

Des critères pour un « bon usage » de l'électricité

Global Chance

1. Les critères

On a vu dans les chapitres précédents que l'électricité était un produit noble, dont la production et la distribution exigeaient la mise en œuvre de technologies complexes et le recours fréquent à des matières premières rares et/ou épuisables. On a également vu qu'en Europe aujourd'hui, il fallait entre 2,80 kWh à 3,2 kWh d'énergie primaire pour distribuer chez le client final un kWh d'électricité. On sait enfin que la plupart des filières de production d'électricité s'accompagnent de dangers divers pour l'environnement (accidents, déchets, rejets liquides et gazeux, gaz à effet de serre, etc.)

Au sein de la question d'un « bon usage » de l'énergie, celle de l'énergie électrique se pose donc tout particulièrement.

Encore faut-il préciser ce concept de « bon usage ». On conçoit bien en effet que ce terme n'ait pas le même sens pour EDF, Areva ou le Syndicat des énergies renouvelables que pour les ménages, les entreprises, la collectivité nationale, l'Union Européenne ou la communauté scientifique internationale des climatologues préoccupée de réchauffement climatique.

Plusieurs critères complémentaires entrent en effet en jeu :

- Les questions de ressources naturelles (rareté, coût, échéances d'épuisement, concurrences d'usage, etc.).
- Les questions de sécurité (fourniture, accidents, etc. .).
- Les questions d'environnement.
- Les questions économiques et financières (avec leurs conséquences en termes d'égalité de traitement, de précarité énergétique, etc.).

Une prise en compte trop partielle ou partielle de ces critères risque en effet de conduire à des contresens. Donnons en un exemple : focaliser le débat sur la question des émissions de gaz à effet de serre peut conduire à favoriser l'usage de l'électricité quand elle présente un faible contenu en carbone, dans des applications où son emploi peut conduire à des contre performances en termes de sécurité, d'économie, ou d'environnement local et global.

En effet, la question se pose très différemment pour les opérations qui concernent les économies d'électricité et pour les opérations de substitution de l'électricité à d'autres sources énergétiques. Dans le cas des opérations d'économie d'électricité, on est raisonnablement sûr de satisfaire simultanément aux trois premiers critères que sont la protection des ressources naturelles, la sécurité et la protection de l'environnement. Reste le critère économique et social à examiner au cas par cas.

Il en va autrement pour une substitution ou un usage nouveau de l'électricité dans une application traditionnellement réservée à d'autres sources d'énergie (le transport individuel en voiture électrique par exemple), puisque c'est alors le bilan comparatif sur les quatre critères précédents qu'il faut examiner. En substituant par exemple de l'électricité d'heures creuses de nuit en France à une combustion de gaz naturel, on diminuera les émissions de gaz à effet de serre, mais, vu la part importante de nucléaire dans la fourniture d'électricité d'heures creuses, on augmentera d'autant les risques inhérents au nucléaire (en particulier la masse de déchets).

Il faut donc se préoccuper des conséquences marginales d'une action de substitution aux utilisations actuelles ou de placement nouveau d'électricité en lieu et place d'une énergie conventionnelle, en fonction du parc de production actuel ou prévisible qui servira à alimenter en électricité cette application.

Dans le contexte actuel d'extension constante du marché de l'électricité européen, il n'est plus possible de raisonner en termes de territoires nationaux de production, la France par exemple, puisque les gestionnaires de réseau se fournissent à chaque instant en faisant appel au moyen de production européen le moins cher du moment. C'est donc à partir des caractéristiques de ce parc européen, actuel et prospectif, qu'il convient d'apprécier les gains éventuels d'une pénétration de procédés électriques en lieu et place de procédés traditionnels ou d'économies d'électricité sur l'ensemble des plans déjà cités.

Ces caractéristiques sont brièvement rappelées dans le tableau 1.

Tableau 1 : Répartition par sources de la production d'électricité dans l'Union Européenne

PRODUCTION BRUTE D'ELECTRICITE 2007	TWh	GW
TOTAL	3371	782
Dont : Hydraulique	340,9	140
Dont Pompage	32,1	
Géothermie	5,8	1
Eolien+ solaire	104,3	60
Dont : Thermique	2908,2	582
Dont nucléaire	933,8	133
Dont ex-charbon	1023,4	179
ex-pétrole	116,1	66
ex-gaz	732,3	186
ex-biomasse	102,6	18

Source : Enerdata

2. Les émissions de gaz à effet de serre

La répartition du parc de production appelé pour répondre à une consommation d'électricité est évidemment fondamentale pour mesurer les impacts environnementaux associés à cette consommation, à commencer par les émissions de gaz à effet de serre. Cette répartition s'opère selon un empilement des moyens de production, de la base vers la pointe, déterminé par des critères techniques et par les conditions de marché, sur un réseau interconnecté à l'échelle de la plaque continentale européenne.

