d'aide de 40 % ;
- extension du dispositif au coût de la pose de l'échangeur de chaleur souterrain d'une pompe à chaleur géothermique ;
- maintien du taux de 40 % pour l'acquisition des pompes à chaleur géothermiques dédiées à la production de chaleur ;
- maintien du taux de 40 % en cas de remplacement d'un équipement de chauffage à bois par un nouvel équipement à bois plus performant sur un plan énergétique et environnemental (particules) ;
- suppression de la majoration de taux applicable lorsque les travaux sont effectués dans des logements construits antérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 1977 ;
- baisse du taux du crédit d'impôt de 25 à 15 % pour les fenêtres ainsi que pour les chaudières à condensation.

Par ailleurs, les critères de performance des équipements de chauffage au bois et des pompes à chaleur ont été renforcés par voie réglementaire (arrêté du 30 décembre 2009).

#### Secteur agricole

Dans le secteur agricole, le plan de performance énergétique des exploitations agricoles 2009-2013 permet d'aider la réalisation de diagnostics de performance énergétique et les investissements de maîtrise de la consommation d'énergie.

## Secteur industriel

Le secteur industriel est concerné aussi bien par des aides financières (amortissements exceptionnel ou accéléré des matériels destinés à économiser l'énergie) que par des mesures de sensibilisation et d'information.

### Efficacité énergétique des équipements

Concernant les équipements, les directives-cadres relatives à l'écoconception et à l'étiquetage des produits liés à l'énergie permettent d'avoir une action harmonisée au niveau de l'Union Européenne. A titre d'exemple, une première série de mesures d'exécution de la directive-cadre relative à l'écoconception des produits a été adoptée pendant la présidence française de l'Union européenne :

- le retrait des ampoules à incandescence : les lampes de 100 W en 2009, 75 W en 2010, 60 W en 2011 et les dernières en 2012. Un calendrier encore plus volontariste a été défini en France dans le cadre de la convention sur le retrait de la vente des ampoules à incandescence et la promotion des lampes basse consommation signée fin 2008 entre le MEEDDM, l'ADEME et les entreprises concernées.
- la limitation de la veille des appareils qui s'applique à tous les appareils électriques utilisés à la maison ou au bureau pour lesquels la consommation maximale est limitée à 1 (ou 2 suivant les fonctionnalités) watts à l'horizon 2010 et 0,5 (ou 1) watt à partir de 2013) ;
- la limitation de la consommation des décodeurs numériques simples : leur consommation sera limitée à 1W dès 2010, puis 0,5 W en 2012 ;
- l'amélioration de la performance des chargeurs électriques et alimentations externes : avant 2010, les fabricants devront s'aligner sur les produits les plus performants existants aujourd'hui et en 2012 devront avoir revu la conception de leurs produits ;
- la réduction de l'éclairage des rues et des bureaux en deux étapes (2010 et 2012).

### Les certificats d'économies d'énergie

Le mécanisme des certificats d'économie d'énergie est une mesure transversale qui permet de piloter finement la réduction des consommations par la fixation d'objectifs chiffrés aux vendeurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid et fioul domestique). Introduit par la loi POPE et mis en œuvre depuis 2006, ce dispositif sera substantiellement renforcé.

Sur la première période (du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009), un objectif de 54 TWh avait été fixé, cet objectif étant réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes. Cet objectif est assorti d'une pénalité financière de 2 c€/kWh pour les vendeurs d'énergie ne remplissant pas leurs obligations dans le délai imparti. Les certificats d'économies d'énergie sont attribués, sous certaines conditions, aux acteurs réalisant des actions d'économies d'énergie. Les vendeurs d'énergie peuvent s'acquitter de leurs obligations par la détention de certificats d'un montant équivalent, certificats obtenus à la suite des actions entreprises en propre par les opérateurs ou par l'achat à d'autres acteurs ayant mené des actions.

L'objectif de la première période a été largement dépassé : au 1er juillet 2009, des économies d'énergie avaient été certifiées pour un volume de 65 TWh. Les opérations correspondantes ont relevé principalement du secteur des bâtiments résidentiels (87%) et tertiaires (4%) et du secteur industriel (7%).

Le montant des obligations pour la prochaine période sera de 345 TWh. Le dispositif sera notamment étendu aux fournisseurs de carburant automobile et les actions en faveur de l'innovation, de la formation et de l'information seront rendues éligibles.

