



ÉDITION
09

BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

ÉDITION
2009

SYNTHÈSE	6
1 INTRODUCTION	17
1.1 Cadre du Bilan Prévisionnel	18
1.2 Objectif et méthode	18
1.2.1 Objectif	18
1.2.2 Limites	18
1.2.3 Méthode	19
1.2.4 Nouveautés	19
1.3 Avertissements	20
1.3.1 Validité des hypothèses	20
1.3.2 Confidentialité	20
2 PRÉVISIONS DE CONSOMMATION	21
2.1 Les tendances passées	22
2.1.1 L'inflexion de la croissance de la consommation	22
2.1.2 La croissance de la consommation des années récentes	23
2.1.3 Évolutions sectorielles des consommations	24
2.2 Le contexte de la politique énergétique	25
2.2.1 Des objectifs ambitieux au niveau européen	25
2.2.2 Au niveau français, le Grenelle de l'environnement	26
2.3 Construction des prévisions	27
2.3.1 Les déterminants de la demande	27
2.3.2 Les hypothèses principales du scénario « Référence »	28
2.3.3 Les autres scénarios retenus	28
2.4 Les prévisions globales en énergie	29
2.5 Impact de la Maîtrise de la Demande d'Énergie	31
2.6 Comparaison par rapport au précédent Bilan Prévisionnel publié en 2007 et à son actualisation publiée en 2008	34
2.7 Comparaison avec des scénarios autres que le Bilan Prévisionnel	36
2.7.1 Les différentes approches	36
2.7.2 Le périmètre étudié	37
2.7.3 Exemple de comparaison	37
2.8 Comparaison avec d'autres pays européens	38
3 PRÉVISIONS DE CONSOMMATION EN PUISSANCE	41
3.1 Les variations de la consommation d'électricité au fil du temps	42
3.1.1 Les variations structurelles	42
3.1.2 La sensibilité à la température extérieure	44
3.1.3 Caractérisation de la pointe	46
3.2 Les effacements de consommation	47
3.3 Les perspectives d'évolution de la courbe de charge	49
3.3.1 La disparition de l'incandescence, déjà amorcée	50
3.3.2 L'usage chauffage et les pompes à chaleur	51
3.3.3 La charge des véhicules électriques	52
3.3.4 Les évolutions de la courbe de charge globale	53
3.4 Prévisions des puissances de pointe	54
3.5 Comparaison avec d'autres pays européens	56
4 OFFRE DE PRODUCTION	57
4.1 Vue d'ensemble du parc actuel	58
4.2 Production nucléaire	58
4.2.1 Le parc actuel	58
4.2.2 Les développements annoncés	59
4.3 Production thermique classique centralisée	60
4.3.1 Le parc actuel	60
4.3.2 Les exigences environnementales	60
4.3.3 L'avenir des groupes existants	62
4.3.4 Les projets de développement de nouveaux moyens	63
4.4 Production thermique classique décentralisée	64
4.4.1 Vue d'ensemble	64
4.4.2 Les installations de cogénération	65
4.4.3 Les installations thermiques fonctionnant avec des énergies renouvelables	65
4.5 Production hydraulique	66
4.5.1 L'équipement existant	67

4.5.2	Le contexte réglementaire	67
4.5.3	Les perspectives	67
4.6	Production éolienne	68
4.6.1	Le parc actuel	68
4.6.2	Le contexte et les perspectives de développement	69
4.7	Production photovoltaïque	70
4.7.1	Le parc actuel	70
4.7.2	Le contexte et les perspectives de développement	71
4.8	Synthèse des scénarios d'offre de production	73
5	ÉCHANGES AVEC LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES VOISINS	75
5.1	Principes de fonctionnement du parc de production européen	76
5.2	Utilisation commerciale des interconnexions françaises	78
5.2.1	Le solde annuel français est historiquement exportateur mais orienté à la baisse	78
5.2.2	Le solde français atteint très rarement la capacité maximale d'exportation	79
5.2.3	Le renforcement des interconnexions est nécessaire	81
5.3	Contributions des échanges à la sécurité d'approvisionnement en France	83
5.3.1	Quelques exemples de situations tendues en France	83
5.3.2	Prévision des échanges pour le Bilan Prévisionnel français	85
5.3.3	Marges d'exploitation dans les pays voisins	85
6	ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À MOYEN TERME	89
6.1	Objectif et méthode	90
6.1.1	Une approche probabiliste	90
6.1.2	Méthode et critères d'évaluation du risque de défaillance	91
6.2	Analyse du scénario le plus probable	92
6.2.1	Évaluation du risque de défaillance	93
6.2.2	Bilans énergétiques	94
6.3	Analyse de variantes sur l'offre et sur la demande	95
6.3.1	Sensibilité à une offre minimale de production	96
6.3.2	Sensibilité à une croissance plus forte de la demande	97
6.3.3	Sensibilité à une politique de MDE renforcée	99
7	ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À LONG TERME	103
7.1	Objet et modalités d'exploration de l'horizon long terme	104
7.2	Vision « Centrale » - horizons long terme	105
7.3	Sensibilités à l'offre et à la demande	108
7.3.1	Présentation des variantes étudiées	108
7.3.2	Analyse des résultats	110
8	ÉQUILIBRES OFFRE-DEMANDE RÉGIONAUX	113
8.1	Région Provence – Alpes – Côte d'Azur (PACA)	115
8.1.1	La consommation d'électricité en région PACA aujourd'hui	115
8.1.2	La production d'électricité en région PACA aujourd'hui	116
8.1.3	Le réseau actuel et les risques sur la sécurité d'approvisionnement	116
8.1.4	Les perspectives d'évolution sur l'ensemble de la région PACA à l'horizon 2015	117
8.1.5	Perspectives sur l'Est de la région PACA jusqu'à 2025 et au-delà	119
8.1.6	Conclusion	122
8.2.	Région Ouest	123
8.2.1	La consommation d'électricité	123
8.2.2	La production	124
8.2.3	Le réseau de transport d'électricité	125
8.2.4	La sécurité d'approvisionnement	126
8.2.5	Conclusion	130
9	CONCLUSION	131
A1	ANALYSE SECTORIELLE DES CONSOMMATIONS EN ÉNERGIE	138
A2	ANALYSE DE L'EFFET DES MESURES DE MDE	148
A3	PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE	158
A4	MÉTHODE DE SIMULATION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE	162
A5	ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À LONG TERME	165



LE BILAN PRÉVISIONNEL : UNE MISSION ASSURÉE PAR RTE CONFORMÉMENT À LA LOI

Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi du 10 février 2000, RTE établit périodiquement sous l'égide des pouvoirs publics un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France.

Le Bilan Prévisionnel constitue l'un des éléments sur lesquels s'appuient le ministre en charge de l'énergie et, de manière plus générale, les pouvoirs publics, pour établir la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production (PPI), instituée par la loi précitée.

Le Bilan Prévisionnel relève d'une problématique de sécurité d'approvisionnement électrique : il a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la consommation d'électricité et l'offre de production disponible pour la satisfaire sur le territoire de la France continentale, sur un horizon d'une quinzaine d'années. Il permet d'identifier les besoins en puissance de production pour couvrir les pointes de

consommation. Les choix des filières de production à développer, qui relèvent d'enjeux économiques et écologiques, n'entrent pas directement dans le champ du Bilan Prévisionnel, mais appartiennent aux autres acteurs du système électrique, et de manière plus globale, aux orientations définies par la PPI.

Le Bilan Prévisionnel publié par RTE est mis en ligne sur son site internet. Ainsi accessible à tous, il est un outil de transparence qui contribue à enrichir le débat sur l'énergie.

Ce document constitue le quatrième Bilan Prévisionnel publié par RTE, après ceux de 2003, 2005 et 2007. RTE effectue une actualisation partielle chaque année pour tenir compte de l'évolution de l'offre de production, dont la dernière édition a été publiée en 2008.

L'édition 2009 du Bilan Prévisionnel porte jusqu'à l'horizon 2025.

UNE CROISSANCE PLUS MODÉRÉE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

En moyenne sur la période 2001-2007, les consommations corrigées ont connu une croissance d'environ 1,4 % par an. En 2008, année marquée par le début de la crise économique, la consommation d'électricité a augmenté tout de même de plus de 1 %. Cette croissance est portée par les consommations de la petite industrie, des secteurs tertiaire et résidentiel : dans ces secteurs, la progression de la consommation d'électricité est supérieure à 2 % par an en moyenne depuis 2001. Au contraire, en dix ans (1997-2007), la consommation de la grande industrie a baissé de 4 TWh. La crise économique actuelle aggrave cette tendance, et le niveau de consommation industrielle d'avant crise ne sera pas rattrapé avant plusieurs années.

• Les déterminants de l'évolution de la consommation sont confortés

La démographie reste le premier facteur de croissance de la consommation. Dans le secteur résidentiel, la consommation est tirée par le nombre de ménages, et donc de logements, qui croît plus vite que la population. Dans le secteur tertiaire, la croissance des surfaces occupées se traduit par un développement des usages spécifiques de l'électricité.

Le prix de l'électricité apparaît aujourd'hui relativement stable et attractif, avec des tarifs d'électricité réglementés dans un contexte où les prix des autres énergies (fioul et gaz) sont très volatils. C'est aussi

un facteur de croissance de l'électricité lorsqu'elle est en concurrence.

Le développement d'usages nouveaux de l'électricité, notamment de loisir (équipements de confort, informatique et jeux, VMC, etc.), participe également d'une tendance haussière.

À l'inverse, les efforts d'efficacité énergétique se concrétisent et s'amplifient. L'Union européenne s'est fixé des objectifs ambitieux d'amélioration de l'efficacité énergétique. Le paquet « Énergie Climat » ainsi que la directive « EuP » sur l'éco-conception permettront d'appliquer des mesures apportant des améliorations dans l'efficacité énergétique. Au niveau français, le Grenelle de l'environnement fixe des objectifs volontaires et propose un cadre d'action et des mesures destinés à améliorer la performance énergétique. Ce durcissement des normes (fin de l'éclairage par incandescence, extension de l'étiquette énergie à de nouveaux produits, etc.) dans le résidentiel et le tertiaire se conjugue à une évolution sensible des mentalités et comportements des particuliers et des agents économiques.

Ces déterminants – démographie, volatilité des prix des hydrocarbures, prise de conscience de nécessaires économies d'énergies – ne sont pas remis en cause par le contexte de crise économique.

• Des transferts de consommation des énergies fossiles vers l'électricité

La perception d'une relative stabilité des prix de l'électricité combinée au soutien des pouvoirs publics à l'acquisition d'équipements économes en énergie conduit à des transferts d'énergie fioul ou gaz vers des pompes à chaleur dans les logements anciens. Dans les logements neufs, le taux de pénétration du chauffage électrique, toutes technologies confondues, est de l'ordre de 70 % depuis trois ans.

D'une façon générale, en questionnant le choix pour chaque usage du meilleur dispositif et de la meilleure énergie, les mesures d'efficacité énergétique peuvent conduire à des substitutions entre combustibles. Le Grenelle de l'environnement préconise le développement des transports ferrés, voyageurs ou fret, en substitution de véhicules thermiques. Constructeurs,

gestionnaires d'infrastructures et pouvoirs publics travaillent aujourd'hui à l'émergence d'une offre de véhicules électriques.

• Dans ce contexte, RTE évalue la croissance de la consommation d'électricité du scénario de référence à +0,9 % par an sur la période 2008 - 2015 puis + 0,8 % sur la décennie suivante

Ce scénario conduit à une consommation annuelle en énergie de 516 TWh en 2015, 535 TWh en 2020 et 559 TWh en 2025 en France continentale. Dans ce scénario, dit « Référence », la croissance de la consommation dans l'industrie suit un rythme modéré de 0,7 % par an. Le secteur tertiaire, avec un taux annuel moyen de 1,1 % jusqu'en 2020 puis 0,6 % ensuite, constitue un des moteurs de la croissance des consommations d'électricité. Quant au secteur résidentiel, dont le rythme de croissance est encore fort actuellement, les orientations du Grenelle de l'environnement sont supposées l'infléchir, ramenant le taux annuel moyen à 1,3 % jusqu'en 2020, et 0,8 % au-delà.

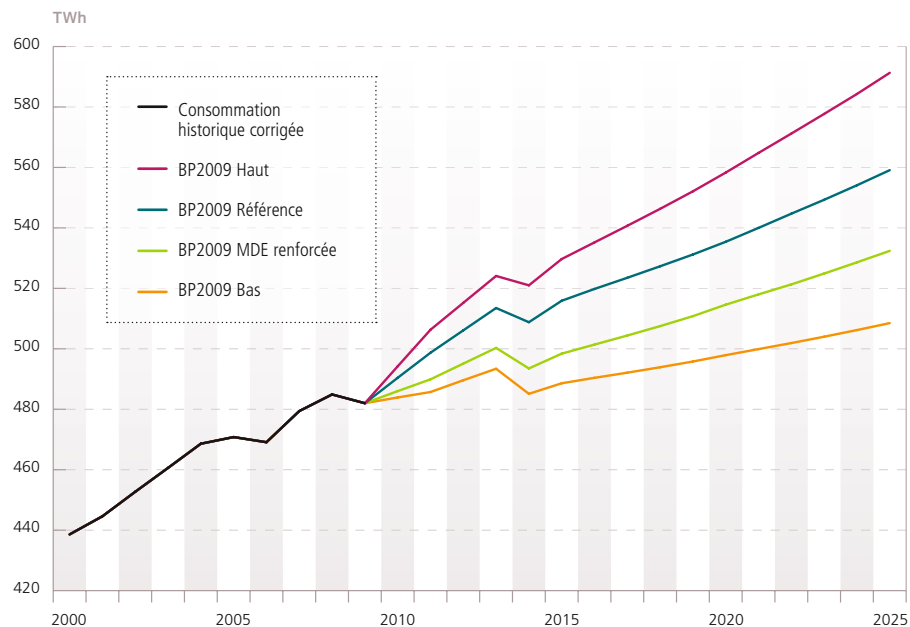
Trois autres scénarios encadrent la demande du scénario « Référence » à l'horizon 2025 :

- un scénario « Haut », dans lequel on retient une démographie plus forte et une maîtrise de la demande moins soutenue, qui conduit à 530 TWh en 2015, 558 TWh en 2020 et 591 TWh en 2025.
- un scénario « MDE renforcée » qui se distingue du scénario « Référence » uniquement par une accélération, au travers des lois Grenelle et des directives européennes, de la maîtrise de la demande globale d'énergie et qui conduit à 498 TWh en 2015, 515 TWh en 2020 et 532 TWh en 2025.
- un scénario « Bas », cumulant les effets d'une croissance faible et d'une démographique basse, qui conduit à 489 TWh en 2015, 498 TWh en 2020 et 509 TWh en 2025.

Tous les scénarios de prévisions prennent en compte à des degrés divers d'efficacité des dispositions de la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) avec différentes modalités de traduction concrète des mesures proposées dans les deux projets de loi Grenelle. En première approche, RTE estime que l'effet des mesures de MDE prises en compte dans le scénario « Réfé-

rence » se traduit par une consommation évitée de 68 TWh à l'horizon 2025. Le scénario « MDE renforcée » permet d'éviter 33 TWh supplémentaires portant

essentiellement sur les usages chauffage, climatisation, éclairage et sur les équipements des ménages (électroménager, informatique et audiovisuel).



Par rapport au Bilan Prévisionnel 2007, la consommation annuelle n'a que légèrement été révisée à la hausse. En revanche, la structure de cette consom-

mation a évolué avec un dynamisme des secteurs résidentiel et tertiaire et une atonie de la consommation industrielle.

LA PUISSANCE APPELÉE LORS DES VAGUES DE FROID CONNAÎT UNE CROISSANCE RAPIDE

• En hiver, un rééquilibrage des pointes du matin et du soir

L'évolution des modes de chauffage, avec la forte percée des pompes à chaleur au détriment notamment du fioul, et des technologies d'éclairage visant en particulier une plus grande efficacité énergétique entraîne une lente déformation de la courbe de charge au cours des quinze années à venir :

- La croissance relativement faible des consommations dans la grande industrie freine la croissance des puissances appelées, tant en heures pleines qu'en heures creuses.
- La hausse des consommations des usages spécifiques de l'électricité contribue à renforcer l'amplitude des écarts entre les creux et les pointes de puissance.
- Le développement du chauffage électrique, redevenu conséquent, accentue les pointes de consommation lors des vagues de froid et contribue à accentuer la pointe matinale.

- La réduction de consommation de l'éclairage va avoir pour effet de diminuer les puissances appelées, en matinée et surtout en soirée.

Ces deux dernières évolutions font notamment que les pointes de puissance du matin, actuellement inférieures aux pointes du soir en hiver, sont susceptibles de leur devenir supérieures à moyen/long terme.

• Le développement du chauffage électrique, notamment des pompes à chaleur, va augmenter la sensibilité de la consommation aux températures froides

La sensibilité à la température de la consommation d'électricité atteint aujourd'hui 2 100 MW/°C à certaines heures de la journée. (Elle était de moins de 1 500 MW/°C il y a quelques années.)

On souligne plus haut les conditions favorables au développement du chauffage électrique, tout particulièrement des pompes à chaleur (PAC). Bien qu'efficaces en termes de consommation globale d'énergie primaire, les pompes à chaleur consomment d'autant plus d'électricité que les températures sont froides. En période de grand froid, une maison ancienne, relativement mal isolée et équipée d'une pompe à chaleur peut ainsi représenter aujourd'hui un appel de puissance comparable à un logement typique chauffé avec des convecteurs à effet Joule. L'amélioration de l'isolation des logements, qui doit rester la priorité, et des performances des pompes à chaleur sous l'effet du progrès technologique, peuvent amener à relativiser cet effet à l'avenir.

On peut également supposer que les pompes à chaleur seront installées dans l'habitat ancien en conservant toujours les chaudières existantes en relève ; et que celles-ci seront maintenues ou, plus généralement, que des solutions de chauffage bi-énergie dans ces logements seront encouragées

et pérennisées. En effet, lors des jours très froids, la présence d'un appoint fioul ou bois peut permettre l'effacement de la pompe à chaleur. À l'échelle du pays, cela équivaut à un effacement de puissance de 1,5 GW sur l'hiver 2012-2013 et de 2,8 GW sur l'hiver 2019-2020, dans le scénario « Référence ». Dans cette hypothèse, la sensibilité à la température de la consommation d'électricité ne croîtrait que modérément pour atteindre 2 500 MW/°C en 2025.

• **En conséquence, la pointe « à une chance sur dix » croît très rapidement**

La pointe « à une chance sur dix » associée au scénario « Référence » devrait atteindre 104 GW en 2015 et 108 GW en 2020, avant activation des effacements. Par rapport au Bilan Prévisionnel 2007 et à l'actualisation 2008, les différences d'évolution en structure de la consommation induisent des écarts de puissance de plus de 3 GW à ces horizons alors que les prévisions en énergie sont très proches.