Dans une étude commune d'octobre 2007, RTE et l'ADEME ont montré les conséquences de la prise en compte de cet empilement des moyens de production, actuel et prévisible à l'horizon 2020 sur le réseau européen, pour l'évaluation des émissions de CO₂ d'un kWh électrique.

Jusqu'en 2006 en effet, dans une France considérée comme pratiquement fermée au marché de l'électricité, la méthode de calcul des émissions au kWh consistait à définir des contenus saisonnalisés par usage :

- Un régime dit « saisonnalisé », effet de l'adaptation du système électrique aux variations de consommation de chauffage et d'éclairage ;
- Un régime fixe pour les applications qui fonctionnent de façon continue ou pseudo continue.

Le régime « saisonnalisé » dans ce calcul représente environ 20 % de la production, mais 50 % des émissions. Cette méthode des contenus « saisonnalisés » qui reflète la situation de fonctionnement électrique français des années 2000-2004 produit les résultats présentés par le tableau 2 pour le chauffage, l'éclairage, les usages intermittents et enfin les usages en base.

Tableau 2 - Émissions de CO₂ par kWh à partir du parc français : Méthode des contenus saisonnalisés par usage

Application	Chauffage	Eclairage	Usages intermittents	Usages en base
Emissions de CO₂ par kWh	180 grammes	100 grammes	60 grammes	40 grammes

Cette méthode fournit une information sur le contenu moyen en CO₂ de la consommation d'électricité par usage dans les années passées. Elle est en revanche tout à fait inadaptée pour mesurer le contenu en CO₂ associé à de nouvelles conditions. Cette préoccupation a conduit RTE et l'ADEME à proposer une autre méthode dite du « contenu marginal », dans laquelle ils ont également cherché à mieux représenter l'ouverture du marché européen et la montée en puissance des capacités de production renouvelable¹. Chaque incrément de consommation

¹ - La méthode des contenus saisonnalisés ne permet en effet pas de prendre en compte l'aspect aléatoire et saisonnier des ces fournitures qui est indépendant de la saisonnalité des usages.

électrique entraîne une sollicitation supplémentaire de moyen de production marginal. Le calcul affecte donc à cet incrément (positif ou négatif) les émissions engendrées par ce surcroît (ou cette diminution) de production selon la règle « d'ordre de mérite » utilisée par le gestionnaire du réseau RTE² pour se fournir en électricité sur le réseau européen.

Actuellement, les situations dans lesquelles un incrément de consommation électrique fait appel à une augmentation de la production nucléaire représentent 25 % du temps, très majoritairement en creux de nuit et en week-end, ce qu'on appelle la « marginalité nucléaire ». Le reste du temps, ce sont les autres moyens de production qui sont sollicités : le charbon (950 g CO₂/kWh), les cycles combinés à gaz (400 g CO₂/kWh), le fioul (800 g CO₂/kWh). Alors que le contenu moyen en CO₂ du kWh européen est de l'ordre de 380 g, l'ADEME et RTE évaluent ce contenu à 650 grammes en moyenne en période de marginalité non nucléaire.

Cette méthode, beaucoup mieux adaptée à l'évaluation environnementale des conséquences d'actions d'économie ou de substitution d'électricité que la précédente, donne des résultats très différents, comme le montre le tableau 3.

Tableau 3 - Émissions de CO₂/kWh : Méthode des contenus marginaux en Europe

Application	Chauffage	Eclairage	Usages intermittents	Usages en base
Emissions actuelles de CO₂/kWh	500-600 grammes	600-700 grammes	600-700 grammes	450-550 grammes
Emissions prévisionnelles de CO₂/kWh	440 grammes	520 grammes	520 grammes	400 grammes

Cette méthode permet aussi de dessiner l'évolution des émissions en fonction de l'évolution du parc de production européen : c'est ainsi que, sur la base des hypothèses du mix énergétique du bilan prévisionnel européen, l'ADEME et RTE proposent un contenu de 400 grammes par kWh pour les usages de base en 2020 (dernière ligne du tableau).