### Campagnes de sensibilisation

Depuis 2004, l'ADEME mène une campagne de sensibilisation aux économies d'énergie auprès du grand public, sur le thème « Faisons vite, ça chauffe ». Les messages de sensibilisation portent notamment sur l'éclairage performant, les aides financières à la rénovation thermique des logements et sur la limitation de la température de chauffage.

Par ailleurs, la figuration de la mention « l'énergie est notre avenir, économisons-la ! » sur les messages de communication des fournisseurs d'énergie est imposée par l'arrêté du 28 novembre 2006 relatif à la publicité dans le domaine de l'énergie, en application de l'article L.224-1 du code de l'environnement.

## Annexe 2 : Les tarifs réglementés de vente

---

### Le cadre réglementaire

Les tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie dans le cadre de l'article 4 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 et du décret n°2009-975 du 12 août 2009 après avis de la Commission de Régulation de l'Energie.

La loi dispose que « les tarifs réglementés couvrent l'ensemble des coûts supportés par EDF et par les distributeurs non nationalisés pour les clients au tarif réglementé de vente. »

Le décret n°2009-975 précise que les tarifs réglementés de vente doivent couvrir :

- les coûts d'acheminement, basés sur le TURPE,
- les coûts de production,
- les coûts commerciaux.

### L'efficacité économique de la tarification de l'électricité nécessite équité et couverture des coûts

L'efficacité économique de la tarification de l'électricité suppose que chacun adapte son comportement aux coûts complets qu'il induit pour le système électrique. Il convient donc de facturer à l'ensemble des consommateurs un même prix pour un même service : c'est le principe d'équité. S'écarter de cette logique conduit inévitablement à ce que certains consommateurs en subventionnent d'autres. A long terme, cela peut entraîner des surcoûts pour la collectivité (surconsommation des clients payant un prix inférieur à leur coût, décisions d'investissements non viables sur le plan socio-économique car fondées sur des tarifs artificiellement bas, délocalisation des clients payant un prix supérieur à leur coût, etc.) et un déséquilibre du système si celui-ci n'est pas totalement réglementé, les clients payant un prix trop élevé partant à la concurrence.

Le service associé à la fourniture d'un MWh d'électricité dépend très fortement de la « forme » de la consommation, c'est-à-dire des moments de la journée et des saisons pendant lesquels l'électricité est consommée. Durant les périodes de « pointe », pendant lesquelles la consommation globale d'électricité est élevée, les coûts de fourniture sont accrus, du fait :

- de coûts croissants dans la production d'électricité : plus la consommation est élevée, plus les centrales mobilisées pour la satisfaire sont coûteuses (dans l'ordre croissant des coûts : hydraulique, nucléaire, charbon, gaz, fioul et, en dernier recours, délestage d'une partie des sites de consommation) ;
- de la congestion dans les réseaux de transport et de distribution : lorsque la consommation augmente, les réseaux sont davantage sollicités, parfois jusqu'à leur capacité maximale. Dès lors, une unité de puissance supplémentaire consommée « coûte » la construction ou le renforcement d'une ligne électrique.

Ces coûts complets intègrent les externalités, notamment le coût du CO<sub>2</sub> émis par les centrales de production, par le biais des quotas d'émissions qui - même s'ils sont actuellement gratuits - ont un coût d'opportunité. Ces coûts sont naturellement reflétés dans les tarifs réglementés de vente.

Il n'est pas possible de comparer directement les tarifs de deux consommateurs ayant des profils de consommation différents. Néanmoins, on peut les « retraiter » pour s'assurer qu'ils paieraient le même prix pour le même service (principe d'équité) en calculant le sous jacent "ruban implicite". Il s'agit du prix qui serait payé par un consommateur qui appellerait exactement la même puissance toute l'année. Il correspond au coût de la fourniture d'une puissance constante tout au long de l'année. Ce tarif, ramené en euros par MWh, doit ainsi, par équité, être le même pour toutes les catégories et option tarifaires. Le ruban implicite permet ainsi des comparaisons entre différentes catégories et options tarifaires.