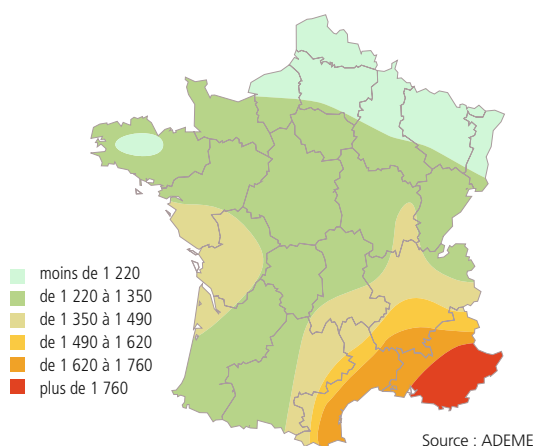
UNE OFFRE DE PRODUCTION TOUJOURS DYNAMIQUE

• **Les projets de production restent nombreux, notamment d'énergies renouvelables**

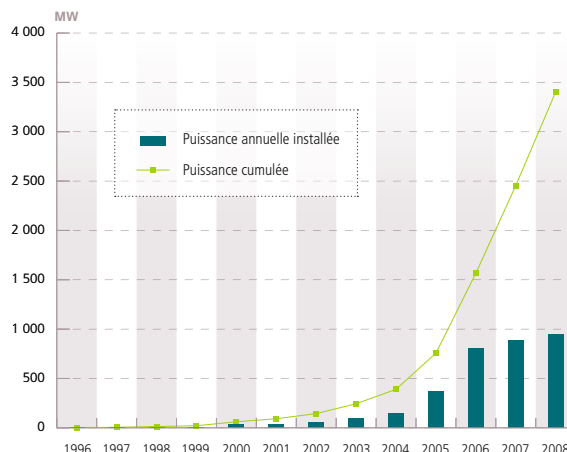
S'agissant de l'offre de production à moyen terme, la dynamique de construction de centrales présentée dans la précédente édition du Bilan Prévisionnel s'est maintenue en 2007 et 2008.

L'événement marquant est le décollage du photovoltaïque, qui peut atteindre l'objectif fixé lors du Grenelle de l'environnement de 5,4 GW en 2020 si le contexte aujourd'hui porteur perdure. Le rythme de croissance de la filière éolienne semble devoir se maintenir en moyenne à près de 1 GW de nouvelle puissance installée chaque année. La biomasse se

Gisement solaire (kWh/m²/an)



Évolution de la puissance éolienne (MW)



développe au rythme des appels d'offres gouvernementaux. La production hydroélectrique devrait connaître une relative stabilité, quelques nouveaux équipements compensant des pertes de productible, liées notamment à l'accroissement des débits réservés.

Par ailleurs, des propositions de raccordement pour près de 23 GW de projets de centrales thermiques classiques, principalement des cycles combinés gaz (CCG) ont été acceptées par leurs promoteurs.

Cela marque une intense prospection de la part des producteurs, sans pouvoir préjuger de la manière dont ces projets se concrétiseront. Tous n'ont en effet pas vocation à être poursuivis et le contexte actuel de crise financière peut inciter des porteurs de projets concurrents à marquer une pause.

Il convient de rappeler que l'accueil de ces nouveaux moyens de production, quelle que soit la filière énergétique retenue, nécessite un développement majeur du réseau de transport d'électricité sur le territoire métropolitain, et une prise de conscience collective des enjeux de sécurité d'approvisionnement qui s'y attachent.

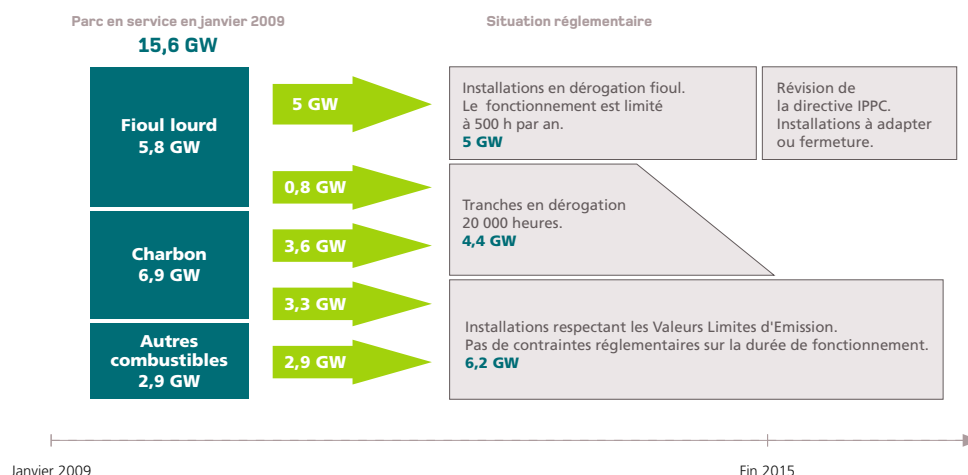
• **D'ici 2015, la mise en service des cycles combinés gaz en construction et du réacteur nucléaire EPR de Flamanville équivaut en puissance installée à l'arrêt prévu d'une partie des centrales au charbon et à l'érosion probable du parc de cogénération**

Concernant le nucléaire, la mise en service prévue en 2012 du réacteur de type EPR à Flamanville appor-

tera une puissance de 1 600 MW au parc actuel. La construction d'un second réacteur de type EPR a été annoncée par les pouvoirs publics : son raccordement au réseau est envisagé en 2017.

Concernant le parc thermique classique centralisé, les dix cycles combinés à gaz, dont la mise en service avait été considérée comme probable dans l'actualisation du Bilan Prévisionnel de juillet 2008, sont à un stade plus ou moins avancé de construction et représentent un total d'environ 4 300 MW. Leur mise en service devrait s'échelonner entre 2009 et 2012. D'autres projets portent sur des turbines à combustion (TAC), pour une puissance cumulée de 550 MW, avec des mises en service prévues pour 2009 et 2010. Enfin, plusieurs projets concernent des groupes de production au charbon de taille unitaire voisine de 800 MW, mais leur réalisation d'ici 2015 est aujourd'hui peu probable.

À l'inverse, les exigences liées à l'application de la directive GIC et à la révision en cours de la directive IPPC seront déterminantes pour l'avenir des groupes existants : sur les 6 900 MW cumulés des groupes charbon, 3 600 MW sont en dérogation et leur fonctionnement est limité à 20 000 heures. Selon les groupes, l'épuisement de ce crédit devrait se situer entre 2013 et 2015. Quant à la majorité des groupes fiouls, représentant 5 000 MW de puissance cumulée, la pérennité de leur fonctionnement au-delà de 2015 dépendra de la révision de la directive IPPC et du calendrier de durcissement des valeurs limites d'émissions. Trois centrales au fioul (pour un total de 750 MW), également contraintes au déclassement d'ici 2015, vont être transformées en CCG.



Par ailleurs, au terme des contrats d'achat d'électricité ayant favorisé l'essor de la filière, le parc de cogénération va probablement s'éroder, avec une réduction de capacité estimée à 2 000 MW d'ici 2015.

• **Le développement de leviers de maîtrise de la courbe de charge peut utilement venir compléter la gamme de l'offre**

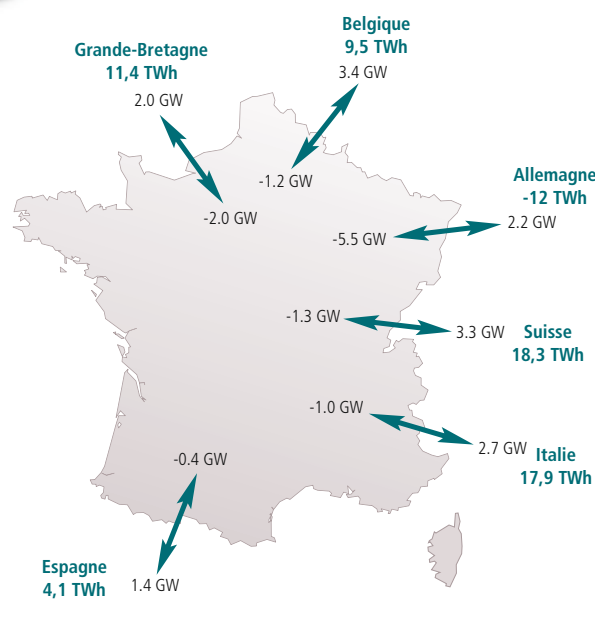
RTE est attentif, et entend contribuer, au développement annoncé de leviers de maîtrise de la courbe de charge, permettant d'effacer des consomma-

tions d'électricité (par substitution avec des dispositifs bi-énergie ou simple report à une période ultérieure).

En la matière, l'avènement d'une offre significative, c'est-à-dire à même de constituer une véritable alternative au développement de centrales de production de pointe, et efficace notamment en cas de vague de froid, requiert une coordination de l'ensemble des acteurs de la filière. Elle devra permettre de mobiliser tous les consommateurs, des grands sites industriels aux particuliers (« ajustements diffus »).

LES ÉCHANGES AVEC LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES VOISINS AMENÉS À JOUER DEMAIN UN RÔLE TOUJOURS PLUS IMPORTANT EN EUROPE

Énergie et valeurs maximales du solde des échanges par interconnexion en 2008



• **Les échanges internationaux participent pleinement à la sécurité d'approvisionnement électrique**

Aujourd'hui comme hier, les ouvrages de réseau et les interconnexions entre les pays européens permettent le foisonnement de la demande, et de lui confronter l'offre de l'ensemble des centrales de production au-delà des frontières nationales. En offrant aux systèmes nationaux des possibilités de respiration, des capacités d'interconnexion adaptées permettent de mutualiser

les moyens de production en particulier de sources renouvelables. D'une façon plus générale, en cas d'aléa défavorable (température, vent, précipitations, pannes, etc.), elles donnent la possibilité de recourir aux secours souvent disponibles à l'étranger. Elles autorisent aussi un appel aux centrales de production thermique, des moins chères aux plus chères, les mettant en concurrence à l'échelle du territoire interconnecté. Les acteurs du marché peuvent ainsi arbitrer entre les technologies et, au jour le jour, atténuer l'impact des fluctuations des prix des combustibles primaires sur le coût de l'électricité ou, à une échelle pluriannuelle, planifier des investissements.

• **L'accroissement des marges dans les pays voisins permet d'envisager si nécessaire des importations de secours au moment des pointes de consommation françaises**

Dans le cas particulier de la France, la croissance forte de la consommation, et notamment des pointes lors des vagues de froid, risque de rendre plus fréquentes que par le passé des situations ponctuelles d'importations pour satisfaire la demande instantanée. Le risque de défaillance de l'équilibre offre-demande en France, analysé dans cet exercice de Bilan Prévisionnel, peut donc s'interpréter aussi comme le besoin de recourir à des importations pour garantir l'équilibre offre-demande national.

De plus, le développement important des filières renouvelables, éolienne au premier chef, en France et dans les pays voisins, rend plus aigu le besoin de nouvelles capacités d'échanges : d'une part pour maintenir la robustesse du système ouest-européen à son niveau actuel ; d'autre part pour bénéficier pleinement des ressources renouvelables et éviter les situations de congestion ou des difficultés de

constitution de réserves de production, imposant leur substitution par des énergies fossiles.

Cet exercice de Bilan Prévisionnel tient compte des projets de renforcement des interconnexions portés par RTE, et qui apportent un gain global de 3 à 4 GW de capacité d'échanges à l'horizon 2020.

LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE DE LA FRANCE CONTINENTALE DEVRAIT ÊTRE ASSURÉE JUSQU'EN 2013

Comme l'électricité ne se stocke pas et que l'offre et la demande sont toutes deux soumises à des aléas (températures extérieures, pannes de groupes de production, débits des rivières, vitesses de vent...), il est en toute rigueur impossible de garantir que la demande qui s'exprime puisse être satisfaite à tout moment et en toutes circonstances. Faute de pouvoir garantir avec une certitude absolue la satisfaction de la demande, le dimensionnement de l'offre doit s'attacher à maintenir le risque de défaillance à un niveau socialement et économiquement acceptable : le critère d'adéquation retenu est l'espérance de durée de défaillance annuelle, qui doit demeurer inférieure à trois heures par an.

• Le non-respect du critère de défaillance à partir de 2013 est à mettre en regard d'une augmentation annoncée des marges de nos voisins européens à cet horizon

À un horizon de cinq ans, l'enjeu principal du Bilan Prévisionnel est d'évaluer des risques quant à l'équilibre offre-demande en France.

En comparant le scénario de consommation « Référence » et l'offre « Projets engagés », on constate que le critère d'adéquation est respecté jusqu'en 2012. Il est ensuite légèrement dépassé en 2013 et plus nettement en 2014. À l'horizon 2014, la puissance additionnelle nécessaire pour maintenir le risque de défaillance à un niveau acceptable se chiffre à 1 800 MW.

Un tel résultat pourrait conduire à émettre un message d'alerte, comme cela a été le cas dans le Bilan Prévi-

sionnel de 2005. Cependant, le contexte apparaît, par de nombreux aspects, aujourd'hui très différent.

En premier lieu, il existe aujourd'hui une dynamique d'investissement de production qui s'est traduite dès 2006 par la construction et la remise en service de moyens de pointe, le développement de l'éolien et par le lancement de l'EPR de Flamanville et de nombreux projets de CCG. Si les décisions d'engagement ont marqué une pause en 2008, plusieurs projets de CCG sont suffisamment avancés sur les plans administratif et industriel pour une mise en service d'ici 2014. La construction de turbines à combustion, moyens dont la mise en œuvre est typiquement d'un ou deux ans, pourrait également être engagée, le cas échéant.

De plus, le calcul du risque de défaillance suppose que l'annulation du solde des échanges soit ponctuellement possible, en espérance, pour passer des situations tendues. Or plusieurs études menées par les GRT européens montrent que les marges de production en hiver dans les pays voisins de la France vont s'accroître globalement d'environ 10 GW d'ici 2015. Ainsi, l'hypothèse d'annulation du solde des échanges pour gérer avec succès les pointes peut sembler trop conservatrice dès lors qu'on la confronte à l'analyse de l'équilibre offre-demande étendue à un ensemble de pays fortement interconnectés.

• 2015 apparaît comme un horizon critique

En 2015, le besoin identifié devient très important, proche de 5 000 MW au-delà du parc actuel qui restera en exploitation ou est aujourd'hui en

construction. C'est dès aujourd'hui qu'il faut anticiper cette échéance, compte tenu de l'allongement des délais de construction des centrales et des renforcements du réseau de transport correspondants.

L'arrêt entre 2013 et 2015 des centrales charbon en dérogation GIC est la cause principale de cet effet d'accélération du besoin en puissance.

L'arrêt de centrales thermiques autour de 2015 pour obsolescence environnementale étant global à l'échelle de l'Europe, c'est à cette maille et cette échéance que doit porter toute l'attention des études d'adéquation menées par les GRT européens.

Il s'avère également important de surveiller d'ici là les effets de la crise économique et financière, qui peut retarder les développements de production en France, mais aussi ailleurs en Europe.

- **Dans un contexte de forte croissance de la pointe, il faut dès maintenant examiner les conditions du développement de moyens pour y faire face**

Il apparaît plus que jamais essentiel de rester attentif au développement des usages de pointe (chauffage et usages spécifiques essentiellement), en France mais aussi ailleurs en Europe, et à leur impact lors des vagues de froid, ou autres conditions météorologiques extrêmes.

Toutes les parties intéressées doivent dès maintenant examiner les conditions du développement de moyens de pointe, notamment une rémunération adaptée et équitable, et d'accroissement du potentiel d'effacement.

AU-DELÀ DE 2015, LES PERSPECTIVES RESTENT TRÈS OUVERTES

À un horizon de dix ou quinze ans, il n'est plus réellement question d'alerter quant aux risques pour l'équilibre offre-demande, puisqu'il est encore temps de prendre toutes décisions d'investissement. Il s'agit plutôt d'esquisser un panorama aussi large que possible des conséquences, en termes de bilans énergétiques et d'émissions de CO₂, que peuvent entraîner différentes options de politique énergétique :

- Comme on l'a évoqué plus haut, l'évolution de la consommation peut suivre des trajectoires passablement divergentes, selon l'efficacité des mesures de MDE déployées et les transferts d'usage, choisis ou subis, des énergies fossiles vers l'électricité.
- Les perspectives de développement des filières renouvelables peuvent également être très différentes selon que la concrétisation des objectifs du Grenelle de l'environnement est rapide ou ralentie.
- Les centrales nucléaires les plus anciennes auront atteint une durée de vie de 40 ans, et la question de la prolongation de leur exploitation ou de leur fermeture sera posée.
- La mise en œuvre de réglementations environnementales de plus en plus contraignantes peut transformer le paysage énergétique (cf. supra).

Face à la demande prévue dans le scénario de consommation « Référence », compte tenu des perspectives d'évolutions des filières renouvelables et d'un maintien de la puissance du parc nucléaire à 65 GW, la satisfaction du critère d'adéquation à chaque horizon d'étude requiert 4 GW à l'horizon 2015, plus de 12 GW au total à l'horizon 2020 (en supposant déclassés d'ici là les moyens fioul aujourd'hui en exploitation), et de 16 GW au total à l'horizon 2025 ; ou en d'autres termes un rythme d'investissement de 4 à 5 GW par tranche de cinq ans.

Des sensibilités ont été testées, d'une part aux quatre scénarios de demande, d'autre part à des scénarios d'offre (développement ou diminution du parc nucléaire, développement fort ou ralenti des énergies renouvelables). Par convention, à des fins de comparaison des variantes, un seul terme de bouclage des bilans est considéré : le développement du parc thermique classique (gaz et fioul). On peut résumer cette analyse de sensibilité à l'horizon 2025 de façon très synthétique :

- Un fort développement du nucléaire (+10 GW) ;
- ou des énergies renouvelables (25 GW éoliens) ;
- ou encore une maîtrise soutenue de la demande

(scénario « MDE renforcée ») résultent assez naturellement en de très importants soldes exportateurs, entre 80 et 100 TWh, et de très faibles émissions de CO₂ dues à la production d'électricité sur le territoire français, à moins de 20 MtCO₂.

- *A contrario*, avec une réduction du parc nucléaire installé (-10 GW) ; ou un moindre développement des filières renouvelables (15 GW éoliens) ; ou une consommation plus forte (scénario « Haut »), le solde exportateur diminue par rapport à la vision « Centrale », mais reste largement positif, entre 50 et 70 TWh, alors que les émissions de CO₂ en France peuvent sensiblement augmenter, entre 30 et 50 MtCO₂.

Dans toutes les variantes considérées, la France présente ainsi toujours un solde annuel très exportateur.

Cependant, dans le même temps, l'augmentation des sensibilités climatiques est un fait significatif. Elle est reflétée par la croissance importante des pointes de consommation et du gradient de température. On anticipe par ailleurs un très fort accroissement des productions renouvelables intermittentes, en France mais aussi généralement en Europe.