Ce sont ces valeurs en 2020 que nous utiliserons dans la suite de ce numéro. En effet nous nous y intéressons principalement aux conséquences d'actions d'économie ou de substitution marginales à entreprendre dans les dix ou vingt ans qui viennent, dans un contexte où le marché de l'électricité européen devrait continuer à se généraliser.

3. Les déchets nucléaires

Réciproquement, le contenu en déchets nucléaires au kWh sera plus faible de 30 % environ pour l'éclairage ou les usages intermittents et de 10 % environ pour le chauffage que pour les usages de base.

Si l'on décide par exemple, comme le proposait le rapport Charpin-Dessus-Pellat, de caractériser la question des déchets par l'évaluation des matières nucléaires considérées comme les plus dangereuses, le plutonium et les actinides mineurs, on peut déterminer l'ordre de grandeur des masses de ces déchets au kWh pour différents usages. Le rapport Charpin-Dessus-Pellat propose une valeur de 26,5 kg de transuraniens par TWh pour le parc français actuel³, valeur qui peut servir de base à un calcul européen puisque plus de la moitié de la production nucléaire provient de France. Sur cette base, le kWh européen (qui comporte 28 % de nucléaire), présente un contenu moyen de transuranien de 7,3 µg et les valeurs pour les différents usages apparaissent dans le tableau 4. :

Tableau 4 : Production de transuraniens par kWh : méthode des contenus marginaux en Europe

Application	Chauffage	Eclairage	Usages intermittents	Usages en base
Transuraniens par kWh µg/kWh*	8	7	7	9,2

* Ce tableau tient compte du fait qu'il faut produire environ 1,15 kWh d'électricité pour fournir 1 kWh au client final.

Source : Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire (Charpin Dessus Pellat)

En ce qui concerne la préservation des ressources épuisables et la sécurité de fourniture, une substitution ou un usage nouveau de l'électricité qui engendre un surcroît d'appel au réseau électrique, entraîne des conséquences négatives, modulées selon la durée de cet appel : augmentation des importations d'uranium ou de recours au

2 - Il s'agit de l'empilement des moyens de production selon un coût de production croissant. En France : les renouvelables fatales (vent hydraulique au fil de l'eau) puis le nucléaire, puis le charbon et le gaz puis les turbines de pointe et l'hydraulique de pointe. L'hypothèse sous-jacente à cette méthode est évidemment que les échanges d'électricité entre pays sont parfaitement fluides ce qui devient au fil du temps de plus en plus vrai.

3 - Charpin, Dessus, Pellat « Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire » la documentation française p 153.

charbon pour une application en base, importation de pétrole et risques accrus de défaillance du réseau de transport d'électricité pour une application en pointe.

En contrepoint, une opération d'économie d'électricité est toujours positive sur le plan de la sécurité : économie de combustible, moindre sollicitation du réseau, etc. Il en est de même pour la lutte contre la précarité énergétique qui se développe dans tous les pays européens⁴ et dont la solution passe le plus souvent par des mesures d'isolation thermique et non pas de substitution d'énergie.

4. Les coûts de production et le mécanisme des échanges d'électricité

Enfin, les questions économiques et financières revêtent un caractère très particulier dans le cas de l'électricité du fait qu'on ne sait pas la stocker. Il faut, au niveau européen, produire à chaque instant une puissance électrique juste suffisante pour satisfaire une demande très variable dans le temps et dans l'espace (voir chapitre I). Si l'on n'y parvient pas, le défaut de puissance disponible se traduit par une chute de la fréquence de l'électricité qui peut entraîner l'effondrement du réseau.

4.1 Les moyens de production

Pour cela, on dispose à un moment donné d'une grande variété de moyens de production d'électricité de caractéristiques économiques très diverses :