### Les catégories, options, versions donnent le choix au consommateur

Afin de refléter au mieux les différents coûts que fait supporter un client pour sa fourniture d'électricité, les TRV proposent différentes catégories, options ou versions tarifaires. Ainsi, de manière générale, les TRV peuvent se décomposer selon trois paramètres :

- Catégorie (ou « tarif ») :
  - Bleu, pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA
  - Jaune, pour une puissance souscrite supérieure à 36 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA
  - Vert, pour une puissance souscrite supérieure à 250 kVA

La catégorie permet notamment de tenir compte du niveau de raccordement au réseau du consommateur. Ainsi par exemple, un gros client industriel raccordé au réseau très haute tension ne sollicite que les ouvrages de transport d'électricité pour l'acheminement de l'énergie qu'il consomme. Au bout de la chaîne, un client résidentiel connecté au réseau basse tension (de distribution) sollicite l'ensemble des réseaux de transport, de répartition et de distribution.

- Option :
  - Base
  - Heures pleines / Heures Creuses
  - Tempo ou Effacement Jour de Pointe (en extinction pour le tarif bleu)

Les options ont pour but de refléter le plus fidèlement possible la variation des coûts de fourniture au cours de l'année. L'option heures pleines/heures creuses permet ainsi de différencier la facture d'électricité en fonction de deux périodes durant lesquelles les coûts sont très différents. Cela permet, d'une part au client d'adapter sa consommation afin de réduire sa facture, d'autre part au fournisseur de réduire ses coûts du fait de la moindre consommation pendant les heures pleines.

Le choix des différentes options traduit la possibilité de chaque client d'adapter son comportement de consommation. La possibilité de souscrire aux différentes options dépend toutefois de la nature du compteur électrique.

- Version :
  - Courte utilisation
  - Moyenne utilisation
  - Longue utilisation
  - Très longue utilisation

NB : cette décomposition n'est pas exhaustive et peut faire l'objet d'exceptions.

La version correspond à la durée moyenne de consommation du client. Elle se traduit par une structure tarifaire adaptée à cette durée. L'objectif est, encore une fois, de bien refléter les coûts supportés par le fournisseur.

Ainsi par exemple, un tarif très longue utilisation a une prime fixe importante alors que la part variable est limitée au coût marginal de fourniture. A contrario, un tarif courte utilisation a une prime fixe réduite et une part variable importante.

La construction des différentes versions tarifaires conduit ainsi chaque consommateur à choisir « la bonne version » i.e. celle minimisant sa facture. Ce faisant il révèle son comportement ce qui permet de lui facturer le tarif reflétant ses coûts. La version ne s'applique pas aux tarifs bleus.

### Structure binôme des tarifs et nature duale des coûts de fourniture : puissance / énergie

Tout comme la part acheminement, la part production est facturée selon la puissance et l'énergie livrée. La consommation d'une même quantité d'énergie peut recouvrir des réalités bien différentes. Un client consommant un kilowatt durant 24 heures ne fait pas supporter à son fournisseur le même coût qu'un client consommant 24 kilowatt durant seulement une heure, alors même que l'énergie consommée est identique. En effet, la fourniture d'électricité comprend en réalité deux services : d'une part la livraison de l'énergie en fonction des besoins, d'autre part l'assurance, qu'à hauteur d'une certaine puissance, cette énergie sera livrée à toute heure. C'est pourquoi la part production des tarifs réglementés a une structure binôme comprenant une part fixe et une part variable. Schématiquement :

- la prime fixe de la part production des tarifs règlementés reflète les coûts correspondant à la « garantie de puissance » c'est-à-dire à la nécessité de disposer de capacités de production et d'acheminement suffisantes pour satisfaire la demande du client à tout instant ;
- la part variable reflète les coûts marginaux de fourniture incluant notamment le coût marginal de production du parc.

Cette structure binôme s'ajoute à celle du TURPE et des coûts commerciaux.

La garantie de puissance s'avère contraignante uniquement lorsque la consommation globale est forte (période de pointe). En effet, durant les périodes de faible consommation des capacités sont disponibles. En revanche, lors des périodes de pointe, la probabilité que l'offre globale de capacité ne suffise pas à satisfaire la demande n'est pas nulle. Dès lors, afin de maintenir le même niveau de sûreté du système (i.e. une même « probabilité de défaillance »), la satisfaction d'un kilowatt supplémentaire impose de disposer d'un kilowatt de capacité additionnelle.