Ces évolutions réclameront à terme une mutualisation des capacités de production européennes plus importante qu'aujourd'hui, ce qui signifie une très forte intégration des réseaux européens, tant en terme de capacités physiques que d'aptitude à en optimiser l'utilisation avec une grande réactivité. Il apparaît qu'un renforcement des interconnexions sera nécessaire, *a minima* pour maintenir le système électrique au même niveau de robustesse et de sécurité qu'aujourd'hui.

LA SÉCURITÉ D'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DE L'EST DE PACA ET DE LA BRETAGNE EST DÈS AUJOURD'HUI PRÉOCCUPANTE

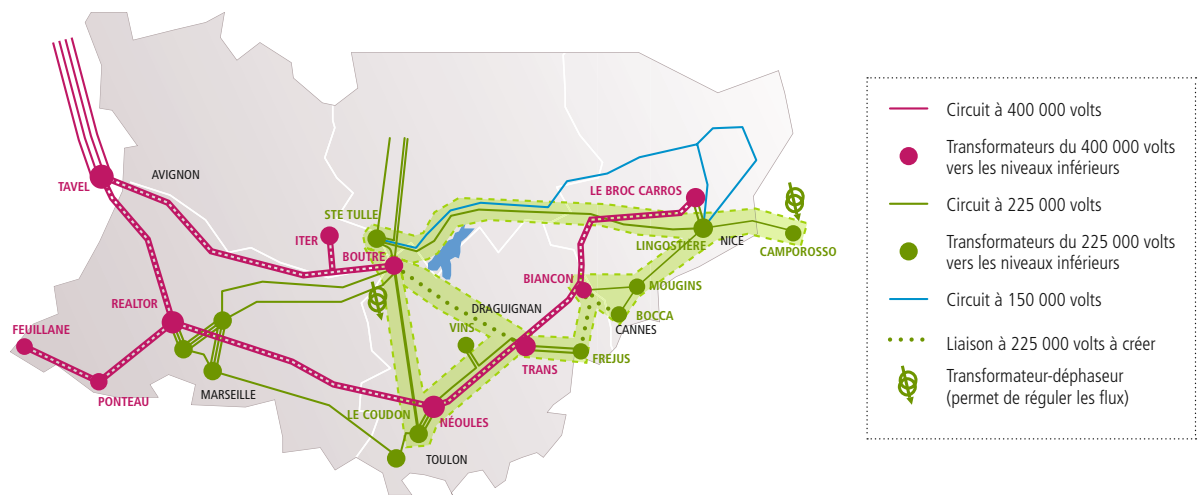
Ces deux régions ont en commun d'avoir une croissance très dynamique de leur consommation d'électricité, portée par une démographie supérieure à la moyenne nationale, et d'être alimentées par l'intermédiaire du réseau de transport pour l'essentiel, ou de manière excentrée par la production régionale.

Ce déséquilibre, d'ores et déjà alarmant, conduit RTE à promouvoir dès aujourd'hui des solutions pour

renforcer la sécurité d'alimentation à court et moyen termes en Bretagne et dans l'Est-PACA.

À plus long terme, la sécurité d'approvisionnement de ces deux régions repose sur trois piliers : maîtrise de la demande d'électricité et des pointes, développement de production locale, y compris renouvelable, et développement du réseau.

- **Un filet de sécurité pour l'Est de PACA, allié à plus long terme à la maîtrise de la demande en électricité et au développement de production locale**



• **Sans nouveaux investissements
de production, la sécurité d'alimentation
de la Bretagne ne peut être assurée**

En Bretagne Nord, la mise en service de production, dans la région de Saint-Brieuc, apparaît comme la seule solution praticable permettant de faire face dans des délais courts à l'augmentation très significative des pointes de consommation. La pérennité des moyens de production existants n'est également pas assurée à moyen terme. S'ils devaient être fermés, la situation deviendrait critique : au moins 1 300 MW de production supplémentaire, ou équivalent, judicieusement répartis à l'ouest d'une ligne Lorient-Saint-Brieuc seraient alors nécessaires pour assurer une sécurité d'approvisionnement satisfai-

sante jusqu'en 2020. À défaut, la sécurité d'approvisionnement serait extrêmement dégradée et RTE devrait recourir à des mesures de sauvegarde (demandes d'effacements, baisse de tension puis délestages tournants) dès l'arrêt de ces centrales.

En parallèle, toute action de maîtrise de la demande en électricité en Bretagne est particulièrement à encourager. À ce titre, RTE, l'État et la Région sensibilisent depuis l'hiver 2008/2009 les consommateurs de la région à modérer leur consommation, en lançant des alertes Ecowatt lors des périodes les plus froides de l'hiver où l'appel de puissance sur le réseau est le plus fort. Leur efficacité est directement fonction du nombre de foyers mobilisés, aujourd'hui encore modeste.



PARTIE 1

INTRODUCTION

- 1.1 Cadre du Bilan Prévisionnel
- 1.2 Objectif et méthode
- 1.3 Avertissements

1 INTRODUCTION

1.1 CADRE DU BILAN PRÉVISIONNEL

Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi du 10 février 2000, RTE établit périodiquement sous l'égide des pouvoirs publics un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Le décret du 20 septembre 2006 a précisé le cadre d'élaboration de ce bilan prévisionnel, son périmètre et l'horizon d'étude.

Le Bilan Prévisionnel constitue l'un des éléments sur lesquels s'appuient le ministre en charge de l'Énergie et, de manière plus générale, les pouvoirs publics¹, pour établir la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production (PPI), instituée par la loi précitée.

Le Bilan Prévisionnel publié par RTE est mis en ligne sur son site internet. Ainsi accessible à tous, il est un outil de transparence qui contribue à enrichir le débat sur l'énergie. Il peut, le cas échéant, servir à étayer les décisions d'investissements des acteurs du système électrique.

Ce document constitue le quatrième Bilan Prévisionnel publié par RTE, après ceux de 2003, 2005 et 2007. Conformément aux dispositions réglementaires, RTE effectue une actualisation partielle chaque année pour tenir essentiellement compte de l'évolution de l'offre de production.

1.2 OBJECTIF ET MÉTHODE

1.2.1 Objectif

Le Bilan Prévisionnel a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la consommation d'électricité et l'offre de production disponible pour la satisfaire sur le territoire de la France continentale, sur un horizon d'une quinzaine d'années.

Un premier volet de l'analyse consiste à estimer sur un horizon de cinq ans, à partir de l'évolution probable de la consommation et du parc de production, les risques de défaillance susceptibles d'apparaître dans les années à venir et faire émerger, le cas échéant, les messages d'alerte ou de vigilance appropriés. Cette étude est complétée d'une analyse de sensibilité aux hypothèses retenues et fait l'objet d'une actualisation chaque année.

Le second volet a pour objet d'estimer les besoins en puissance à mettre en œuvre pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique sur l'ensemble de l'horizon d'étude, en l'occurrence jusqu'en 2025. La situation de l'équilibre offre-demande à long terme est explorée au travers de différents scénarios rela-

vement contrastés afin d'évaluer les conséquences sur l'exploitation future du système (au travers des bilans énergétiques) des choix qui pourront être faits dans les prochaines années en matière de politique énergétique.

1.2.2 Limites

Le Bilan Prévisionnel est un exercice de prévision et non de prospective. En particulier, il n'est pas construit pour explorer les diverses trajectoires envisageables pour atteindre les objectifs de long terme relatifs à la division par quatre des émissions de CO₂ à l'horizon 2050. Il ne propose pas de scénario en rupture par rapport aux actions déjà engagées. *A contrario*, il ne s'agit pas non plus d'un exercice tendanciel illustrant ce qui se passerait si rien n'était fait.

À mi-chemin entre ces deux approches, il prend en compte le contexte actuel et les inflexions amorcées pour construire une image la plus réaliste possible de l'évolution du système, à un horizon relativement rapproché compatible avec les échéances de décision dans le cadre d'investissements industriels.

Les services concernés sont la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), et notamment la Direction de l'Énergie.

Le Bilan Prévisionnel relève d'une problématique de sécurité, permettant d'identifier les besoins en puissance de production pour couvrir les pointes de consommation. Les choix des filières de production à développer, qui relèvent d'enjeux économiques et écologiques, n'entrent pas directement dans le champ du Bilan Prévisionnel mais appartiennent aux autres acteurs du système électrique, et de manière plus globale aux orientations définies par la PPI².

Les orientations de politique énergétique sont une donnée amont du Bilan Prévisionnel. Fixées par la loi POPE³ de 2005, les projets de loi issus du Grenelle de l'environnement et déclinées dans les travaux de la PPI de 2009, elles constituent un élément de contexte pour l'élaboration des hypothèses utilisées.

Il convient de souligner que l'analyse de la sécurité d'approvisionnement exige une approche prudente de l'évolution du système. Or certains des objectifs fixés par la politique énergétique, notamment en matière de développement des énergies renouvelables et d'amélioration de l'efficacité énergétique, sont suffisamment ambitieux pour que leur atteinte dans les délais ne soit pas garantie à ce jour. Aussi peuvent-ils n'être considérés comme atteints que dans des scénarios spécifiques et non dans le scénario de référence.

1.2.3 Méthode

L'analyse de l'équilibre offre-demande global de la France continentale consiste en pratique à établir des prévisions sur la consommation intérieure d'électricité et à les confronter aux perspectives connues d'évolution du parc de production.

Compte tenu du caractère non stockable de l'électricité et de phénomènes aléatoires, naturels (températures, précipitations, vent) ou techniques (pannes de groupes), il existe des situations dites de « défaillance », pour lesquelles l'offre ne peut couvrir la demande, et qui imposent des délestages de consommation. Le choix d'un critère définissant le niveau de risque de défaillance acceptable permet d'évaluer le besoin en nouvelles capacités.

Les hypothèses relatives à la consommation, aux échanges, et aux évolutions du parc de production sont présentées dans les chapitres 2 à 5. Le chapitre 6, après avoir explicité le critère d'adéquation utilisé, présente les résultats en termes de risques de défaillance sur l'horizon de moyen terme. Ces résultats sont issus d'un modèle de simulation probabiliste. Outre l'espérance de défaillance, les énergies produites par filières et les volumes d'exportations sont des résultats de simulation. Ils sont présentés à titre d'information pour les scénarios où cela est pertinent.

L'examen des besoins de long terme et l'évolution des bilans énergétiques explorée au travers de scénarios relativement ouverts sont exposés au chapitre 7.

Les situations particulières de la région PACA et de l'Ouest, déficitaires en moyens de production, sont examinées en fin de document. Pour ces analyses, il est tenu compte des possibilités offertes par le réseau de transport d'électricité existant, et du contexte particulier qui freine son développement.

1.2.4 Nouveautés

Par rapport au précédent Bilan Prévisionnel publié en 2007, les évolutions suivantes sont à noter :

- La présentation des prévisions de consommation a été complétée et détaillée, ce qui a conduit à traiter séparément les prévisions en énergie (chapitre 2) et les prévisions en puissance (chapitre 3), ces dernières incluant notamment une analyse des effacements et de l'évolution de quelques usages particuliers.
- Le chapitre consacré aux échanges avec les systèmes électriques voisins a fait l'objet d'une refonte complète dans le but d'enrichir l'analyse de l'équilibre offre-demande français par des éléments de contexte européen.
- Afin de faciliter la lecture des résultats, les études de moyen et de long terme ont été scindées en deux chapitres distincts (chapitres 6 et 7), le premier étant actualisé chaque année.
- L'horizon d'étude de l'équilibre offre-demande a été porté de 2020 à 2025.

Programme
Pluriannuel des
Investissements
de production
d'électricité

2

Loi de programme
fixant les
orientations
de la politique
énergétique,
adoptée le 13 juillet
2005

3

1.3 AVERTISSEMENTS

1.3.1 Validité des hypothèses

Le Bilan Prévisionnel repose sur des hypothèses d'évolution de l'offre et de la demande d'électricité qui sont élaborées par RTE dans un objectif de réalisme. Ces hypothèses sont issues des informations connues au premier semestre 2009 et des indications fournies par les acteurs du système électrique. Elles ont été présentées à la DGEC au fil de l'exercice.

Les hypothèses ne peuvent évidemment pas être tenues pour des certitudes absolues. Celles qui sont déterminantes pour les résultats mais ne font pas l'objet d'étude de sensibilité (notamment les dates de déclasserement des groupes de production, l'évolution des prix des énergies et du carbone émis...) sont signalées dans le corps du texte par les réserves d'usage.

1.3.2 Confidentialité

Conformément aux dispositions de la loi du 10 février 2000, RTE assure la confidentialité des informations de nature commerciale concernant les acteurs du système électrique.

Dans le cadre de l'élaboration du Bilan Prévisionnel, RTE est habilitée à solliciter les informations nécessaires auprès des acteurs du système électrique, sous couvert du respect des règles de confidentialité.

C'est donc volontairement que RTE restitue dans le Bilan Prévisionnel des éléments sous une forme agrégée, afin que des informations sensibles concernant un acteur particulier ne puissent être extraites des données affichées.

Lorsque cela n'est pas possible, l'information peut ne pas être affichée, être présentée assortie d'une fourchette d'incertitude, ou encore être une hypothèse propre à RTE. De manière générale, les noms des acteurs concernés ne sont pas mentionnés.

Par ailleurs, les hypothèses utilisées pour le Bilan Prévisionnel sont de la responsabilité de RTE. Les informations brutes fournies par les acteurs peuvent être adaptées en fonction de la propre appréciation de RTE et n'engagent donc pas les acteurs concernés.



PARTIE 2

PRÉVISIONS DE CONSOMMATION

- 2.1 Les tendances passées
- 2.2 Le contexte de la politique énergétique
- 2.3 Construction des prévisions
- 2.4 Les prévisions globales en énergie
- 2.5 Impact de la Maîtrise de la Demande d'Énergie
- 2.6 Comparaison par rapport au précédent Bilan Prévisionnel publié en 2007 et à son actualisation publiée en 2008
- 2.7 Comparaison avec les scénarios autres que le Bilan Prévisionnel
- 2.8 Comparaison avec d'autres pays de l'Union européenne

2 PRÉVISIONS DE CONSOMMATION

Toutes les données de consommation présentées dans cette section concernent exclusivement le territoire de la France continentale. Elles présentent de ce fait des différences par rapport à la plupart des publications statistiques de RTE, qui englobent généralement les deux systèmes électriques français intégrés dans l'UCTE : celui de la France continentale, et celui de la Corse. Elles se réfèrent à la consommation nationale brute, incluant les pertes de transport et de distribution, mais excluant les consommations de pompage des STEP⁴, et celles des auxiliaires des centrales de production.

Stations de
Transfert d'Énergie
par Pompage

4

2.1 LES TENDANCES PASSÉES

2.1.1 L'inflexion de la croissance de la consommation

Comme le montre le graphe ci-dessous, la consommation d'électricité en France croît de façon pratiquement ininterrompue depuis son avènement, mais cette croissance est aujourd'hui moins rapide.

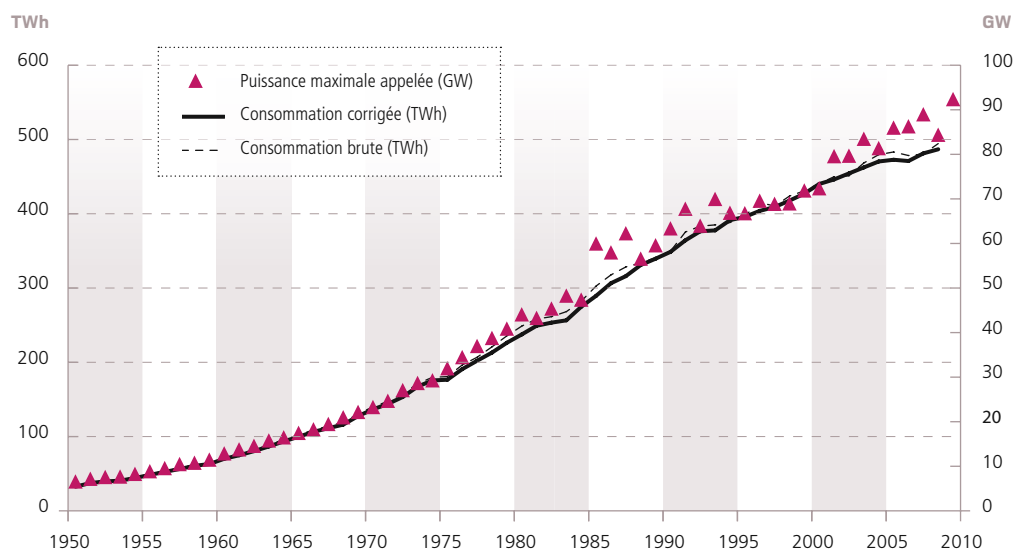
L'augmentation annuelle de la consommation d'électricité en France a atteint son niveau le plus élevé dans les années 1980. Elle dépassait alors 11 TWh par an, soit un taux de croissance de 4 %. Sur la dernière décennie, la consommation augmente d'environ 6 à 7 TWh en moyenne chaque année. À l'intérieur de

cette enveloppe totale de consommation, la part des différents secteurs se modifie au profit d'usages plus consommateurs en pointe, d'où une croissance plus forte en puissance qu'en énergie (cf. chapitre 3).

Pour l'avenir, le contexte de lutte contre le réchauffement climatique et la recherche d'une plus grande efficacité énergétique peut également conduire à d'autres transferts structurels amenant à plus de consommation d'électricité pour certains usages.

Comme dans la plupart des pays de l'OCDE, la croissance de l'activité économique française devient progressivement moins consommatrice d'énergie.

Historique de la consommation d'électricité



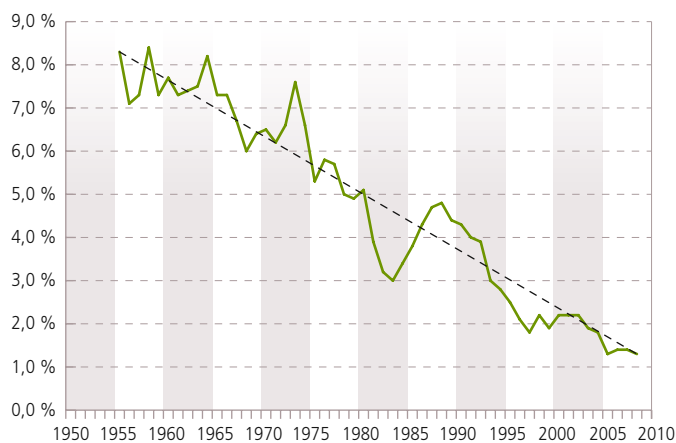
Deux indicateurs présentés sur les deux graphiques ci-dessous en témoignent :

- Le taux de croissance de la consommation baisse continûment depuis cinquante ans pour se situer depuis 2000 entre 1 et 2 % par an.
- L'intensité énergétique, mesurée comme étant le rapport entre consommation d'électricité et PIB, a également amorcé une décroissance depuis le

milieu des années 1990 : il faut de moins en moins d'électricité pour produire une unité de PIB.