- Des énergies fatales comme l'hydraulique au « fil de l'eau » ou l'éolien, qui sont produites en fonction des caractéristiques météorologiques, sans liaison aucune avec l'intensité de la demande d'électricité et que les producteurs ont intérêt, quelque soit leur coût réel de production, à écouler en priorité sur le réseau.
- Des énergies comme le nucléaire dont le coût de production est grevé de charges fixes très importantes (amortissement des investissements et frais de personnel) mais de charges variables faibles (dont le combustible uranium) et qu'on aura donc intérêt à réserver à des usages de très longue durée, car leur coût augmente très vite quand leur temps de mobilisation annuelle décroît⁵.
- Des énergies comme le charbon, avec une part de combustible plus élevée dans un coût total encore largement dépendant de frais fixes, avec des coûts qui varient de 40 % environ entre une utilisation en continu et une utilisation 3000 heures par an.
- Le gaz naturel qui fournit une électricité dont le coût total est très sensible au coût du combustible (qui représente selon les filières, 60 à 75 % du coût total)
- Le fioul qui est réservé aux utilisations de courte durée, quelques centaines d'heures par an, tant le poids du combustible est important dans la constitution du coût total.

Globalement, des coûts de production très variables non seulement en fonction des filières, mais aussi des caractéristiques de leur mise en œuvre temporelle qui peuvent conduire à des rapports de coûts de production de 1 à 10 entre l'électricité produite en période creuse (par exemple un week-end d'été) et en période de pointe hivernale (un jour de semaine de grand froid sur l'Europe par exemple).

4.2 La gestion du réseau de transport

Dans la situation actuelle, le gestionnaire du réseau RTE (voir encadré) maintient l'équilibre global et local du réseau électrique français par une combinaison de ces divers moyens dans le cadre du marché européen de l'électricité.

Le réseau de transport d'électricité RTE

Les réseaux d'alimentation électriques ne fonctionnent pas d'eux-mêmes, il faut assurer, en temps réel, la bonne coordination de l'ensemble des acteurs par un organisme nécessairement centralisé.

Cette gestion s'exerce essentiellement sur trois domaines :

- La gestion de l'équilibre offre demande : pour que le réseau fonctionne à une fréquence stabilisée autour de 50 Hz, les groupes de production doivent à chaque instant adapter leur production à la puissance appelée par les consommateurs. Bien qu'une partie de ce réglage s'effectue directement au niveau de la centrale électrique, une autre partie est nécessairement gérée au niveau national par un dispatching national

4 - Un foyer européen sur sept est estimé en danger de pauvreté, le prix de l'électricité a progressé en moyenne de 14 % entre 2005 et 2007, et 60 % des habitations ont été construites avant l'introduction des réglementations thermiques de l'habitat.

5 - Le coût de production du nucléaire est multiplié par 2,5 quand on passe d'une durée d'utilisation annuelle de 8000 heures à une durée de 3000 heures.

- La conduite du réseau : les flux électriques doivent être en partie « dirigés » pour éviter les surcharges sur les lignes et les transformateurs, notamment en cas d'incident. Ce sont les dispatching régionaux (au nombre de 7 en France) qui ont pour charge de répartir les flux d'électricité sur les lignes électriques afin de garantir un niveau de sûreté suffisant du réseau, notamment en vu d'éviter un blackout en cas d'incident sur un ouvrage de transport.
- La gestion du marché de l'électricité : permettre à tous les acteurs (producteurs, consommateurs, traders en énergie...) d'intervenir sur le marché de l'électricité dans des actions d'achat/vente d'électricité ou encore d'achat de capacité de transfert sur les lignes d'interconnexion avec l'étranger, le tout au plus proche du temps réel.

C'est cette fonction de gestionnaire du réseau de transport français qui a été attribuée à RTE par la loi du 10 février 2000.

Le réseau géré par RTE comprend environ 100 000 km de lignes comprenant deux sous-ensembles :

- Les lignes de grand transport à 400 kV, qui acheminent l'électricité à grande distance (sur plusieurs centaines de km). Sur ce réseau sont raccordées les lignes d'interconnexions avec les pays voisins et toutes les centrales nucléaires ;
- Les lignes de répartition régionale, avec trois niveaux principaux de tension : 225, 90 et 63 kV. Ce réseau assure la répartition régionale jusqu'aux réseaux de distribution à moyenne tension (20 kV), ainsi qu'aux grandes industries.

Il comprend également les postes électriques de répartition et de transformation.

RTE est déjà interconnecté avec les 27 pays européens. Dès 2006, RTE et ses homologues, Tennet (Pays-Bas) et Elia (Belgique) ont cherché à améliorer et fluidifier les échanges en reliant efficacement les bourses électriques des trois pays, pour éviter les goulets d'étranglement qui limitent les transactions. Cette action est complétée, depuis début 2009, par le lancement d'un centre de coordination commun entre RTE et Elia, pour renforcer la sécurité électrique du centre-ouest de l'Europe.