C'est cette logique économique qui est appliquée dans la construction de la part production des tarifs réglementés de vente. En effet, pour la composante production des tarifs, la prime fixe correspond<sup>18</sup> au coût fixe annuel d'une centrale électrique d'extrême pointe (soit de l'ordre de 60€/kW/an).

Lorsque le compteur électrique le permet (i.e. pour les tarifs verts et jaunes), la facturation de la prime fixe tient compte de la puissance souscrite à chaque période de l'année (postes horosaisonniers). Un consommateur industriel s'effaçant tout l'hiver paiera par exemple une prime fixe très faible<sup>19</sup> car il « soulage » le système durant une période où l'équilibre offre demande est très tendu. Il permet ainsi l'économie de la construction de moyens de pointes.

---

<sup>18</sup> En pratique, cela n'est vrai que pour les versions très longue utilisation. Pour les autres versions, une partie de la prime fixe est transférée dans la part variable.

<sup>19</sup> Le calcul de la prime passe par la détermination d'une « puissance réduite » qui tient compte de la puissance effectivement souscrite sur chaque poste tarifaire.

### **Valorisation de l'effacement dans les tarifs**

Avec l'option Tempo, un client résidentiel qui décide de réduire sa consommation de moitié pendant les 22 jours rouges, peut faire une économie moyenne de l'ordre de 7€/MWh sur sa facture totale. Cette économie est due uniquement à la réduction de la part variable de la facture, du fait d'une moindre consommation durant une période pendant laquelle le coût marginal de fourniture est très élevé. Le propre des tarifs à effacement est en effet de regrouper dans un même poste horosaisonnier les heures pendant lesquelles le coût marginal de fourniture est le plus élevé. En revanche, les tarifs bleus ne permettent pas encore une différenciation de la puissance souscrite par poste. En conséquence, ils ne valorisent pas l'économie réalisée en termes de garantie de puissance.

Les clients au tarif vert, disposant de compteurs plus sophistiqués, peuvent souscrire des puissances différentes au cours de l'année. Ainsi, un industriel qui décide de stopper son usine pendant les heures de pointe et les heures pleines d'hiver fait une économie :

- de 3,8 €/MWh au titre de la part variable ;
- de 7€/MWh au titre de la part fixe (ie de la garantie de puissance) (calculé suivant l'hypothèse d'une consommation constante le reste de l'année).

La réduction de la part fixe contribue donc pour environ les deux tiers de l'économie totale liée à l'effacement.

### Méthode de construction des grilles tarifaires

La construction des tarifs hors taxes tient compte des coûts de production, d'acheminement (correspondant au TURPE), et de commercialisation.

La construction de la grille tarifaire, pour la part production, suppose de définir une structure (part fixe / part variable, liée au profil de consommation) qui reflète les coûts du parc de production supposé répondre à la demande pour envoyer les bons signaux économiques. Son calcul repose sur la construction théorique d'un parc de production adapté à la projection de la consommation à un horizon de 10 ans. Ce parc « adapté » est un parc virtuel, permettant de satisfaire la demande à moindre coût<sup>20</sup>, un fois intégrées les hypothèses exogènes de développement des ENR. Il prend notamment en compte :

- La croissance de la consommation (y compris les hypothèses de développement des effacements),
- Les développements des énergies renouvelables,
- La relativité des coûts complets des moyens de production à l'horizon de 10 ans (EPR, CCGT, TAC),
- Les coûts de fonctionnement de ces centrales en fonction de leur durée de fonctionnement,
- Le critère de défaillance, fixé à 3 heures par an.

On simule des scénarios de demande en prenant en compte des aléas de température, d'hydraulicité, de demande, etc. sur lesquels on calcule à chaque instant les coûts marginaux de fonctionnement des centrales (notamment les coûts du combustible, du CO<sub>2</sub>, des taxes, ...). Ces coûts marginaux dépendent du moyen de production marginal à chaque heure de l'année. Le moyen marginal est le dernier moyen de production appelé pour équilibrer l'offre et la demande dans un ordre de préséance économique.

Pour chaque heure, est calculée la probabilité de défaillance du système. Il s'agit de la probabilité que l'offre soit inférieure à la demande, compte tenu des aléas identifiés. Par construction, la durée moyenne de défaillance sur l'année est de 3 heures.