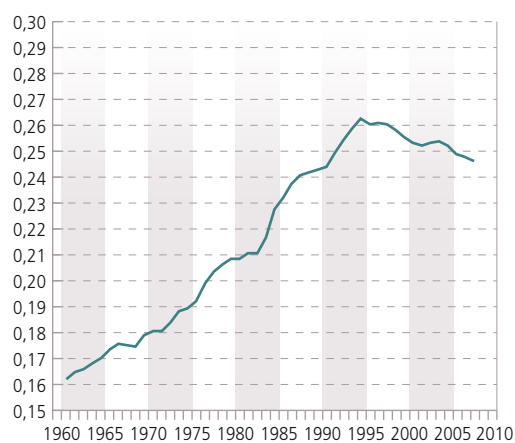
L'activité économique évolue vers des secteurs qui consomment moins d'énergie : globalement, l'immatériel et les services occupent une part croissante dans la création de richesse nationale. La contribution des services à la croissance du PIB augmente.

Taux de croissance de la consommation*, corrigé des aléas, lissé sur 5 ans



* hors variations du secteur de l'énergie

Intensité énergétique (électricité) en kWh par euro



2.1.2 La croissance de la consommation des années récentes

Le tableau suivant présente l'évolution des consommations énergétiques annuelles de France métropolitaine hors Corse de 2001 à 2008. La consommation corrigée vise à s'affranchir des fluctuations climatiques, de l'effet de la gestion des effacements de consommation, ainsi que du 29 février pour les années bissextiles 2004 et 2008 (voir encadré).

En moyenne sur la période 2001-2007, les consommations corrigées ont connu une croissance d'environ 1,4 % (soit un incrément annuel de l'ordre de 6 TWh par an). En 2008, année marquée par le début de la crise économique, la consommation d'électricité a augmenté tout de même de plus de 1 %. Le ralentissement est dû au fort recul des consommations de la grande industrie (-2,6 % de baisse hors secteur de l'énergie).

Consommations annuelles d'électricité depuis 2001 (TWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Consommation brute	448,3	449,5	466,6	477,7	481,3	476,5	478,5	492,5
Consommation corrigée	444,6	452,7	460,6	468,6	470,8	469,1	479,4	484,9

*données provisoires



Dans le même temps, la consommation sur les réseaux de distribution, qui correspond aux consommations de la petite industrie, des secteurs tertiaire et résidentiel, continue à croître et vient plus que compenser la baisse sur la grande industrie : +1,8 % de croissance

de la consommation sur les réseaux de distribution moyenne et basse tension en 2008 et +3 % de croissance pour la consommation de la seule clientèle basse tension en 2008 (consommations corrigées de l'effet année bissextile et des aléas climatiques).

Consommation brute et consommation corrigée

La consommation brute en énergie est insuffisante à elle seule pour appréhender de manière pertinente les tendances d'évolution de la consommation. Les fluctuations que l'on constate d'une année à l'autre tiennent en grande partie à la sensibilité aux conditions climatiques.

- Celle-ci est particulièrement marquée en hiver, en raison d'un usage important du chauffage électrique : la puissance appelée s'accroît de l'ordre de 2 100 MW lorsque la température extérieure baisse de 1°C. Sur l'énergie appelée annuellement, les différences peuvent être très importantes ; ainsi, la consommation de chauffage au cours de l'hiver 2006/2007, exceptionnellement doux, a-t-elle été inférieure de plus de 20 TWh à celle de l'hiver 2008/2009 qui fut, lui, plutôt rigoureux.
- La sensibilité aux températures en été, bien que plus modérée, est désormais nettement perceptible et tend à augmenter avec la diffusion de la climatisation. Une élévation de température de 1°C provoque un accroissement d'environ 500 MW en milieu d'après-midi. Il peut s'ensuivre des variations de 2 à 3 TWh d'une année sur l'autre, selon la réalisation des températures estivales.

- À un moindre degré, ces fluctuations dépendent aussi des effacements de consommation (cf. chapitre 3), mis en œuvre en cas de tension sur l'équilibre offre-demande. Les volumes d'énergie effacée ont dépassé 2 TWh/an à la fin des années 1990, mais ne représentent plus guère que 1 TWh/an actuellement.

Au vu de ces éléments, il apparaît que l'analyse de l'évolution des consommations nécessite de corriger les données brutes des fluctuations conjoncturelles, liées au climat et à la mise en œuvre des effacements de consommation. Dans ce but, une chronique de températures dites « normales » a été construite, représentative des températures moyennes de chaque jour de l'année. Les puissances horaires mesurées dans les conditions de température réelles, auxquelles sont ajoutées les éventuelles puissances effacées, sont converties en puissances horaires qui auraient été observées dans les conditions de températures normales.

La consommation annuelle du secteur de l'énergie connaît également des fluctuations de plusieurs TWh. C'est pourquoi les taux de croissance sont le plus souvent estimés hors secteur énergie.

2.1.3 Évolutions sectorielles des consommations

L'analyse de la répartition des consommations corrigées par secteur d'activité constitue un élément clé pour expliciter ces tendances. En l'espace de six ans, le poids des différents secteurs dans la consommation totale a évolué, l'industrie perdant 4 points au profit du secteur tertiaire.

Pour la grande industrie, la consommation d'électricité est en recul sur les années récentes : en 10 ans (1997-

2007), la consommation a baissé de 4 TWh. Pour la seule année 2008, la consommation des grands industriels raccordés au réseau de transport a baissé de plus de 2 TWh par rapport à 2007, dont 1 TWh de baisse sur le seul mois de décembre 2008 par rapport à décembre 2007. La petite industrie, quant à elle, voit sa consommation stagner en 2008 en raison de la crise économique, alors que le rythme de croissance était supérieur à 1 % les années passées.

Avec une concurrence mondiale de plus en plus sensible, **l'activité industrielle** se recentre sur

certaines produits de haute technologie et sur les gammes moyennes et hautes pour lesquels la France garde des avantages concurrentiels. Selon le SESSI⁵, le potentiel de croissance de l'industrie manufacturière se concentre sur quelques produits comme l'aéronautique, la mécanique, les réseaux de communications, l'appareillage médico-chirurgical et de mesure, la pharmacie, la parfumerie et les produits de luxe.

Au contraire, dans le **résidentiel-tertiaire**, la progression de la consommation d'électricité est supérieure à 2 % par an en moyenne depuis 2001. Elle a même dépassé les 3 % de croissance en 2008 sur la clientèle raccordée en basse tension.

Cette croissance soutenue peut s'expliquer par :

- Un nombre de ménages, et donc de logements, qui croît plus vite que la population (+1,3 % /an pour le nombre de ménages entre 1999 et 2005, contre 0,6 % /an pour la population). Les causes principales sont le vieillissement de la population et un changement dans les modes de cohabitation : une pro-

portion plus importante de personnes vivent seules (14 % aujourd'hui contre moins de 11 % en 1990), et le nombre de familles monoparentales augmente.

- Une croissance soutenue du secteur tertiaire, qui se traduit par des surfaces occupées plus importantes et un développement des usages spécifiques de l'électricité.
- La stabilité des tarifs d'électricité réglementés dans un contexte où les prix des autres énergies (fioul et gaz) sont très volatils : dans la construction neuve résidentielle, l'électricité comme énergie de chauffage est choisie dans plus de 60 % des logements depuis 2007. Dans le secteur tertiaire neuf, depuis 2006, plus de 50 % des surfaces neuves sont chauffées à l'électricité, qui consolide ainsi sa première place et devient l'énergie de chauffage majoritaire dans la construction neuve.
- Une forte croissance de la consommation d'électricité spécifique avec le développement de nouveaux usages et une évolution des comportements (nouveaux équipements liés aux technologies de l'information et de la communication – TIC).

2.2 LE CONTEXTE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

Il fait généralement consensus que le marché du pétrole est désormais entré dans une ère de tension et de volatilité. Selon le Centre d'Analyse Stratégique⁶, le prix du baril devrait connaître une tendance significative à la hausse sur le long terme (fluctuation des prix entre 50 et 80 \$/baril à moyen terme et de l'ordre de 100 à 150 \$/baril au-delà de 2015, en dollars constants).

2.2.1 Des objectifs ambitieux au niveau européen

L'Union européenne s'est fixé des objectifs ambitieux en mars 2007 : baisse de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'Union européenne (objectif porté à 23 % pour la France). Le paquet « Énergie Climat », qui regroupe les mesures à adopter pour atteindre ces objectifs, a été adopté par le Parlement et le Conseil européen en décembre 2008.

La directive communautaire sur la performance énergétique des bâtiments⁷ fixe des normes minimales en matière de performance énergétique pour les nouveaux bâtiments et les rénovations lourdes. Elle impose un système de certification des bâtiments afin de rendre plus visible leur consommation énergétique. 48 projets ont été financés par la Commission européenne pour augmenter la pénétration sur le marché de solutions innovantes pour l'efficacité énergétique dans le bâtiment.

Par ailleurs, la directive européenne Eco-conception EuP⁸ prévoit une série de mesures prioritaires, notamment de nouvelles normes contraignantes en matière de performance énergétique pour une vaste gamme d'appareils et équipements (allant des biens électroménagers aux pompes et ventilateurs industriels). Les normes minimales de performance devraient permettre d'éliminer du marché les produits trop gourmands en énergie et de sensibiliser les consommateurs à la question de l'efficacité énergétique.

Service des Etudes
et des Statistiques
Industrielles

5

« Perspectives
énergétiques de la
France à l'horizon
2020-2025 » –
Commission
énergie présidée
par Jean Syrota –
27/02/08

6

Directive
2002/91/CE

7

Directive
2005/32/EC
"ecodesign
requirements
for Energy-using
Products"

8



2.2.2 Au niveau français, le Grenelle de l'environnement

Lancé en juillet 2007, le Grenelle de l'environnement s'est organisé autour de 6 thèmes, et 33 Comités Opérationnels (COMOP) ont proposé des mesures mettant en œuvre les orientations du Grenelle.

Le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (dite loi Grenelle I) fixe les objectifs et propose un cadre d'action et des mesures destinés à lutter contre le changement climatique et à améliorer la performance énergétique.

Dans le secteur du bâtiment :

- Objectif de réduction des consommations d'énergie de 38 % d'ici 2020 dans les logements anciens ;
- Norme « bâtiment basse consommation » (BBC), applicable à toutes les constructions neuves fin 2012 (et par anticipation, dès fin 2010 pour les bâtiments publics et tertiaires) ; constructions neuves à énergie positive à compter de fin 2020 ;
- 400 000 rénovations complètes de bâtiments prévues chaque année à partir de 2013 et 180 000 logements sociaux rénovés en zone ANRU⁹ ;
- Prêts accordés aux particuliers dont le remboursement des annuités est assuré par les économies d'énergie réalisées ;
- Crédit d'impôt pour la rénovation de logements loués et l'acquisition d'équipements performants.

Dans le secteur des transports :

- Évolution de la part du marché du transport non routier de 14 à 25 % à l'échéance 2022 et croissance de 25 % de la part du fret non routier d'ici 2012 ;
- Réalisation de 2 000 km de lignes ferroviaires à grande vitesse d'ici 2020 (un programme de 2 500 km supplémentaires sera défini par la suite) ;
- Construction de 1 500 km supplémentaires de transports collectifs en site propre ;
- Achat par l'État de véhicules éligibles au « bonus écologique » exclusivement.

Le projet de loi prévoit également une généralisation de l'étiquetage énergétique des produits, le renforcement du dispositif des certificats d'économie d'énergie¹⁰ et le retrait des produits, appareils et véhicules les plus consommateurs en énergie. Il prévoit notamment le retrait de la vente des ampoules à incandescence en 2010.

Le projet de loi portant engagement national pour l'environnement (dite loi Grenelle II) traduit concrètement les orientations du Grenelle de l'environnement, et notamment les mesures opérationnelles pour le développement des énergies renouvelables. La loi de finances pour 2009 comporte également des mesures concernant le développement des énergies renouvelables.

Parmi ces mesures, on retient en particulier :

- le crédit d'impôt « développement durable » prolongé jusqu'en 2012 : il permet le soutien à l'acquisition d'équipements comme les chauffe-eau solaires, les pompes à chaleur ou les panneaux photovoltaïques ;
- l'équipement de 2 millions de foyers de pompes à chaleur et la relance de l'exploitation de la géothermie ;
- la création d'un « fonds chaleur renouvelable », pour développer la production de chaleur dans le tertiaire et l'industrie, et améliorer les sources de chauffage dans l'habitat collectif.

Toutes ces mesures visent à une meilleure efficacité énergétique en questionnant le choix pour chaque usage du meilleur dispositif et de la meilleure énergie. Elles peuvent également conduire à des substitutions entre énergies (notamment fioul vers électricité, comme on le verra plus loin).

Les différents scénarios de prévisions de consommation reflètent différentes modalités de traduction concrète des mesures proposées dans les deux projets de loi Grenelle.

Agence Nationale
pour la Rénovation
Urbaine

9

Les obligations d'économies d'énergie sont imposées aux vendeurs d'énergie. Pour recevoir des certificats, ils doivent promouvoir auprès des entreprises ou collectivités publiques des actions, au-delà de leur activité habituelle, visant à économiser l'énergie et les mettre en œuvre. Il s'agit d'un mécanisme de marché qui permet de s'assurer que tous les acteurs potentiels sont mobilisés, pour identifier tous les gisements d'économies d'énergie les moins coûteux.

10

2.3 CONSTRUCTION DES PRÉVISIONS

2.3.1 Les déterminants de la demande

La première étape de la construction des prévisions de consommation consiste à identifier les principaux déterminants de la demande d'électricité.

Contrairement aux modèles économétriques qui utilisent directement ces déterminants et leurs relations entre eux pour en déduire la consommation d'électricité de façon macroscopique, le modèle de prévision utilisé par la suite se fonde sur une représentation analytique de la consommation par usage et par secteur d'activité. Ses variables d'entrée sont donc beaucoup plus détaillées que les déterminants présentés ici. L'objet de l'analyse des déterminants est d'élaborer différents cadres de cohérence – différents « scénarios » – pour déterminer ensuite des jeux de variables d'entrée associés à chacun.

• Le PIB

Le taux de croissance du PIB est un indicateur de la dynamique économique. Dans les exercices de prévision précédents, le taux de croissance annuel du PIB était fixé à 2,3 % pour les 20 ans à venir. Le scénario tendanciel de référence à l'horizon 2030, élaboré par le MEEDDAT et publié en avril 2008, avait pris une hypothèse de PIB à +2,1 % par an.

Les deux variantes de PIB utilisées dans nos scénarios ont été revues à la baisse : l'une de référence à +2,0 % par an en moyenne sur 20 ans, et une variante basse à +1,6 % par an. Il s'agit d'un taux moyenné sur la période de prévision, sans préjudice de possibles variations cycliques. Ce taux global est traduit de manière différenciée selon les secteurs d'activité. De manière générale, il est considéré que la croissance est essentiellement portée par le secteur des services au détriment de l'activité industrielle traditionnelle.

• Démographie et population active

Les dernières publications de l'INSEE ont été prises en compte.

Scénarios démographiques – horizon 2025 (en millions)

	Bas	MDE renforcée	Référence	Haut	2007*
Scénarios INSEE	SP09	SP01	SP01	SP08	
Population	63.3	66.1	66.1	68.9	61.5
Ménages ¹¹	30.5	31.0	31.0	31.6	26.2*
Population ¹² active	27.7	28.2	28.2	28.2	27.8

* année 2006 pour le nombre de ménages - source enquête logement

Ces paramètres influent directement sur les prévisions de consommation d'électricité : le nombre de ménages dicte le nombre de résidences principales et la population active conditionne le nombre d'emplois dans les secteurs productifs, et donc la consommation de ces secteurs.

• Efficacité énergétique et transferts entre énergie

On peut construire différentes variantes qui intègrent plus ou moins fortement des mesures visant à réduire les consommations en énergie et à augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale.

La variante la plus ambitieuse sur l'efficacité énergétique se distingue de l'hypothèse centrale par :

- un taux de placement plus important des technologies les plus performantes (moteurs à vitesse variable dans l'industrie, pompes à chaleurs avec un COP plus élevé, bâtiments mieux isolés, diffusion plus rapide des appareils domestiques performants...);
- un niveau élevé des prix du pétrole qui incite à des transferts entre énergies fossiles et électricité (remplacements de chaudières fiouls par des pompes à chaleur...);
- des transferts modaux de la route vers le rail ;
- un développement plus soutenu des énergies renouvelables : solaire thermique, chaudière bois.

Des prix moins élevés du fioul ou du gaz auraient pour conséquence une substitution moindre entre fioul/

INSEE Première
n°1106 Des
ménages toujours
plus petits
(novembre 2006)

11

INSEE Première
N°1089 Projections
de population
pour la France
métropolitaine à
l'horizon 2050 –
scénarios SP01
(central), SP08
(Haut) et SP09 (Bas)
(juillet 2006)

12



gaz et électricité (scénario « Haut »). Cette variante correspond également à un effort moins soutenu de réduction des consommations énergétiques.

Le photovoltaïque intégré au bâti, permettant la production de l'électricité sur son lieu de consommation, n'est pas traité dans ce chapitre mais figure dans les scénarios d'offre de production.

2.3.2 Les hypothèses principales du scénario « Référence »

Le scénario « Référence » adopte l'hypothèse centrale pour chacun des déterminants.

Selon une note de synthèse de l'INSEE, « La demande potentielle de logements : un chiffrage à l'horizon 2020 », publiée en 2007, le flux de construction neuve compatible avec la croissance attendue du nombre de ménages est de l'ordre de 350 000 à 400 000 logements par an jusqu'en 2010 et 320 000 à 370 000 par an pour la décennie suivante.

On a retenu une hypothèse de construction neuve de 2,5 millions de logements cumulés jusqu'en 2014, et de 320 000 logements par an sur la période 2015-2025 dans le scénario « Référence », avec une part de maisons individuelles de l'ordre de 60 %.

Le tableau ci-dessous donne la répartition du parc de résidences principales et de surfaces tertiaires à l'horizon 2025 :

(millions de logements / millions m²)	2007	2025
TOTAL résidences principales	26.6	31.4
dont maisons individuelles	15.0	17.9
dont immeubles collectifs	11.6	13.5
TOTAL surfaces tertiaires chauffées	890	1 076
dont chauffées à l'électricité	212	314

Le projet de loi Grenelle I prévoit que toutes les constructions neuves faisant l'objet d'une demande de permis de construire déposée à compter de fin 2012 présentent une consommation d'énergie primaire inférieure à un seuil de 50 kWh/m²/an. Ce seuil sera

appliqué par anticipation fin 2010 pour les bâtiments publics et tertiaires.

Pour la construction neuve, on fait l'hypothèse d'une baisse des consommations unitaires de chauffage de l'ordre de 40 % entre 2007 et 2025 dans le tertiaire et de 30 % dans le résidentiel. Concernant le parc existant, cette baisse est de l'ordre de 20 % dans le tertiaire et de 17 % dans le résidentiel.