Dans l'Union Européenne, la libéralisation du marché de l'électricité s'est traduite, non seulement par la séparation au sein d'entités distinctes des fonctions de production et de transport d'électricité, mais aussi par la création de bourses d'électricité qui permettent à chaque instant de confronter les offres et les demandes de producteurs et acheteurs d'électricité en gros à échéance de 24 heures. En France c'est Powernext qui permet ces négociations.

La bourse de l'électricité POWERNEXT

Powernext est une bourse européenne d'électricité basée à Paris. Créée en juillet 2001 avec l'ouverture du marché de l'électricité en Europe, elle compte sur un réseau de plus de 75 membres européens tels que des producteurs d'énergie (EDF, RWE, Electrabel, Endesa, Gaz de France, etc.), fournisseurs, distributeurs, utilisateurs finals, banques, courtiers et traders.

Powernext offre à la négociation entre producteurs d'électricité et opérateurs de distribution d'électricité des contrats horaires standardisés accessibles aux producteurs français et aux acteurs étrangers.

Les membres y peuvent négocier, la veille pour le lendemain, des contrats horaires standardisés.

En France, la livraison physique de l'électricité est placée sous la responsabilité de RTE.

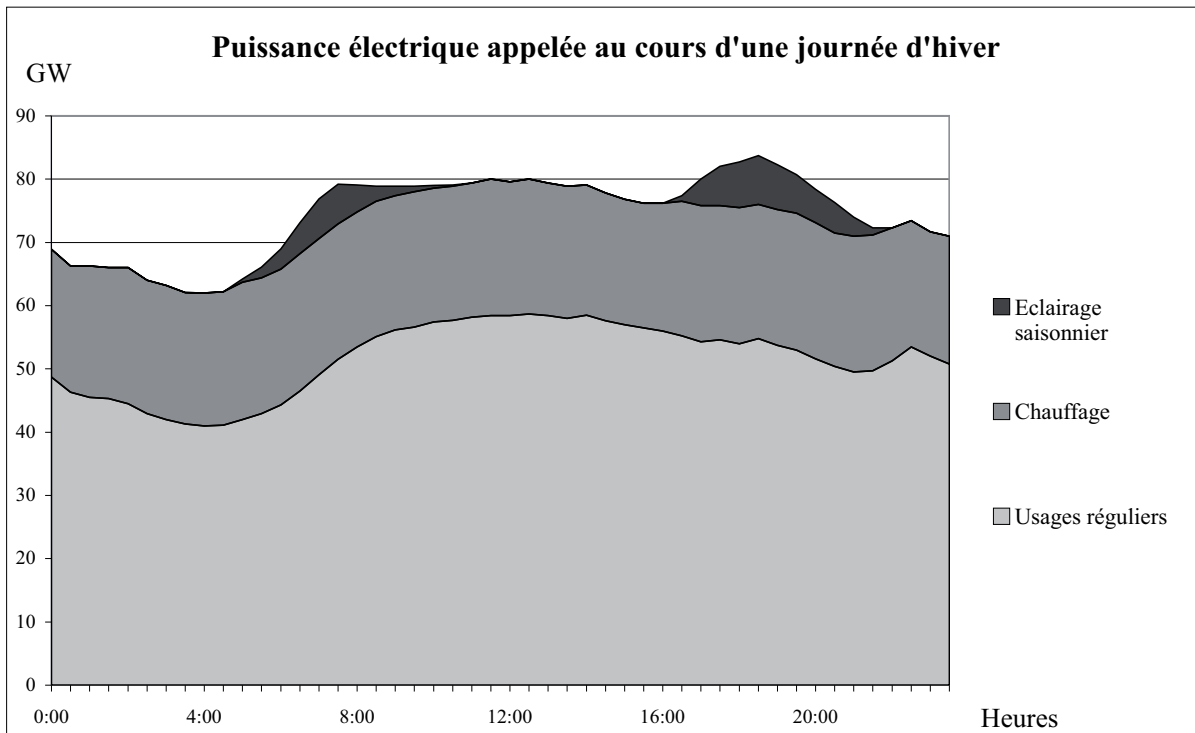
Ces caractéristiques de coût variables différencient fortement l'électricité de sources d'énergie comme le charbon, le pétrole, le gaz ou le bois, dont les coûts ne dépendent pratiquement pas des caractéristiques temporelles de la demande puisque ces combustibles sont tous plus ou moins aisément stockables.