Ces chroniques de coûts marginaux et de probabilité de défaillance permettent ensuite de calculer les parts fixes et les parts variables associés à chaque poste horosaisonnier (2 postes pour le tarif heures creuses/heures pleines ; 6 postes pour le tarif tempo ; 8 postes pour le tarif vert A8 ; etc.)

Afin de s'assurer de la couverture de l'ensemble des coûts de production, un facteur d'échelle est appliqué, le cas échéant, à l'ensemble des tarifs. Une telle construction permet d'assurer la rémunération des coûts fixes et des coûts variables de tous les moyens de production y compris ceux d'extrême pointe.

A cette part production, sont ajoutés les coûts commerciaux spécifiques aux différentes catégories tarifaires, ce qui permet de déterminer la part fourniture des tarifs réglementés. Ensuite, un coût d'acheminement est associé à chaque tarif-option-version.

---

<sup>20</sup> Notamment, le *mix* de production est ajustée de façon optimale économiquement.

## Le mouvement tarifaire de l'été 2009

Les tarifs réglementés sont des offres intégrées qui couvrent la production d'électricité, son acheminement par les réseaux de transport et de distribution et sa commercialisation (gestion, facturation, ...). Ils doivent couvrir l'ensemble des coûts et favoriser la maîtrise de la consommation ainsi que les économies d'énergie.

Entre 1996 et 2008, la grille des tarifs intégrés avait évolué sans modification de structure alors que, d'une part, les coûts d'acheminement ont été précisément identifiés dans le TURPE dont la structure a évolué, et que, d'autre part, la relativité des coûts de production entre les moyens de base et de pointe a évolué au fil des années.

La structure des tarifs conduisait à des situations insatisfaisantes où certains consommateurs avaient une facture d'électricité supérieure aux coûts générés tandis que pour d'autres, elle était très inférieure à ces coûts. Afin de garantir l'équité entre les consommateurs (qui suppose que chacun couvre mieux les coûts véritables qu'il génère), une harmonisation progressive et maîtrisée de la structure des tarifs, c'est-à-dire, pour chaque offre, un recalage entre la part fixe et la part variable, et un rééquilibrage entre les différentes offres tarifaires, a été engagée en 2009. Si les évolutions respectives de l'abonnement ou de la part variable peuvent ne pas être négligeables, l'analyse préalable a montré que pour chaque catégorie de consommateurs, les hausses globales seraient modérées.

Cette harmonisation a notamment été guidée par les objectifs du Grenelle de l'environnement en faveur de la maîtrise de la consommation d'énergie. A titre d'exemple, la baisse du prix de l'abonnement de l'offre heures pleines / heures creuses incite le consommateur à souscrire de telles offres et ainsi à adapter sa consommation aux contraintes du système électrique limitant par là même le recours aux centrales les plus polluantes (au charbon ou au fioul) qui fonctionnent essentiellement en période de pointe de consommation.