Les hypothèses de baisses de consommation unitaire dans le parc existant résidentiel correspondent à une rénovation lourde sur 80 % des résidences principales les plus énergivores (classes E à G) concernant surtout les bâtiments construits entre 1948 et 1975¹³. Sur 15,8 millions de logements construits avant 1975, seuls 3,3 millions sont chauffés à l'électricité et pourront faire l'objet d'une rénovation lourde.

En 2020, on fait l'hypothèse que 2 millions de logements seraient équipés d'une pompe à chaleur. Plus de la moitié de ces équipements correspondent à des transferts d'installation fioul/gaz vers la pompe à chaleur. Ces résultats sont cohérents avec le projet de loi Grenelle, et les flux de vente actuels vont dans le sens de l'atteinte de cet objectif.

2.3.3 Les autres scénarios retenus

Trois autres scénarios encadrent la demande du scénario « Référence » à l'horizon 2025. Ces scénarios ont été construits en recherchant les croisements d'hypothèses les plus pertinents pour l'ensemble des déterminants de la demande.

Le scénario « MDE renforcée » se distingue du précédent uniquement par une accélération, au travers des lois Grenelle et des directives européennes, de la maîtrise de la demande globale d'énergie : action sur les comportements de consommation, performance globale du bâtiment (enveloppe et équipements), analyse globale des déplacements urbains...

Dans ces deux scénarios, la sortie de crise s'effectue en 2010 et la consommation industrielle rattrape globalement son niveau de 2007 en 2012. Ces scénarios intègrent un ralentissement de la construction neuve par rapport aux années récentes autour de 350 000 loge-

Le MEEDDAT a présenté un scénario similaire en PPI chaleur pour atteindre l'objectif de baisse de 38 % des consommations du parc existant.

ments par an entre 2009 et 2014. Les surfaces tertiaires s'accroissent de 16 millions m² par an jusqu'en 2014.

Le scénario « Haut » retient l'ensemble des hypothèses qui tendent à majorer la consommation, dont la variante de démographie haute de l'INSEE et une maîtrise de la demande moins soutenue. Ce scénario a été construit avec l'hypothèse d'une sortie de crise dès la fin de l'année 2009 : la consommation industrielle rattrape son niveau de 2007 dès 2011. Au vu des derniers éléments conjoncturels connus, cette vision de la sortie de crise apparaît aujourd'hui optimiste à court terme et semble avoir une faible probabilité d'occurrence. Pour autant, ce scénario n'est pas invalidé à plus long terme, s'agissant de dépeindre la trajectoire future de la consommation d'électricité : la trajectoire démographique élevée conduit à un niveau de construction neuve résidentielle de 400 000 logements par an afin de répondre au besoin de logements. La consommation résidentielle reste soutenue. À plus long terme, la consommation de l'industrie croît à un rythme de 0,8 % par an. Les surfaces tertiaires s'accroissent de 14,5 millions m² par an.

Le scénario « Bas » retient l'ensemble des hypothèses qui tendent à minorer la consommation, dont le PIB à 1,6 % et une variante démographique basse. Dans le scénario « Bas », la consommation industrielle rattrape son niveau de 2007 en 2013, soit un an après le scénario « Référence ». La sortie de crise serait plutôt un arrêt de

la dégradation qu'une reprise franche. La construction de logements reste limitée à 300 000 logements neufs par an d'ici à 2014. Dans le secteur tertiaire, les surfaces s'accroissent de 12 millions m² par an jusqu'en 2014.

La trajectoire à court terme des scénarios reflète le contexte actuel de crise économique. « Notre analyse suggère que la combinaison d'une crise financière et d'une récession généralisée va vraisemblablement entraîner une contraction inhabituellement longue et marquée de l'activité mondiale », précise le FMI dans ses *Perspectives économiques mondiales* publiées en avril 2009. Si la réalité et l'ampleur de la crise actuelle ne font aujourd'hui plus l'objet de discussions, plusieurs visions s'opposent cependant sur les trajectoires de sortie de crise. Il en résulte une incertitude inhabituelle à court terme : nos scénarios adoptent des sorties de crise différentes. Les secteurs les plus touchés par cette crise ont un profil de consommation d'électricité relativement plat.

Il n'en demeure pas moins quelques certitudes sur l'évolution en énergie et en puissance à long terme car certains déterminants sont insensibles à la crise : le nombre de ménages continue à augmenter et avec lui la consommation des usages ayant directement un impact sur les pointes de consommation. Quel que soit le scénario de reprise qui prédominera à court terme, la croissance de la puissance de pointe atteinte lors des vagues de froid, hors effacements volontaires, est une certitude.

2.4 LES PRÉVISIONS GLOBALES EN ÉNERGIE

Les prévisions de consommation en énergie annuelle sont élaborées à partir d'un modèle sectoriel. La consommation d'énergie de chaque secteur ou usage est estimée par le produit de variables « extensives » – quantités produites, surfaces chauffées, volumes d'équipements par logement, etc. – et « intensives » – généralement des consommations unitaires par unité produite, par m², par logement, etc.

L'industrie, le tertiaire et le résidentiel sont les trois principaux secteurs sur le plan de la consommation d'électricité. Ils sont d'un poids sensiblement équivalent. Il convient d'y ajouter les secteurs du transport, de l'agriculture et de l'énergie, moindres consommateurs.

Pour alimenter et exploiter ce modèle de prévision, RTE s'appuie sur les compétences du Centre d'Étude et de Recherches Économiques sur l'Énergie (CEREN), l'INSEE, les syndicats professionnels, les instituts de conjoncture. Des enquêtes statistiques permettent de caler ces variables sur les séries historiques passées. Leur projection dans l'avenir est réalisée pour les différents scénarios établis précédemment, en tenant compte des tendances actuelles et des infléchissements pertinents au vu des déterminants retenus. Les projections s'appuient chaque fois que possible sur les informations recueillies auprès des acteurs économiques concernés.

Les prévisions de consommation ainsi obtenues dans les quatre scénarios étudiés sont explicitées en détail dans l'Annexe 1. Elles sont résumées dans le tableau suivant :

Prévisions de consommation par secteur (TWh)

	2007	2020				2025			
		Bas	MDE renforcée	Référence	Haut	Bas	MDE renforcée	Référence	Haut
Industrie	134.3	139.7	144.3	147.5	149.7	142.5	148.7	153.1	155.3
Tertiaire	121.7	126.2	130.2	139.9	142.8	126.3	131.3	144.5	148.3
Résidentiel	144.7	158.5	159.3	170.2	181.5	161.8	162.2	177.5	192.8
Transport	12.5	16.4	22.5	17.6	22.6	19.3	29.8	21.5	30.2
Agriculture	8.2	9.4	9.4	9.4	9.4	10.0	10.0	10.0	10.0
Énergie (pertes réseaux incluses)	58.0	47.7	48.9	50.7	52.3	48.6	50.4	52.6	54.8
Consommation intérieure	479.4	497.9	514.6	535.4	558.3	508.5	532.4	559.1	591.3

Dans le scénario « Référence », la croissance de la consommation dans l'industrie suit un rythme modéré de 0,7 % par an. Le secteur tertiaire, avec un taux annuel moyen de 1,1 % jusqu'en 2020 puis 0,6 % ensuite, constitue un des moteurs de la croissance des consommations d'électricité. Quant au secteur résidentiel, dont le rythme de croissance est encore fort actuellement, les orientations du Grenelle de l'environnement ont pour objectif de

l'infléchir, ramenant le taux annuel moyen à 1,3 % jusqu'en 2020, et 0,8 % au-delà.

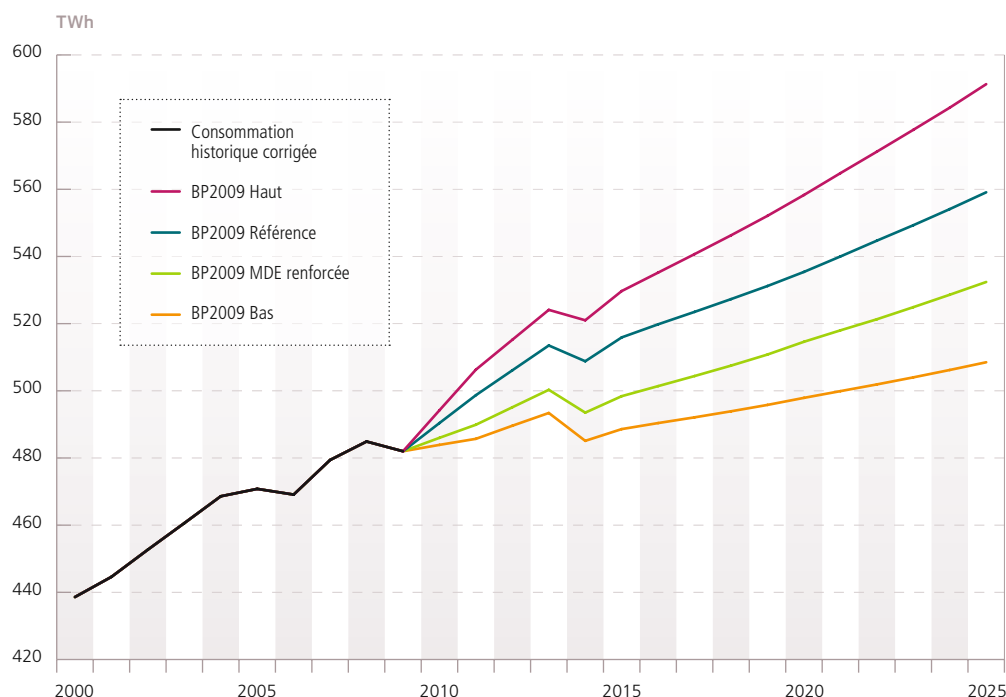
Dans le scénario « Référence », la consommation totale en énergie croît en moyenne de 0,9 % par an sur la période 2008-2015, puis 0,8 % au-delà. Cela représente environ 4 TWh par an de consommation supplémentaire d'électricité.

Évolution des prévisions de consommation 2008-2025

	Énergie annuelle en TWh à conditions normales				Taux de croissance annuel moyen*			
	2008	2015	2020	2025	2008-2015	2015-2025	2008-2015 TWh/an	2015-2025 TWh/an
Haut	484.9	529.7	558.3	591.3	1.7 %	1.1 %	8	6
Référence		515.9	535.4	559.1	1.3 %	0.8 %	6	4
MDE renforcée		498.4	514.6	532.4	0.8 %	0.7 %	4	3
Bas		488.6	497.9	508.5	0.5 %	0.4 %	2	2

* calculé en s'affranchissant des variations de consommation de l'activité d'enrichissement d'uranium, contrairement à l'énergie totale des colonnes de gauche, qui inclut cette baisse

Prévisions de consommation (TWh)



Au sein du secteur énergie figure l'activité spécifique d'enrichissement de l'uranium. Le changement de procédé prévu (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation) s'accompagnera d'une très forte

réduction de la consommation d'électricité. Compte tenu de l'incertitude sur la date exacte de ce changement, celui-ci a été situé entre 2013 et 2014 comme hypothèse de travail.

2.5 IMPACT DE LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE

Tous les scénarios de prévisions présentés dans le Bilan Prévisionnel prennent en compte l'effet des mesures de Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE), mais avec des degrés divers d'efficacité et de renforcement futur. Le détail des mesures figure en annexe 2.

L'effet des mesures de MDE est pris en compte dans les quatre scénarios de prévisions de consommation en jouant sur les variables d'entrée du modèle de prévision : ainsi, les consommations unitaires diminuent plus ou moins fortement selon l'importance qu'on donne à la MDE dans chacun des quatre scénarios.

Plusieurs effets peuvent se cumuler, rendant parfois délicate la mesure précise de l'impact de la MDE :

- La part de l'électricité dans les usages thermiques peut diminuer du fait de la pénétration d'équipe-

ments utilisant des sources d'énergies renouvelables (par exemple, l'installation d'un chauffe-eau solaire en remplacement d'un chauffe-eau à accumulation). Cependant, celle-ci peut également augmenter si l'exploitation d'une énergie renouvelable nécessitant de l'électricité pour fonctionner vient en substitution d'une autre source d'énergie (par exemple, remplacement d'une chaudière fioul par une pompe à chaleur).

- Dans le cas d'une baisse de la consommation unitaire, il est subjectif d'identifier la part de cette baisse qui résulte de mesures de MDE volontaristes (par exemple les réglementations thermiques) de celle qui résulte d'un simple progrès technique qui serait advenu indépendamment de toute mesure volontariste.
- Il est difficile de discriminer la cause d'une réduction de consommation unitaire lorsqu'elle résulte

simultanément d'un effet de réglementation et d'un effet de prix.

- Le véritable impact des mesures de MDE peut être atténué par un « effet rebond ». Par exemple, l'installation d'une pompe à chaleur en remplacement d'une chaudière fioul permet de réduire sa facture de chauffage. En contrepartie, la température moyenne de chauffage pourrait être augmentée pour gagner en confort, et ainsi une partie du gain énergétique espéré serait alors effacé par l'augmentation de la température de consigne du logement.
- Enfin, plus de MDE peut induire une hausse de la consommation unitaire de certains postes : une ventilation mécanique contrôlée (VMC) double flux sera incontournable pour répondre aux exigences des prochaines réglementations thermiques afin d'obtenir une bonne qualité de l'air. La consommation unitaire de cet usage augmentera avec le renforcement de l'isolation thermique des bâtiments.

La quantification de l'effet des mesures de MDE présentée dans ce chapitre doit donc être considérée comme une estimation à utiliser avec prudence.

Pour quantifier l'ampleur des effets de MDE présents dans les différents scénarios, on a estimé ce que serait la consommation en remettant l'ensemble des variables sensibles aux mesures de MDE à leur valeur initiale hors mesure MDE : on recrée donc sommairement un scénario tendanciel, sans nouvelle réglementation thermique, sans interdiction de l'incandescence, etc. ; et on fait l'hypothèse que les consommations unitaires de chaque usage n'évoluent pas. Par différence, on en déduit les volumes de réduction de consommation imputables à la MDE. Elles sont présentées dans le tableau ci-après (en complément des totaux, seuls les principaux postes y sont présentés).

Estimation de l'effet global des actions de MDE aux horizons 2020 et 2025 (TWh)

	2020				2025			
	Bas	MDE renforcée	Référence	Haut	Bas	MDE renforcée	Référence	Haut
Résidentiel	-34.9	-41.8	-31.3	-28.3	-45.5	-56.7	-41.7	-38.6
dont chauffage	-5.9	-10.7	-6.3	-4.9	-9.2	-16.7	-10.3	-8.5
dont eau chaude	-1.9	-3.6	-2.6	-2.8	-2.9	-6.1	-4.3	-4.4
dont cuisson	-1.1	-1.2	-1.1	-1.2	-1.6	-1.7	-1.7	-1.8
dont éclairage	-7.7	-7.8	-6.3	-5.8	-9.2	-9.3	-7.9	-7.3
dont électroménager (lavage+froid)	-11.9	-12.0	-10.5	-9.2	-15.0	-15.2	-12.5	-11.5
dont informatique et TV	-8.9	-9.0	-6.0	-6.1	-10.3	-10.5	-7.8	-7.9
dont VMC	2.5	2.5	1.6	1.7	2.7	2.8	2.8	3.0
Industrie	-6.8	-7.6	-4.5	-4.8	-10.7	-11.1	-6.4	-6.6
dont moteurs	-4.4	-4.9	-3.3	-3.6	-6.9	-7.2	-4.8	-4.9
dont usages transverses	-1.9	-2.2	-1.1	-1.2	-3.0	-3.2	-1.6	-1.6
Tertiaire	-19.5	-22.5	-13.3	-13.3	-27.4	-32.4	-19.3	-19.4
dont chauffage	-3.6	-3.8	-2.7	-2.9	-5.1	-5.4	-4.0	-4.3
dont climatisation	-2.2	-4.8	-3.5	-3.5	-3.3	-7.3	-5.4	-5.3
dont froid	-1.3	-1.4	-1.0	-0.9	-1.8	-1.9	-1.3	-1.3
dont éclairage	-5.9	-6.3	-3.4	-3.3	-8.0	-8.5	-4.6	-4.5

Concernant l'usage chauffage, aux économies liées à l'isolation des bâtiments s'ajoutent des économies liées au développement des pompes à chaleur qui permettent des apports gratuits d'énergie (chaleur gratuite du sol ou des eaux souterraines, chaleur de l'air extérieur). De même, pour l'usage eau chaude, le développement de chauffe-eau solaires, de chauffe-eau thermodynamiques ou de pompes à chaleur

permettent également de ne pas consommer soit de l'électricité, soit une autre énergie.

Les apports gratuits d'énergie finale liés au développement de ces différentes technologies sont estimés dans le tableau ci-après par comparaison avec le même usage satisfait par une technologie électrique traditionnelle à effet Joule :

Économies d'énergies apportées par les pompes à chaleur, chauffe-eau thermodynamiques et solaires (TWh)

	2020				2025			
	Bas	MDE renforcée	Référence	Haut	Bas	MDE renforcée	Référence	Haut
Chauffage	- 9.8	- 13.8	- 13.0	- 14.7	- 13.5	- 18.3	- 18.3	-21.0
Eau chaude	- 1.5	- 3.3	- 2.2	- 2.4	- 2.6	- 6.0	- 4.1	-4.2

Dans le secteur résidentiel, le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement a fixé un objectif de réduction des consommations d'énergie de 38 % d'ici 2020 dans les logements anciens et l'application de la norme « Bâtiment Basse Consommation » (BBC) à toutes les constructions neuves fin 2012 (dès fin 2010 pour les bâtiments publics et tertiaires).

Quel que soit le scénario, l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments est calculée sans apport de production électrique *in situ* : la production électrique décentralisée est traitée en tant qu'offre de production. Dans le scénario « MDE renforcée », la performance énergétique des logements neufs atteint le niveau de performance exigé par le label BBC avec une dizaine d'années de retard (sans apports énergétiques internes, donc fruit uniquement de l'amélioration de l'isolation du bâtiment). Dans le scénario « Référence », les objectifs de baisse de consommation sont décalés de 10 ans par rapport au scénario « MDE renforcée ». Les justifications de ces hypothèses sont développées dans l'annexe 2.

Concernant le parc de logements existants, les objectifs de baisse de consommation vont s'appliquer en priorité aux logements les moins bien isolés, à savoir les 16 millions de logements construits avant la pre-

mière réglementation thermique datant de 1974. Or, seulement 20 % de ce parc de logement est chauffé à l'électricité. Par ailleurs, le besoin moyen de chaleur d'une maison chauffée à l'électricité construite avant 1975 est inférieur à celui d'une maison de la même époque chauffée au fioul ou au gaz, car elle est mieux isolée. On a donc supposé que l'effort de réhabilitation du parc existant se porterait d'abord sur les logements les moins isolés chauffés au fioul ou au gaz car de telles opérations seront financièrement rentables très rapidement. Dans le scénario « MDE renforcée », la priorité donnée à la réhabilitation du parc de logements le plus ancien (toutes énergies de chauffage confondues) conduit à une baisse globale des besoins de chauffage des logements chauffés à l'électricité, qui correspond à un retard de 10 ans sur objectifs de baisse de 38 % en 2020.