4.3 Le dimensionnement du réseau de transports et de distribution

Le dimensionnement du réseau est déterminé par la puissance instantanée à acheminer aux clients finaux à chaque instant. C'est le cas bien entendu pour les échanges internationaux d'énergie haute tension mais aussi au niveau régional ou local où le réseau doit pouvoir accepter à tout moment les surconsommations journalières ou saisonnières qu'entraînent les demandes des clients finaux.

On peut prendre conscience de l'ampleur de cette contrainte et des coûts économiques pour le réseau que cela entraîne en examinant le graphique ci-dessous qui décrit grossièrement l'appel de puissance au cours de 24 heures un jour d'hiver.

Figure 1 : Profil d'appel de puissance électrique un jour d'hiver en France



Source RTE

La bande inférieure du graphique regroupe un ensemble d'usages réguliers d'électricité quelle que soit la saison, avec un creux de puissance vers 4 heures du matin autour de 40 GW. La bande intermédiaire représente la puissance appelée sur le réseau par le chauffage électrique un jour d'hiver, de l'ordre de 20 GW ce jour là, qui se présente comme un ruban quasi constant au cours des 24 heures. Au jour le plus froid de 2009 (le 7 janvier) l'épaisseur de ce ruban atteignait 34 GW. S'y ajoutent deux pointes d'hiver qui tiennent principalement aux nécessités supplémentaires d'éclairage engendrées par la nuit, autour de 7 à 9 heures et surtout de 19 à 22 heures. On voit sur cet exemple que le seul chauffage électrique qui ne représente que moins de 15 % des besoins d'énergie électriques annuels exige de surdimensionner globalement le réseau électrique pour lui permettre d'acheminer de l'ordre de 35 GW supplémentaires (70 % de plus), avec les conséquences locales que cela peut entraîner selon les régions en termes d'investissement et d'entretien du réseau.

Les comparaisons économiques entre situation initiale et finale à la suite d'une opération d'économie ou de substitution d'électricité ne peuvent donc pas faire l'impasse sur la durée moyenne annuelle du recours à l'application envisagée. Il faudra apprécier les gains économiques éventuels engendrés par l'économie ou la substitution de combustibles en tenant compte non seulement de leurs coûts et éventuellement de l'évolution de ceux-ci, mais aussi des caractéristiques de coût de l'électricité pour l'usage envisagé.

Les producteurs d'électricité répercutent en général ces coûts dans leurs tarifs en les modulant selon les périodes d'utilisation. Bien que les tarifs réglementés, qui peuvent intégrer d'autres considérations pour orienter la consommation, ne reflètent que partiellement cette saisonnalité des coûts de production, le tableau ci-dessous en propose un exemple dans le domaine de l'industrie pour une entreprise souscrivant un abonnement de 1 MW de puissance et consommant de l'ordre de 3000 MWh/an :

Tableau 5 : Tarif EDF 2007 « moyenne utilisation » pour un industriel souscrivant un abonnement de puissance inférieure à 10 MW.

Abonnement annuel, en € /kW	40,6
Prix de 1 MWh selon la période	
Heures de pointe	142
Heures pleines d'hiver	73
Heures creuses d'hiver	47
Heures pleines d'été	32,3
Heures creuses d'été	27

Source EDF

En regard de ces chiffres on constate que les tarifs de gaz naturel proposés par Gaz de France pour des industriels consommant environ 1 000 MWh par an ou 100 000 MWh par an sont beaucoup moins fluctuants, comme l'indique le tableau 6.

Tableau 6 : Tarif GDF 2007 pour des industriels souscrivant un abonnement pour des consommations annuelles de l'ordre de 1 000 et 100 000 MWh/an de gaz naturel.

Industriel consommant	1000 MWh/an	100 000 MWh/an
Abonnement annuel, en €	756	6907
Prix de 1MWh selon la période		
Hiver	34,4	25,2
Été	29	22,2

Source GDF

On voit que les écarts de tarifs entre l'hiver et l'été, sont bien moindres pour le gaz naturel (<20%) que ceux constatés pour l'électricité (420 %), bien qu'il s'agisse comme pour l'électricité d'une énergie de réseau.