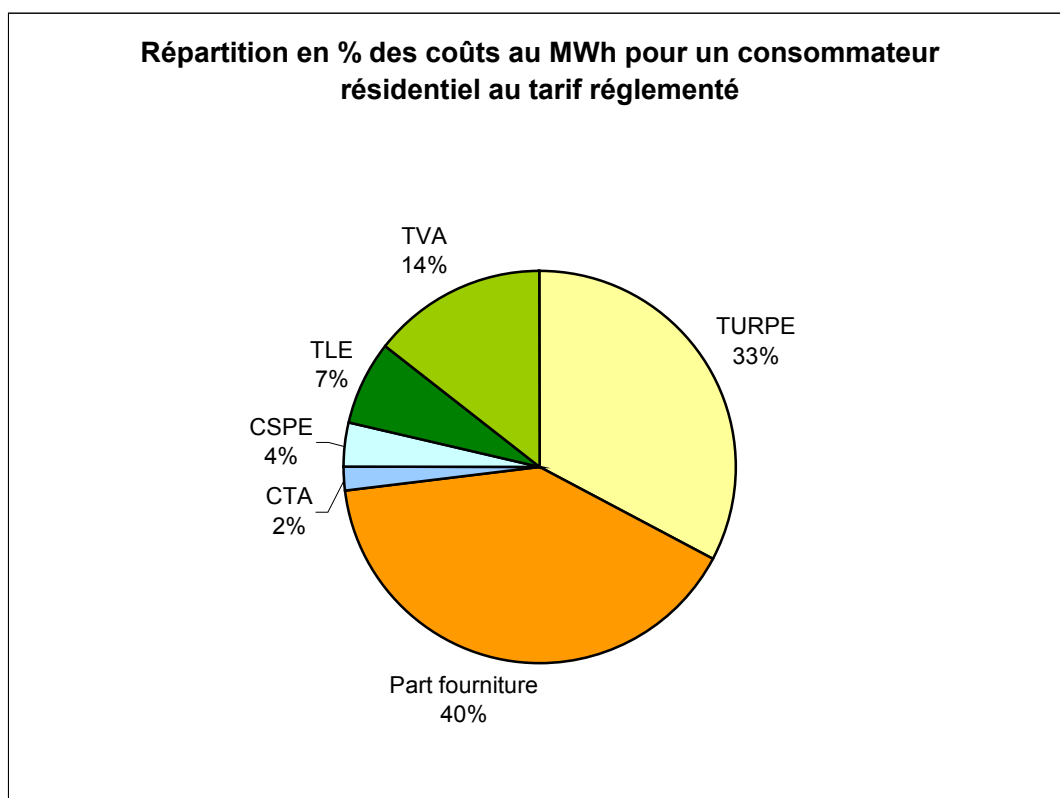
Pour les clients particuliers abonnés à de faibles niveaux de puissance, la part fixe augmente pour couvrir les coûts de réseau, tandis que la part variable diminue. Pour la souscription d'une puissance de 3 kVA, la baisse de la part variable compense la hausse de la part fixe pour une consommation d'environ 1500 kWh/an correspondant à la moitié de la consommation annuelle d'électricité d'un ménage moyen (hors chauffage, eau chaude et cuisson). Pour des usages ponctuels (garage isolé, cage d'escalier d'immeubles) inférieurs à 1 500 kWh/an, cela peut conduire à une augmentation d'une vingtaine d'euros sur une facture annuelle totale d'environ 130 €, alors qu'au-delà de 1 500 kWh/an cela conduit à une diminution de la facture.

En ce qui concerne les ménages les plus modestes, le tarif de première nécessité, auquel deux millions de ménages sont désormais éligibles, permet de bénéficier d'un prix particulièrement avantageux pour la consommation d'électricité. En moyenne, les consommateurs bénéficiant de ce tarif voient une hausse plus modérée (+1.5%) que la moyenne nationale (+1.9%). On note en particulier que pour ces consommateurs qui ont souscrit une petite puissance, la facture devrait même, en moyenne, diminuer.

Pour les clients particuliers ayant souscrit de plus grosses puissances (supérieures à 9 kVA), le prix de l'abonnement diminue et le prix de l'énergie augmente, renforçant ainsi l'incitation à réduire sa consommation.

La Commission de régulation de l'énergie a noté que la nouvelle structure tarifaire est plus cohérente car elle permet de corriger plus de 80% des situations tarifaires insatisfaisantes et ainsi de couvrir les coûts pour chaque grande catégorie de consommateurs.

## Répartition des coûts pour un consommateur résidentiel au tarif réglementé



Les données représentées ci-dessus en € par an sont les suivantes<sup>21</sup> :

TURPE	40,3 €
Part fourniture	49,9 €
CTA	2,4 €
CSPE	4,5 €
TLE	8,7 €
TVA	17,7 €
<b>Total</b>	<b>123,5 €</b>

<sup>21</sup> La signification des acronymes est rappelée dans l'annexe 3 au présent rapport

## Annexe 3 : Glossaire

---

AMI : Appel à manifestation d'intérêt

BBC : Bâtiment basse consommation

CCG : Cycle combiné gaz

CTA : Contribution tarifaire d'acheminement

CSPE : Contribution au service public de l'électricité

EJP : Effacements jour de pointe

LBC : Lampe basse consommation

MDE : Maîtrise de la demande en énergie

PPI : Programmation pluriannuelle des investissements

RT 2012 : Réglementation thermique 2012

RTE : Réseau de transport d'électricité

TAC : Turbine à combustion

TLE : Taxe locale sur l'électricité

TRV : Tarifs réglementés de vente

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

TVA : Taxe sur la valeur ajoutée