Le projet de loi portant engagement national pour l'environnement (dite loi Grenelle II) permet le soutien à l'acquisition d'équipements comme les chauffe-eau solaires, les pompes à chaleur : l'installation de ces équipements permet de réduire considérablement la consommation en énergie de chauffage et d'eau chaude et contribue ainsi à l'effort de MDE.

Lorsque ces équipements viennent en substitution d'une autre énergie que l'électricité dans un loge-



ment existant, cet effort de MDE peut conduire à une consommation plus importante d'électricité. La maîtrise de la demande d'énergie n'est ainsi pas incompatible avec une hausse de la consommation d'électricité. Il y a moins de consommation d'énergie primaire et moins de pression sur les ressources. On peut illustrer également ce propos avec le transfert qui devrait s'opérer entre la route et le ferroviaire : une moindre consommation d'essence liée à la baisse du fret routier se traduira par une plus grande consommation d'électricité du fret ferroviaire en hausse.

Ainsi, **dans le secteur résidentiel**, les réductions de consommation sont le fruit :

- de l'effet des réglementations thermiques sur le chauffage, la climatisation, l'eau chaude ;
- de la diffusion des pompes à chaleur, chauffe-eau solaires ;
- de la diffusion des lampes à basse consommation pour l'usage éclairage ;
- de l'effet des crédits d'impôts et autres mesures fiscales (aides régionales...) ;

- de l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils, notamment dans l'électroménager, l'informatique et l'audiovisuel.

Dans le secteur tertiaire, les réductions de consommation sont le fruit :

- de l'effet des réglementations thermiques sur le chauffage, la climatisation et l'eau chaude ;
- d'économies attendues dans la branche bureaux en raison du poids important de la bureautique pour laquelle il devrait y avoir des progrès technologiques favorisant les économies d'énergie ;
- de la pénétration de techniques plus performantes pour les appareils producteurs de froid (commerces, hôtellerie, restauration, entrepôts frigorifiques) ;
- d'une meilleure gestion de l'éclairage et la diffusion d'éclairage performant.

Dans le secteur industrie, les réductions de consommation sont le fruit d'économies sur les moteurs (meilleure classe d'efficacité et pénétration de la vitesse variable) et sur les utilités (éclairage...).

2.6 COMPARAISON PAR RAPPORT AU PRÉCÉDENT BILAN PRÉVISIONNEL PUBLIÉ EN 2007 ET À SON ACTUALISATION PUBLIÉE EN 2008

Ainsi que cela transparaît au travers des chapitres précédents, le contexte a fortement évolué depuis les prévisions de consommation réalisées dans le cadre du Bilan Prévisionnel publié en juillet 2007 :

- le recul du niveau de consommation dans le secteur de l'industrie observé depuis 2005 ;
- l'accélération de la mise en place d'une politique de MDE volontaire avec gestion de l'énergie ;
- une forte volatilité du prix du pétrole ;
- en conséquence, un fort développement du chauffage électrique (notamment des PAC) ;
- un fort développement d'usages spécifiques de l'électricité ;
- une crise économique dont on ne connaît pas l'issue.

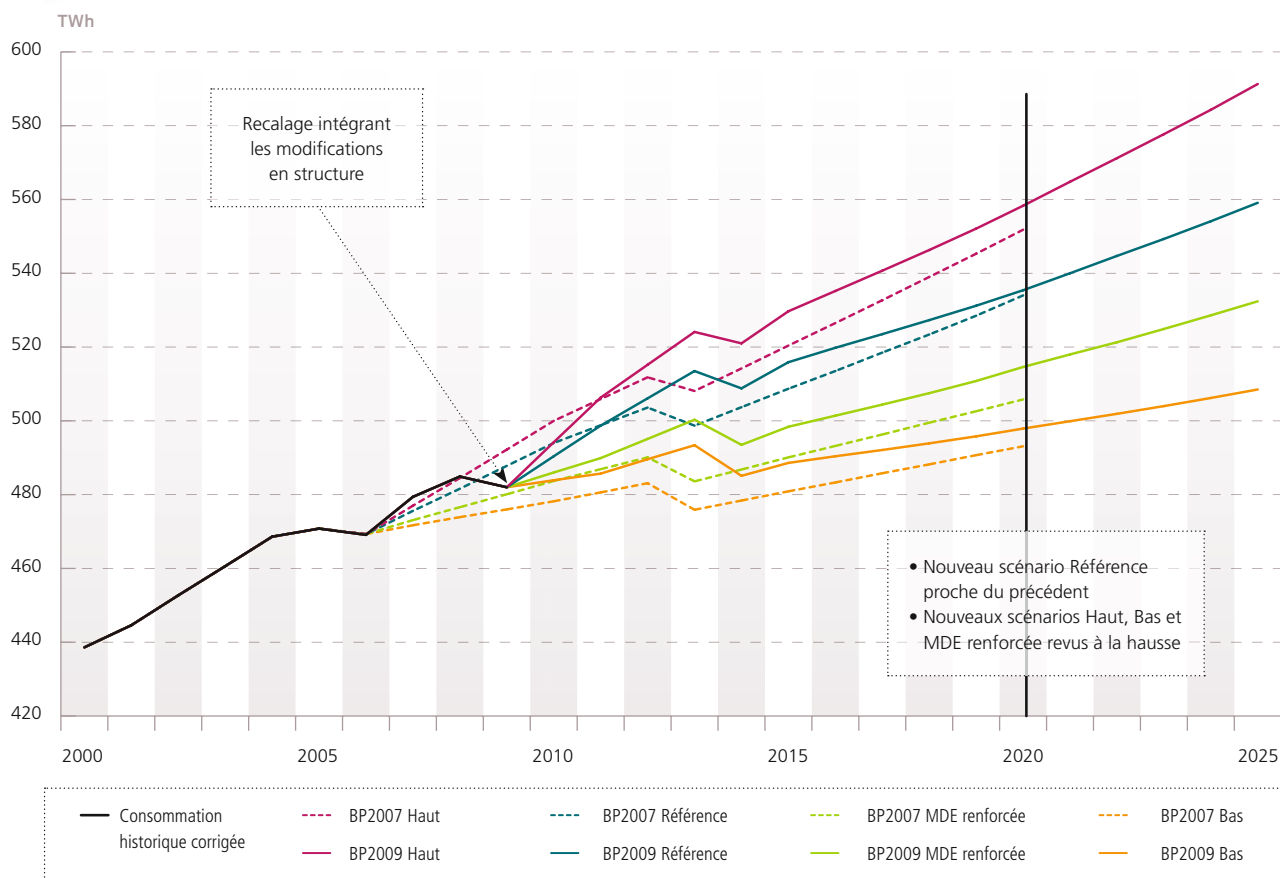
La prise en compte de ces évolutions confirme certaines modifications de structure des prévisions de consommation à l'horizon 2020 qui avaient été présentées dans l'actualisation du Bilan Prévisionnel en

2008 : par rapport au Bilan Prévisionnel 2007, un scénario de croissance industrielle proche du scénario « Bas » et un scénario de croissance résidentielle proche du scénario « Haut » de l'édition 2007. Par contre, l'évolution des consommations du secteur tertiaire a été revue à la baisse par rapport à l'édition 2007, celle des transports a été revue à la hausse.

2.6.1 Une baisse des prévisions de consommation dans l'industrie

Les nouvelles prévisions sont moins haussières que dans le précédent exercice : elles intègrent les fortes baisses déjà constatées sur la grande industrie depuis 2005, baisses aggravées par la crise économique actuelle. Cela conduit à une révision à la baisse de 8 TWh en 2020 par rapport au scénario « Référence » du Bilan Prévisionnel 2007. En s'appuyant sur les prévisions du BIPE, les consommations, en

Prévisions de consommation – comparaison entre les Bilans Prévisionnels de 2007 et 2009 (TWh)



forte baisse depuis fin 2008, pourraient repartir à la hausse à partir de 2010. Le rattrapage du niveau de consommation de 2007 n'aurait pas lieu avant 2012 dans le scénario « Référence ».

2.6.2 Un fort impact de la MDE dans le tertiaire

Les prévisions de consommation du secteur tertiaire sont en hausse de +15 % entre 2007 et 2020 dans le scénario « Référence », cette croissance étant portée par celle des surfaces (+15 %), du chauffage et de la climatisation. Cependant, l'impulsion forte donnée par le Grenelle de l'environnement, ainsi que la révision à la baisse du PIB par rapport à l'édition 2007 conduit à revoir à la baisse de 10 TWh en 2020 les précédentes prévisions du scénario « Référence » pour ce secteur : les principales raisons de cette baisse sont la réduction des surfaces chauffées, la plus forte réduction des consommations unitaires de chauffage, de climatisation et d'éclairage.

2.6.3 Une consommation en forte croissance dans le résidentiel

Dans le scénario « Référence », la croissance du nombre de ménages (+13 %) entre 2007 et 2020, ainsi que celle du chauffage (+25 %) et des usages divers (TV, informatique, petit électroménager, VMC...) conduit à une hausse de la consommation de ce secteur de 18 % sur la même période. Par rapport aux précédentes prévisions, les consommations de ce secteur ont été revues à la hausse de 14 TWh. Plusieurs facteurs expliquent ce niveau de recalage, aussi bien sur ces trois dernières années qu'en prévisionnel :

- le fort développement de l'électricité pour l'usage chauffage dans les logements neufs depuis 2005 combiné à un niveau de construction neuve très élevé jusqu'en 2007 ;
- des substitutions des usages concurrentiels dans les logements existants (chaudière fioul remplacée par une pompe à chaleur) en raison de la forte



volatilité du prix des combustibles fossiles et des incitations fiscales ;

- un taux d'équipement des ménages en usages spécifiques en forte croissance (ordinateurs, imprimantes, box ADSL, box TNT, petit électroménager...) ;
- une sous-estimation, dans le précédent exercice, du niveau de croissance et de l'évolution de la consommation unitaire de certains produits comme les téléviseurs à écrans plats et les consoles de jeu.

2.6.4 Un impact du Grenelle de l'environnement sur les consommations des transports

Le contexte a fortement évolué par rapport aux précédentes prévisions :

- de nouvelles infrastructures de transport ferroviaire (voyageurs et marchandises) vont être développées ;
- le gouvernement souhaite l'émergence d'ici 2012

d'une offre de véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHE) et les principaux constructeurs ont annoncé la commercialisation de ce type de véhicule à cet horizon. Dans les précédentes prévisions, à horizon 2020, le développement de cette filière avait été sous-estimé. On considère ici dans le scénario « Référence » le développement d'un parc d'environ 1 million de véhicules particuliers ou utilitaires légers rechargeables sur le réseau (totalement ou partiellement) à horizon 2020.

Les consommations de ce secteur ont donc été réévaluées de 5 TWh en 2020.

2.6.5 Synthèse

Le tableau suivant récapitule les différentes révisions apportées aux prévisions de consommation entre les éditions 2007 et 2009 du Bilan Prévisionnel :

Comparaison des prévisions du Bilan Prévisionnel 2009 et du Bilan Prévisionnel 2007 (TWh)

	2020	Observation
Prévision 2007 – « Référence »	534	
Prévision 2009 – « Référence »	535	
Différence	+1	
<i>Industrie</i>	- 8	Recul depuis 2005 + crise économique : tendance moins haussière
<i>Tertiaire</i>	-10	Hausse d'activité compensée par la MDE
<i>Résidentiel</i>	+14	Plus forte pénétration du chauffage électrique et des usages spécifiques
<i>Transports, Énergie, Agriculture</i>	+ 5	Transfert modal de la route vers le ferroviaire + développement de véhicules électriques

2.7 COMPARAISON AVEC DES SCÉNARIOS AUTRES QUE LE BILAN PRÉVISIONNEL

Le présent paragraphe a pour objet de discuter du positionnement des scénarios de consommation du Bilan Prévisionnel par rapport aux autres prévisions élaborées par divers acteurs. Il a vocation à éclairer les termes du débat lorsqu'il s'agit de comparer diverses prévisions et prospectives, et à souligner notamment les différences de perspective qu'il convient de garder à l'esprit pour comprendre les éventuels écarts de chiffres. Les éléments cités dans ce paragraphe sont publics, généralement accessibles sur internet.

Le commentaire qui en est fait ici ne saurait engager la responsabilité de leurs auteurs.

2.7.1 Les différentes approches

Les scénarios de consommation du Bilan Prévisionnel de RTE sont des « **prévisions** ». Ils sont bien entendu soumis à de fortes incertitudes, toute prévision étant par nature faillible. Mais l'emploi de ce mot plutôt qu'un autre souligne l'effort de réalisme qui

préside à l'élaboration de ces scénarios : l'objectif est d'estimer la situation la plus probable dans laquelle se trouvera le système électrique demain. C'est la notion de « best estimate », en anglais. Dans cette démarche, RTE, en tant que Gestionnaire du Réseau de Transport indépendant et régulé, veille à respecter la neutralité que lui impose la loi vis-à-vis des acteurs du système électrique.

Parmi les autres approches développées dans le domaine, deux font généralement références.

La première est l'**approche « tendancielle »**, dite « business as usual » en anglais. Dans cette approche, il ne s'agit pas de décrire l'évolution probable de la situation, mais au contraire une évolution fictive telle qu'elle se produirait si « on ne faisait rien », c'est-à-dire si aucune mesure supplémentaire n'était prise pour infléchir le cours des choses à compter du moment où l'exercice est mené. Ce type de scénario sert de référence pour estimer les enjeux des décisions à prendre pour atteindre un objectif différent de la tendance naturelle. Parmi ces scénarios tendanciels, citons par exemple celui de l'Agence Internationale de l'Énergie qui affiche l'évolution de la consommation mondiale d'énergie à l'horizon 2030.

La seconde est la **démarche « prospective »**. Cette fois-ci, il s'agit de décrire l'évolution possible de la situation si on se donne tel ou tel moyen d'infléchir le cours des choses. Cette démarche est très ouverte, dans la mesure où elle peut illustrer des mesures ayant des objectifs très différents. Dans cette catégorie, on trouvera par exemple les scénarios ayant pour objectif d'illustrer les trajectoires possibles pour respecter l'objectif de division par quatre des émissions de CO₂ à l'horizon 2050. Concernant l'électricité, on pourra y trouver aussi bien des scénarios envisageant une forte croissance de la consommation d'électricité, sous-tendue par une production non émettrice de CO₂, ou au contraire des scénarios réduisant cette consommation grâce à une politique très volontariste d'amélioration de l'efficacité énergétique. L'objectif de ces scénarios est d'illustrer l'effet de différentes politiques et d'éclairer les décisions à prendre. Certains sont ouvertement associés à des prises de position « militantes » dans le débat sur la politique énergétique.

2.7.2 Le périmètre étudié

À supposer que le positionnement des différents exercices soit connu, il faut éviter un autre écueil avant de mener la comparaison entre scénarios : celui des différences liées au périmètre étudié. Parmi les principaux points d'attention dont il convient de savoir s'ils sont inclus ou non dans les chiffres analysés :

- la Corse et les DOM,
- les pertes sur les réseaux,
- le pompage,
- la consommation du secteur énergie,
- la consommation des auxiliaires des centrales,
- l'autoproduction d'électricité (exemple : photovoltaïque intégré au bâti).

Enfin, dernier point à souligner, certains scénarios sont présentés en Tep, afin d'être intégrés à l'évolution globale de la consommation d'énergie. La conversion Tep / TWh doit être réalisée avec vigilance car le facteur de conversion diffère selon qu'on parle de consommation finale ou primaire.

2.7.3 Exemple de comparaison

À la demande de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la France a rendu public en avril 2008 un scénario de référence à caractère tendanciel : l'objectif était de représenter la situation énergétique française en 2030 si aucune politique nouvelle n'était adoptée, autres que celles en vigueur avant le 1^{er} janvier 2008. Les principales hypothèses prises en compte étaient : un PIB à 2,1 %, le scénario central de croissance démographique de l'INSEE sur la période 2006-2030, un prix du pétrole à 70 \$ le baril.

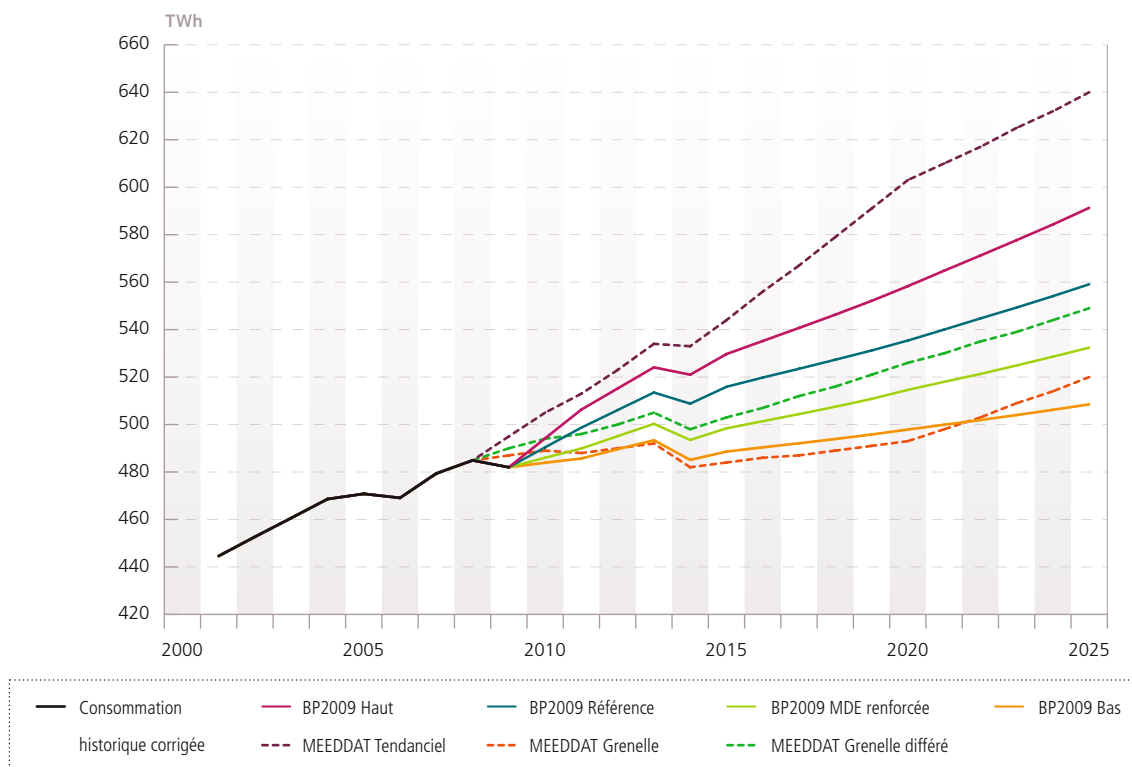
Dans le cadre de l'exercice 2008 de programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité et de chaleur, le MEEDDAT a souhaité compléter ce scénario tendanciel par des scénarios supplémentaires prenant en compte les objectifs du Grenelle de l'environnement, pour l'horizon 2020 : les hypothèses macroéconomiques restent identiques à celles du scénario tendanciel, mais les mesures et objectifs du projet de loi Grenelle ont été ajoutés au scénario tendanciel. Un scénario « Grenelle » respectant les objectifs du projet de loi a été élaboré. Un deuxième scénario « Grenelle différé »



évalue l'impact sur la demande d'énergie d'un retard de dix ans dans l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement.