5. Et la technologie ?

Au-delà de 2020, la situation peut évoluer sous l'influence de plusieurs paramètres : décarbonisation croissante du parc électrique européen, pénétration plus complète des procédés économes, arrivée à maturité de ruptures technologiques dans les procédés.

En ce qui concerne le premier point, on peut envisager une réduction de la part d'origine thermique dans le parc européen, actuellement de 69 %, grâce à la pénétration des énergies électriques renouvelables (et éventuellement du nucléaire). Mais il faut bien prendre conscience du fait que le taux de cette pénétration dépendra au moins autant de la rigueur du contrôle de la demande électrique européenne que des efforts accordés aux énergies électriques non carbonées. On retrouve d'ailleurs là une contradiction de fond entre l'accroissement des efforts de substitution par de l'électricité dans des applications traditionnellement réservées aux combustibles fossiles et la volonté de réduire la part d'électricité carbonée dans le parc européen et donc les émissions au kWh de ce parc.

La pénétration plus complète de procédés économes en énergie électrique ou de procédés innovants économes en électricité) échappe à cette critique et contribue au contraire, par la détente qu'elle apporte en terme de demande électrique, à l'efficacité de pénétration de l'électricité non carbonée dans le mix électrique européen.

Les procédés en rupture les plus porteurs à terme concernent essentiellement la sidérurgie. Dans ce domaine qui reste dominé par l'usage de combustibles fossiles, les projets de R&D abondent : recyclage des gaz de gueulard après décarbonatation, capture et stockage du CO₂, qui ne concernent pas l'électricité. Certaines autres, plus radicales comme le recours à l'hydrogène pour réduire l'oxyde de fer, ou l'électrolyse, porteuses d'économie importantes de combustibles fossiles supposent le recours à l'électricité. Les quantités d'énergie primaire et de CO₂ réellement économisées dépendront à la fois de l'efficacité de ces procédés, du rendement moyen de production et du taux de décarbonisation du parc européen de production d'électricité au moment de leur usage.

GROS PLAN

Les réseaux intelligents ou smart grids

Michel Labrousse

L'objet d'un réseau électrique est de desservir des consommateurs à partir de sources de production. Un réseau électrique dit « intelligent » (traduction de « smart grid ») assure cette fonction en tenant compte de critères de production (quantité d'énergie disponible, limite des émissions de gaz à effet de serre, production fatale des consommateurs, etc.), de consommation (diminution de la facture énergétique), de transport et de distribution (fiabilité du service, autoréparation, optimisation des coûts et des investissements, etc.).

Un réseau « intelligent » est interactif, cette fonction est rendue possible par la mise en place de dispositifs qui permettent à tout instant de recueillir des données, communiquer des informations et intervenir en différents points du réseau. Ces dispositifs sont des compteurs, capteurs, transmetteurs et tout système permettant d'agir sur les paramètres, implantés aux différents nœuds du réseau de transport et de distribution. En particulier à la porte du consommateur alors équipé d'une « energy box » ou « compteur communicant ». Les informations sont échangées par courant porteur en ligne (CPL), technologie mise en œuvre par ERDF aujourd'hui, ou par Internet dans le futur.

L'objectif immédiat d'un réseau intelligent est d'assurer l'équilibre entre production et consommation, en ajustant en temps réel des moyens de production de natures diverses (nucléaire, thermique classique, éolien, etc.), et dont la capacité à moduler la charge est très variable, à une consommation qui agrège des usages divers (thermiques, spécifiques) dans des secteurs très différents (industrie, bâtiments, transports¹, etc.). Dans cette première phase, l'action sur la demande est marginale, elle consiste à déplacer éventuellement le pic de consommation par délestage, en lissant la courbe de charge pour soulager la modulation assurée par l'offre.

En France, cette phase démarre par l'installation de nouveaux compteurs communicants dénommés « Linky » à partir de mars 2010 par ERDF en Indre et Loire et dans l'agglomération lyonnaise. Les informations sont dirigées vers un concentrateur qui les traite et les transmet au système d'information central. L'objectif est de diminuer les coûts de gestion, en évitant notamment le passage du releveur de compteurs, de donner aux clients la possibilité de suivre leur

consommation et aux fournisseurs celle de construire des offres mieux adaptées, d'éviter les fraudes et de mieux maîtriser les pointes de consommation. Ce système facilitera l'installation de capteurs photovoltaïques par l'utilisation d'un compteur qui enregistre à la fois des index de production et de consommation.

A moyen et long terme (2020 puis 2050) les perspectives offertes par le développement des réseaux intelligents sont prometteuses, elles dépendent de choix stratégiques concernant les paramètres qui caractérisent les futurs réseaux intelligents. Une « feuille de route » intégrant les énergies renouvelables dans les réseaux intelligents, établie par l'ADEME, présente ces options futures qui se résument de la manière suivante :

Le premier paramètre stratégique est le niveau d'intelligence du réseau. On peut se limiter à l'amélioration des réseaux de transport et de distribution équipés de dispositifs de télé-contrôle et d'automatisation améliorant la conduite de ces réseaux. On peut aussi aller plus loin en gérant la production et la charge, en développant de nouveaux services proposés par les fournisseurs d'électricité destinés au gestionnaire de réseau, notamment la hausse des capacités de réseau, et au consommateur final qui pourrait alors bénéficier d'offres de services et de systèmes de tarification induisant des actions de maîtrise de l'énergie et d'utilisation des énergies renouvelables.

Le deuxième paramètre est le degré de décentralisation du système et des réseaux électriques. Il se réfère au nombre de sites de production mais aussi à la forme et la nature des interactions qu'entretiendra le réseau de transport avec le ou les réseaux de distribution. Sont directement concernés l'architecture des réseaux et la nature des acteurs qui interviendront.

Le troisième et dernier critère concerne les choix du mode de régulation et le jeu des acteurs. Un premier modèle, très ouvert, serait du type « Internet », fondé sur la démultiplication du nombre d'acteurs (fournisseurs, producteurs, « agrégateurs », consommateurs finaux, susceptible d'intervenir aussi en tant que producteurs, offreurs de services). Chaque site de production, de consommation, de stockage, de transformation, est considéré comme un nœud du réseau et peut agir directement ou indirectement à travers un « agrégateur » selon un protocole défini et partagé par tous. Les relations entre les différents acteurs du système sont alors gérées par le marché. L'autre modèle est dénommé « régulation éclairée », le nombre d'ac-

1 - L'introduction massive de véhicules électriques induira des appels de puissance considérables : + 10 % sur la pointe pour 2 millions de véhicules, alors que l'augmentation de consommation d'électricité ne dépasserait pas 1 %.

teurs est plus limité et surtout leurs interventions sont encadrées par un système de régulation stricte mais compatible avec le degré d'intelligence des réseaux, le niveau de décentralisation, le développement d'offre de services, notamment en matière de maîtrise de la demande d'électricité, l'émergence de nouveaux opérateurs, etc. Les relations entre les différents acteurs sont régies par des mécanismes de marché mais dont la flexibilité est néanmoins limitée (prix planchers et plafonds, contrats). Ce modèle permet de mieux prendre en compte la dimension sociale que dans le modèle « Internet ».

En combinant ces trois paramètres on construit des visions contrastées à l'horizon 2020. La première est fondée sur la flexibilité de la demande et le stockage adossé à de grandes unités de production intermittente (solaire et éolien). Le réseau reste centralisé, le stockage diffus reste limité, le stockage de masse, par la grande hydraulique, est important et facilite le pilotage du grand éolien. La seconde vision fait également référence à la flexibilité de la demande mais elle suppose un réseau à l'architecture nettement décentralisée, avec la multiplication de producteurs ayant

le choix entre l'injection de leur production dans le réseau ou la revente à des agrégateurs qui offrent des services aux réseaux, auxquels sont adossés des systèmes de stockage permettant de gérer l'intermittence.

Les visions à l'horizon 2050 s'inscrivent dans le prolongement des visions 2020 car les engagements financiers ne sauraient être remis en cause. Les évolutions majeures porteraient sur les options contrastées en matière de régulation (« Internet » ou « éclairée ») et sur l'adaptation à l'environnement des réseaux (bâtiments à énergie positive et recharge des véhicules électriques). Une vision de long terme marquant le plus de rupture avec la situation actuelle imposerait une évolution de l'architecture des réseaux en faveur d'une forte décentralisation qui prendrait alors la forme de « clusters énergétiques » reliés, pour des raisons de sécurité à un réseau de transport centralisé. La gestion de la demande se ferait à l'échelle de ces clusters, l'arbitrage entre maîtrise de la demande d'électricité et production décentralisée d'une part et recours au système de transport d'autre part se faisant sur la base d'une optimisation économique, intégrant un prix du carbone.