Le graphique suivant présente le positionnement de ces divers scénarios.

Prévisions de consommation BP 2009 – MEEDDAT (TWh)



À l'horizon 2020, les scénarios de l'actuel bilan prévisionnel se situent dans une fourchette comprise entre le scénario tendanciel et le scénario Grenelle de la PPI. Par ailleurs, il est intéressant de noter que le scénario « Référence » est le plus proche du scénario Grenelle différé de la PPI, mais cette proximité cache des différences sectorielles

très sensibles : dans le bilan prévisionnel 2009, il y a plus de consommation dans le secteur résidentiel et moins de consommation dans l'industrie, ce qui conduit à des pointes de consommation très différentes. À l'horizon 2025, le scénario « Bas » devient la fourchette la plus basse de tous ces scénarios.

2.8 COMPARAISON AVEC D'AUTRES PAYS EUROPÉENS

Afin de compléter l'analyse de la prévision de croissance de la consommation française élaborée par RTE, il est intéressant de la comparer avec celle d'autres pays européens. En effet, même s'il existe de fortes différences structurelles dans les consommations européennes (et notamment un rôle du chauffage électrique aujourd'hui limité hors de France), la proximité des modes de vie, des politiques énergétiques et des contextes économiques rend pertinente une telle comparaison.

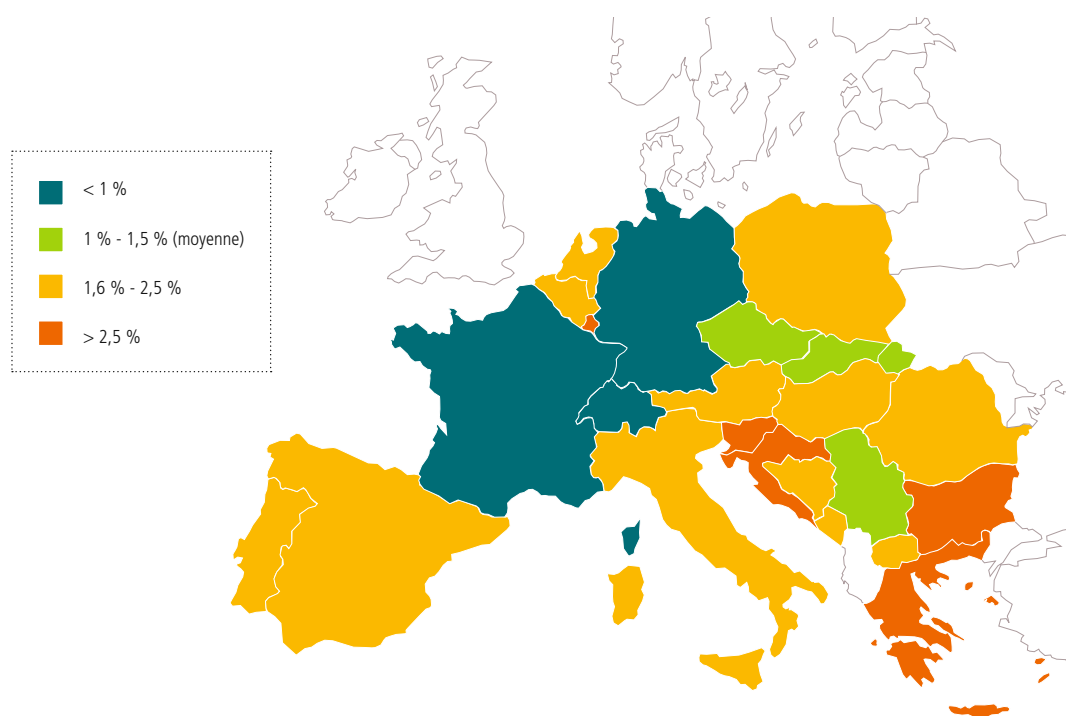
La carte ci-après est extraite du rapport « System Adequacy Forecast 2009-2020 » de l'UCTE (cf. paragraphe 5.3.3).

Les prévisions européennes de croissance de la consommation d'ici à 2015 dans le scénario de référence européen apparaissent comme supérieures à celle établie par RTE dans son scénario de référence (0,9 % par an) à l'exception de la Suisse qui prévoit

un taux de croissance identique, et de l'Allemagne qui prévoit le taux le plus faible d'Europe (0,3 % par

an). Ces prévisions ont été effectuées avant que la crise économique n'impacte l'industrie européenne.

Taux de croissance annuel moyen de la consommation d'ici à 2015 en Europe, scénario de référence





PARTIE 3

PRÉVISIONS DE CONSOMMATION EN PUISSANCE

- 3.1 Les variations de la consommation d'électricité au fil du temps
- 3.2 Les effacements de consommation
- 3.3 Les perspectives d'évolution de la courbe de charge
- 3.4 Prévisions des puissances de pointe
- 3.5 Comparaison avec d'autres pays européens

3 PRÉVISIONS DE CONSOMMATION EN PUISSANCE

3.1 LES VARIATIONS DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ AU FIL DU TEMPS

La courbe de charge de la journée en cours est affichée en temps réel à pas quart-horaire, sur le site internet de RTE, à la page <http://clients.rte-france.com/fr/visiteurs/vie/courbes.jsp>. Celles des 30 jours précédents, au même format, y figurent également. Un historique complet depuis 1996 de données validées, à pas demi-horaire, est aussi accessible depuis la page voisine : http://clients.rte-france.com/fr/visiteurs/vie/stats_conso_inst.jsp

14

La consommation d'électricité fluctue au cours du temps, en fonction des besoins des utilisateurs. Ceux-ci sont largement dictés par le rythme des activités économiques et domestiques et le cycle des saisons : la consommation est plus élevée le jour que la nuit, en jours ouvrables qu'en week-end, en hiver qu'en été. Elle connaît aussi d'amples fluctuations, liées aux températures extérieures, du fait des usages de climatisation (en été) et surtout de chauffage (en hiver).

3.1.1 Les variations structurelles

Le graphique suivant présente les variations de consommation observées en 2008 au cours d'une journée (i.e. : les courbes de charge¹⁴), à pas demi-horaire, pour un échantillon de journées typiques de chaque période de l'année :

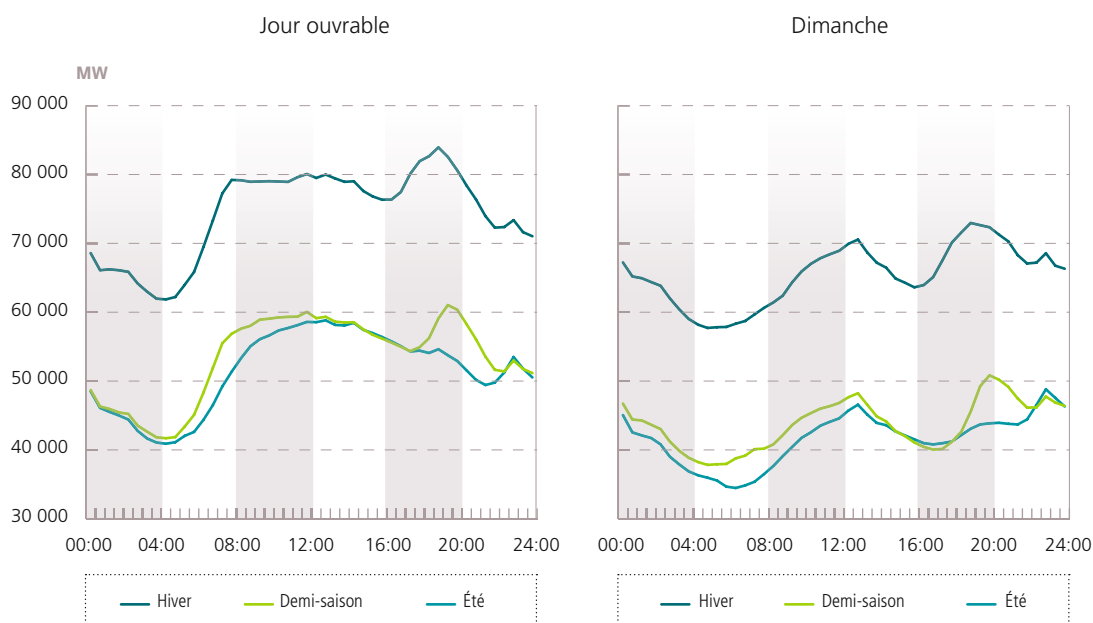
- mardi 9 décembre et dimanche 14 décembre, représentatifs de l'hiver ;

- mercredi 25 juin et dimanche 29 juin, représentatifs de l'été ;
- mercredi 15 octobre et dimanche 12 octobre, pour les saisons intermédiaires.

Les courbes de charge en jours ouvrables présentent des différences notables, tant en forme qu'en niveau. Elles possèdent néanmoins quelques caractères communs :

- un minimum de consommation atteint en fin de nuit (4 ou 5 heures du matin), instant où les consommations émanent essentiellement des process industriels à feu continu, de l'éclairage public, des appareils de froid, des veilles des appareils électroniques – et, en hiver, du chauffage ;
- une rapide montée de charge à partir de 6 heures, liée à la reprise d'activité chez les particuliers, dans les transports ferroviaires et dans les établissements industriels (industrie légère travaillant à un ou deux postes par jour sur cinq jours par semaine) et tertiaires (commerces et bureaux notamment) ;

Courbes de charge de journées-typiques



Variations saisonnières de charge

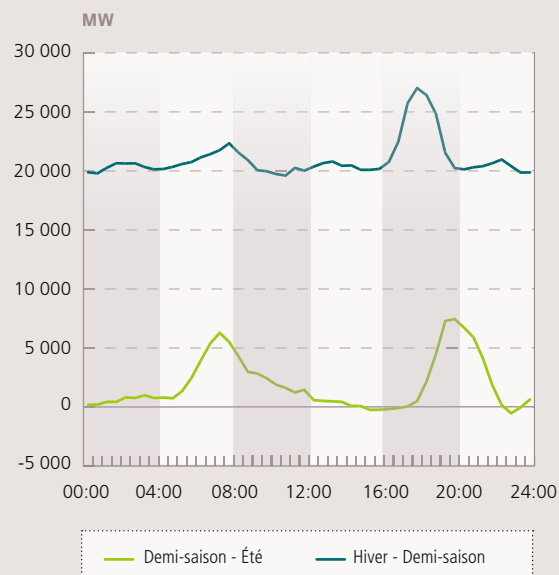
Une méthode, sommaire mais déjà instructive, d'analyse des différences entre courbes de charge selon les saisons consiste à établir, par simple soustraction, la chronique des différences de puissance appelées à chaque instant. Les chroniques d'écarts en puissance entre jours ouvrables type d'hiver et de demi-saison d'une part, et jours ouvrables type de demi-saison et été d'autre part, sont figurées dans le graphique ci-contre.

Les différences entre été et demi-saison sont principalement localisées en matinée et en fin d'après-midi :

- en fin d'après-midi, l'écart de puissance apparaît à 18 h 30, culmine de 19 h 30 à 21 h 30, et s'estompe à 22 h 30. Ces instants coïncident avec la tombée de la nuit : le coucher du soleil à Paris intervient en effet à 22 h à la fin juin, et à 19 h à la mi-octobre, et comme le territoire français s'étend d'Est en Ouest sur pratiquement un fuseau horaire autour du méridien de Paris, la disparition de l'éclairage naturel s'étale sur environ une heure. L'annulation de l'écart à 22 h 30 signifie que l'éclairage est utilisé à l'identique après ce moment, en juin et en octobre ; de même, l'absence d'écart avant 18 h 30 signifie que l'éclairage n'est pas (ou très peu) utilisé avant, ni en juin, ni en octobre. Le creusement de l'écart en environ une heure après 18 h 30, ainsi que sa résorption en une heure après 21 h 30 sont cohérents avec la durée d'allumage des lampes à travers toute la France.
- le matin, les plus gros écarts en puissance sont observés entre 5 h 30 et 8 h 30, en liaison étroite avec la différence des horaires de lever de soleil à Paris (5 h 50 fin juin, et 8 h 10 à la mi-octobre). Il subsiste cependant des écarts résiduels avant 5 h 30 et après 8 h 30, qui ont des causes plus spécifiques à la journée du 15 octobre 2008 : sollicitation (modique) du chauffage jusqu'en milieu de matinée, et complément d'éclairage lié à la nébulosité ; le chauffage étant aussi présent entre 5 h 30 et 8 h 30, on en déduit que la puissance consommée par l'éclairage est moindre en matinée qu'en soirée : il y a moins de points lumineux utilisés simultanément le matin que le soir.

Entre demi-saison et hiver, les différences de puissance sont beaucoup plus importantes, et sont essentiellement dues :

Différence de puissances appelées entre journées-types



- aux besoins de chauffage, qui expliquent un plateau de 20 000 MW maintenu tout au long des 24 heures. Il n'est pas systématique d'observer un tel plateau horizontal dans les écarts entre courbes de charge de journées d'hiver et de demi-saison ; il faut pour cela, d'une part que la journée d'hiver ne s'inscrive pas dans un mouvement général de radoucissement ou de refroidissement, et d'autre part que l'amplitude entre températures minimales et maximales de la journée ne soit pas trop importante – conditions qui ont été vérifiées le 9 décembre 2008 pris comme illustration ; le plus souvent, les écarts liés au chauffage montrent une tendance à la hausse – lors de l'arrivée d'une vague de froid – ou à la baisse – pendant les redoux – et une légère modulation autour de cette tendance, avec un écart supérieur de 9 à 10 h, et plus faible vers 16 h ;
- à l'éclairage : un pic apparaît très clairement sur le profil des différences de puissance en fin d'après-midi, coïncidant avec les horaires de coucher du soleil (19 h à la mi-octobre, 17 h en décembre, à Paris) ; un second se devine en matinée : sa discrétion doit beaucoup au fait qu'avec le passage de l'heure d'été à l'heure d'hiver, les horaires de lever du soleil sont très proches en octobre (8 h 12 très précisément le 15) et en décembre (8 h 34 le 9) ; les écarts matinaux sont bien plus marqués entre début novembre et mi-décembre.



- une lente diminution, à un rythme légèrement supérieur à 1 000 MW par heure à partir de 13 heures, suivie d'un rebond en fin d'après-midi, où se conjuguent activité de fin de journée dans les bureaux, reprise de la consommation résidentielle et pic d'activité des transports en commun.

Quant aux différences, elles sont principalement imputables :

- au chauffage, qui explique l'essentiel de la différence générale de niveau entre hiver d'une part, et été et demi-saison d'autre part ;
- et à des consommations additionnelles d'éclairage, qui sont à l'origine des écarts de forme : l'apparition d'une charge de l'ordre de 7 000 MW à la tombée de la nuit provoque une pointe à 19 heures au cœur de l'hiver, un peu plus tardive et moins haute en demi-saison ; symétriquement, le matin, l'éclairage induit en décembre et janvier un supplément de consommation qui positionne la pointe du matin vers 9 heures. Avec de moindres besoins d'éclairage, cette pointe tend à se décaler vers midi au fur et à mesure que le jour se lève plus tôt.

Les différences saisonnières entre consommation des dimanches font ressortir qualitativement les mêmes phénomènes et sont, elles aussi, très intimement liées au chauffage et à l'éclairage. En conséquence, les différences entre jours ouvrables et dimanches sont très semblables en toutes saisons : l'écart entre creux de nuit de jour ouvrable et dimanche est de l'ordre de 5 000 MW ; l'écart en cours de journée (de 8 h à 19 h) est en moyenne de 14 000 MW. Ces écarts sont essentiellement dus à l'interruption d'activité de certains établissements industriels (industrie légère notamment), d'une majorité de commerces et de la quasi-totalité des bureaux.

La consommation des samedis est intermédiaire entre celle des jours ouvrables et des dimanches. Bon nombre d'établissements industriels qui n'ont pas d'activité le dimanche n'en ont pas non plus le samedi. Mais la plupart des commerces et certaines administrations, fermés le dimanche, travaillent le samedi.

On peut signaler également des particularités au sein des jours ouvrables :

- les lundis, où d'une part les consommations de nuit sont sensiblement inférieures à celles des autres jours ouvrables (les nuits de dimanche à lundi ressemblent en fait beaucoup plus à celles de samedi à dimanche qu'aux suivantes) ; et où d'autre part les consommations diurnes restent légèrement moins élevées que durant les autres jours ouvrables, du fait de l'inactivité de certains commerces ;
- les vendredis, où les consommations déclinent plus rapidement que pendant les autres jours ouvrables dès midi.

Par ailleurs, quelques périodes de l'année sont atypiques (entre mi-juillet et mi-août, ou entre Noël et le Jour de l'an par exemple). Les conclusions de cette analyse nationale ne sont pas non plus exactement transposables à une échelle plus petite, compte tenu de particularités locales. Les comportements particulièrement atypiques sont rares. Dans certaines régions méridionales par exemple, l'activité touristique estivale ou l'irrigation peuvent par endroits causer des maxima de consommation en été et non en hiver.

Mérite également d'être noté un autre point commun à tous les types de journée et à toutes les saisons : le sursaut de consommation observable à 23 heures, principalement dû à l'usage de production d'eau chaude sanitaire (ECS). La possession d'un chauffe-eau électrique est en effet très majoritairement associée à une tarification de l'électricité distinguant deux niveaux de prix au cours d'une journée (telles l'option « Heures creuses » ou l'option « Tempo » des Tarifs Réglementés¹⁵). Ces chauffe-eau, quasiment tous du type à accumulation, s'enclenchent aujourd'hui automatiquement à la réception du signal « Heures creuses », et fonctionnent à pleine puissance le temps nécessaire à amener l'eau à température maximale (le plus souvent 2 à 4 heures). Bien que l'émission des signaux ait lieu à un moment où l'ensemble des autres consommations sont orientées à la baisse, et qu'elle soit étagée entre 22 heures et minuit, le fonctionnement simultané des chauffe-eau provoque une remontée de la charge totale.

La structure et le niveau de prix des tarifs réglementés et leurs diverses options peuvent être consultés sur le site de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) : www.cre.fr/fr/marches/marche_de_l_electricite/marche_de_detail

3.1.2 La sensibilité à la température extérieure

La consommation d'électricité est aussi influencée par d'autres facteurs nettement moins répétitifs et prévisibles que les cycles journaliers / hebdomadaires / saisonniers précédemment évoqués : il s'agit essentiellement de facteurs météorologiques, tels que la nébulosité (jouant sur l'éclairage),

les températures extérieures en été (via la climatisation), et, surtout, les températures extérieures en hiver (via le chauffage électrique, largement répandu en France).

Le graphique suivant présente les courbes de charge du jour où la consommation en énergie a été maximale au cours de chacun des trois derniers hivers, et celle d'un jour ouvrable proche parmi les plus doux.

Amplitude des variations de charge en hiver



Les conditions rencontrées par l'exploitation du système électrique sur chacune de ces journées particulières sont résumées dans le tableau suivant :

		Hiver 2006/2007	Hiver 2007/2008	Hiver 2008/2009
Jour de consommation maximale	<i>Date</i>	Jeu­di 25/01	Mer­cre­di 19/12	Mer­cre­di 07/01
	<i>Température *</i>	-1.2 °C	-0.4 °C	-3.0 °C
	<i>Effacements</i>	Oui	Oui	Oui
Jour doux	<i>Date</i>	Jeu­di 18/01	Mer­cre­di 05/12	Mar­di 20/01
	<i>Température *</i>	+12.3 °C	+10.1 °C	+4.5 °C
	<i>Effacements</i>	Non	Non	Non

* moyenne journalière France entière

Les profils journaliers sont assez similaires entre eux (et à celui d'un jour typique d'hiver présenté plus haut). On peut cependant noter deux singularités sur les courbes des jours les plus chargés :

- une amplitude creux / pointe réduite, et une montée de charge moins rapide le matin : ceci est dû à

l'activation d'effacements de consommation à partir de 7 heures, notamment EJP (Effacement Jour de Pointe) et Tempo¹⁶ (cf. paragraphe 3.2) ;

- une reprise de charge à 1 heure du matin, signe qu'un effacement EJP avait été actionné la veille (où il faisait froid aussi).

Les dates d'activation des EJP et les couleurs de jour Tempo sont consultables (en temps réel, et avec un historique de 5 ans pour Tempo – et du dernier hiver pour EJP) depuis un renvoi figurant sur la page : <http://clients.rte-france.com/fr/visiteurs/vie/prod/ejp.jsp>

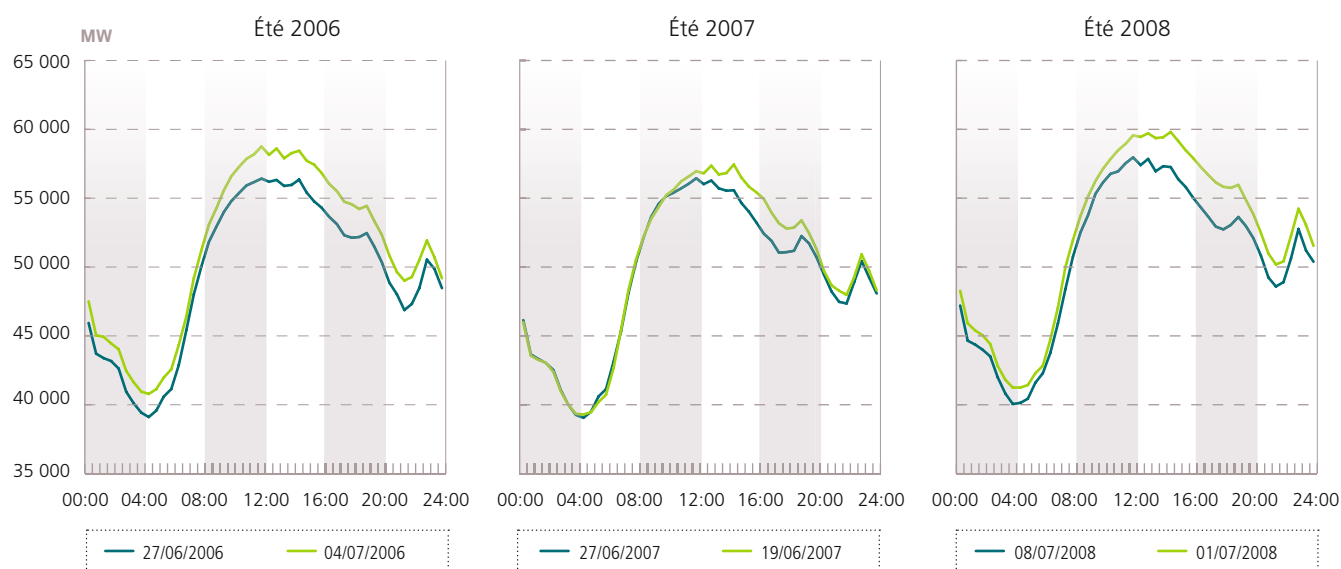


Mais les différences sont très marquées en niveau : la pointe de 19 heures d'un jour doux se situe tout juste au niveau du creux de 4 heures du matin d'un jour très froid (l'hiver 2008/2009 fait à cet égard figure d'exception, dans la mesure où il n'y a pas eu de jour doux de décembre à février). La sensibilité de la consommation à la température (aussi appelée gradient de température) que l'on mesure actuelle-

ment dans le système électrique français approche 2 100 MW/°C. Autrement dit, pour une diminution de 1°C de la température extérieure, la consommation est accrue de 2 100 MW.

La sensibilité aux températures extérieures se manifeste aussi en été, mais de manière nettement moins prononcée :

Amplitude des variations de charge en été



		Été 2006	Été 2007	Été 2008
Jour le plus chaud	Date	Mardi 4/07	Mardi 19/06	Mardi 01/07
	Température *	23.9 °C	22.0 °C	22.5 °C
Jour doux	Date	Mardi 27/06	Mercredi 27/06	Mardi 8/07
	Température *	19.8 °C	14.9 °C	17.2 °C

* Moyenne journalière France entière.

Contrairement à l'hiver, où les écarts de puissances sont très voisins sur les 24 heures de la journée, la sensibilité à la température en été est beaucoup plus prononcée l'après-midi (où le gradient de température atteint 500 MW/°C) qu'en matinée (gradient de 250 MW/°C). La France est moins sensible à la température en été que ses voisins méridionaux, plus ensoleillés et plus équipés en appareils de climatisation.

3.1.3 Caractérisation de la pointe

Les occurrences de consommation maximale en puissance résultent de la combinaison des variations struc-

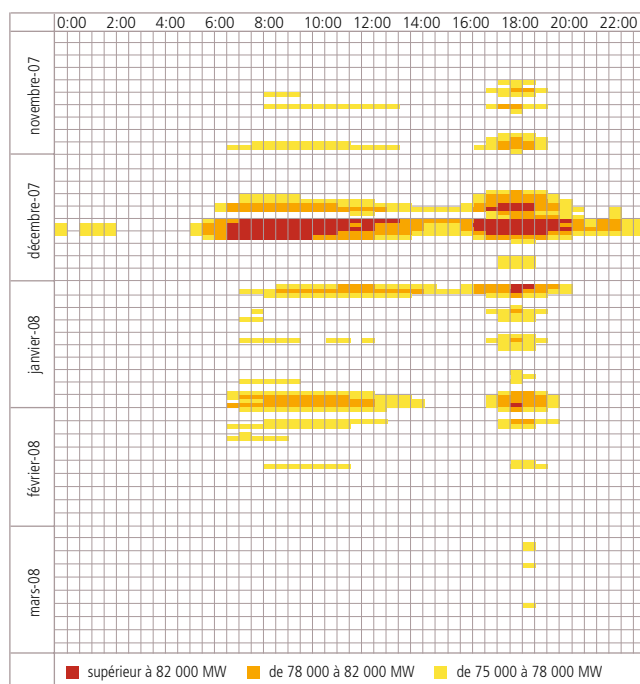
turelles périodiques et de celles, aléatoires, liées aux facteurs météorologiques. Ces occurrences sont présentées sur les graphiques suivants, pour chacune des deux dernières années. Dans la représentation adoptée (communément appelée « montagne de charge »), l'ensemble des points demi-heures de l'année est organisé selon une grille de 48 colonnes, correspondant chacune à une demi-heure de la journée, et en lignes correspondant chacune à une journée ; à chaque point demi-heure (chaque case de la grille) est attribué une couleur en fonction de la puissance demandée à ce moment-là. Les plages de puissance ont été fixées (arbitrairement) de manière à mettre en évidence

les épisodes de plus fort appel de puissance. Seule la période de novembre à mars mérite d'être représentée,

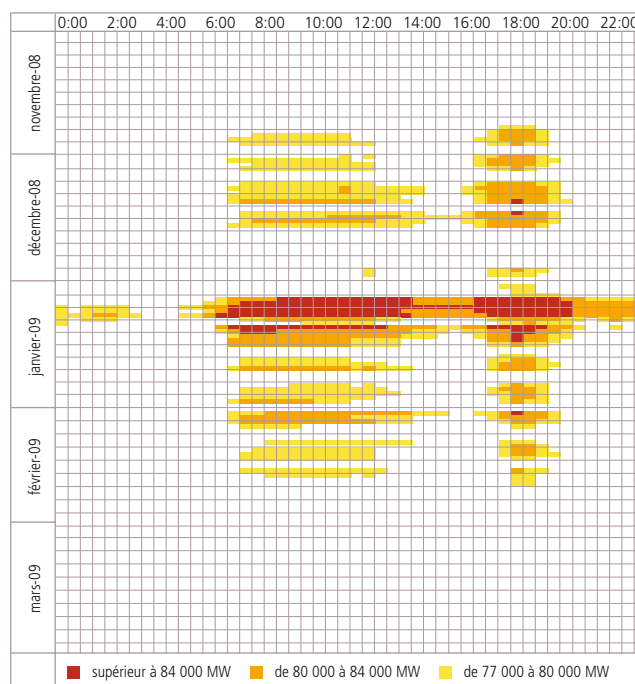
toutes les puissances demandées d'avril à octobre étant inférieures au plus bas des seuils retenus.

Montagnes de charge

Hiver 2007/2008



Hiver 2008/2009



Au cours de l'hiver 2007/2008 (où la puissance maximale de 88 960 MW a été atteinte le lundi 17 décembre à 19 h), la puissance a dépassé :

- 82 GW pendant 91 demi-heures, réparties en 10 jours (dont 87 en 7 jours pratiquement consécutifs – du jeudi 13 au vendredi 21 décembre, sauf le week-end),
- 78 GW pendant 279 demi-heures, sur 28 jours,
- 75 GW pendant 635 demi-heures, sur 56 jours (dont 43 pendant plus de 2 demi-heures).

Au cours de l'hiver 2008/2009 (où la puissance maximale de 92 400 MW a été atteinte le mercredi 7 janvier à 19 h), la puissance a dépassé :

- 84 GW pendant 141 demi-heures, réparties en 12 jours (dont 136 en 7 jours – du lundi 5 au mardi 13 janvier, sauf le week-end),
- 80 GW pendant 460 demi-heures, sur 45 jours,
- 78 GW pendant 984 demi-heures, sur 57 jours.

Des heures réputées creuses (entre 1 h et 6 h la nuit), et même certaines heures de samedi ou de dimanche, figurent dans les 300 heures les plus chargées de l'année. Dans le système électrique français, le phénomène de pointe de consommation est bien plus étroitement associé aux jours de grand froid (et même, puisque ces jours arrivent groupés, aux vagues de froid) qu'à une heure particulière de la journée.

3.2 LES EFFACEMENTS DE CONSOMMATION

Pour ce qui concerne l'équilibre offre-demande d'électricité, d'un point de vue physique il est parfaitement équivalent d'accroître la production ou de réduire la

consommation. Économiquement, les effacements de consommation peuvent constituer une alternative efficace à la sollicitation de moyens de produc-



tion coûteux aux moments des pointes de consommation – et pourraient même, dans les cas les plus

extrêmes, éviter des situations où toute la production disponible serait insuffisante à satisfaire la demande.

MDE et effacements

Les objectifs et la mise en œuvre des effacements pour limiter la consommation en pointe ne se confondent pas avec ceux des actions de MDE évoquées au chapitre 2 « Prédiction de consommation en énergie ». Certes, ces dernières (qu'il s'agisse de lampes basse consommation, d'une meilleure isolation des bâtiments...) permettant de réduire la consommation d'électricité pour un service rendu identique, procurent une diminution de la puissance appelée chaque fois que l'usage consomme – y compris, ce qui est souvent le cas, à la pointe. Mais ces réductions sont engagées dès le moment où l'action de MDE a été décidée, et ne peuvent plus être modifiées ultérieurement (sauf par le comportement du consommateur, mais l'effet comportemental intervient pareillement, qu'il y ait eu ou non action de MDE). Les effacements auxquels il est fait référence dans cette section sont des actes volontaires effectués par le consommateur (ou, à tout le moins, avec son consentement), en réac-

tion à différents indicateurs de l'état du système électrique (prix, ou tout autre paramètre traduisant une tension sur l'équilibre offre-demande). Ils permettent des réductions de puissance appelée, à certains moments propices, et au-delà de celles générées en continu par les seules mesures de MDE, passives. Ils procèdent en règle générale, soit de l'utilisation d'une énergie autre que l'électricité pour satisfaire l'usage énergétique au moment des pointes de consommation d'électricité (équipements bi-énergie), soit du report de l'usage consommant l'électricité à un moment de moindre consommation. Ils ne sont ainsi pas destinés à réduire la consommation énergétique annuelle de l'usage, contrairement aux actions de MDE. Ils constituent en revanche un levier d'ajustement de l'offre à la demande, au même titre que les moyens de production flexibles, et contribuent à une plus grande sécurité et une meilleure efficacité du système.

Effacement
Jour de Pointe

17

Pour la structure et les niveaux de prix de ces options, voir le site internet de la CRE : www.cre.fr/Fr/marches/marche_de_l_electricite/marche_de_detail

18

Le premier mécanisme d'effacement de consommation apparu historiquement, et toujours le plus important en termes de réduction de puissance, est constitué des options tarifaires EJP¹⁷ (créée dans les années 1980, et qui n'est plus proposée aux consommateurs aujourd'hui mais peut être conservée par ceux qui l'avaient préalablement choisie) et Tempo¹⁸ (qui lui a succédé dans les années 1990), options qui font toujours actuellement partie des Tarifs Réglementés. Leur principe est de proposer des prix très élevés sur 22 périodes mobiles (de 18 heures pour EJP, de 16 heures pour Tempo en jour rouge), chaque hiver entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, en contrepartie de prix plus attractifs en dehors de ces périodes.

Concernant exclusivement des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution, l'activation des signaux EJP et Tempo procure globalement une réduction de 2 800 MW (effet complémentaire de réduction des pertes inclus). Depuis l'hiver 2006/2007, le territoire

français est décomposé en quatre zones (Nord, Sud, Ouest et PACA) sur chacune desquelles le signal EJP est émis séparément ; toutes les combinaisons sont permises, y compris l'émission simultanée sur les quatre zones ; cette fragmentation permet :

- d'une part une gestion opérationnelle plus souple des effacements, qui sont vus au niveau national disponibles globalement plus de 22 jours, à des niveaux de puissance effacée graduels ;
- et d'autre part, pour les régions Ouest et PACA dont l'alimentation est plus fragile (cf. chapitre 8), d'utiliser le signal EJP pour aider à résorber d'éventuelles congestions de réseau locales.

Globalement, malgré quelques rigidités (périodes indivisibles, strictement contingentées à 22 jours au cours d'un hiver), les options EJP et Tempo sont bien adaptées aux caractéristiques de la pointe de consommation en France, telles qu'elles ont été décrites à la section précédente.

Mais il existe aussi des possibilités d'effacement hors du cadre des Tarifs Réglementés : les contrats bilatéraux liant un consommateur à son fournisseur d'électricité peuvent contenir des clauses le permettant, sous des formats (puissance effacée, durée, fréquence, période d'activation autorisée...) variables et appropriés aux usages et équipements du consommateur. En pratique, ces clauses d'effacement contractuel à la demande du fournisseur, qui concernent surtout des établissements industriels très gros consommateurs, existent réellement, et offrent aujourd'hui un potentiel d'effacements supplémentaires de 1 000 MW.

Les consommateurs ont également la faculté de participer directement au Mécanisme d'Ajustement¹⁹ (MA), instrument mis en place par RTE en avril 2003 pour se donner une vision exhaustive de tous les moyens qui sont à sa disposition pour maintenir l'équilibre offre-demande. À ce titre, un consommateur qui a la possibilité de réduire sa consommation peut déposer une offre (« offre à la hausse », dans la terminologie du MA), spécifiant la puissance effacée, le délai d'activation, et toutes autres contraintes techniques, ainsi que le coût lié à l'activation, de manière tout à fait analogue aux offres d'augmentation de puissance déposées par les producteurs. L'activation de l'offre est commandée par l'exploitant du système électrique, en fonction des besoins et selon le principe de préséance économique entre toutes les offres à la hausse disponibles. La faculté de participer directement au MA n'a cependant été que très faiblement utilisée jusqu'à présent par les consommateurs. Afin de renforcer leur participation, RTE a procédé à un appel d'offres expérimental en 2008, avec contractualisation au final de 100 MW, dont le bilan sera tiré au second semestre 2009.

De plus, pour être acceptée sur le MA, une offre (qu'elle soit à la hausse ou à la baisse) doit porter sur une puissance minimale de 10 MW : ce seuil, pourtant faible au regard du volume total dont on doit disposer pour une exploitation sûre (couramment 3 000 MW en été, 4 500 MW en hiver), interdit en pratique au plus grand nombre de consommateurs de pouvoir y participer et a pour effet de stériliser un gisement potentiel d'effacements de consommation. C'est pour remédier à cet état de fait qu'est exploré, depuis 2007, le nouveau concept « d'ajustements diffus »²⁰. Son principe est théoriquement simple : un acteur tiers se charge d'agréger les capacités d'effacements individuellement trop faibles pour accéder au MA, pour en faire un ensemble d'une taille critique suffisante. Sa mise en œuvre se révèle cependant un peu plus délicate : elle soulève des problèmes de nature essentiellement juridique (avec des implications économiques relatives au règlement financier des écarts), liés à l'intervention d'un tiers dans une relation qui avait été conçue jusqu'ici comme fondamentalement bilatérale entre un consommateur et son fournisseur. En concertation avec l'ensemble des acteurs concernés, et avec l'aval de la CRE²¹, il a été décidé de procéder à une expérimentation de ce concept, dont le terme initialement fixé à fin juin 2009 pourrait être prorogé. Cette expérimentation doit permettre d'en valider les aspects techniques (relais de l'ordre d'activation venant du MA vers chacun des consommateurs concernés), et d'analyser les réponses de l'ensemble diffus, tant à la réception de l'ordre d'effacement qu'à sa disparition (des consommations effacées pendant que l'ordre est maintenu pouvant engendrer ultérieurement, par effet de report, un accroissement de la courbe de charge).

.....

Toutes les informations concernant le Mécanisme d'Ajustement sont fournies sur le site internet de RTE, à la page : http://clients.rte-france.com/fr/clients_producteurs/services_clients/service_majsp

19

.....

Voir la page : www.rte-france.com/espace_clients/fr/visiteurs/offre/offre_marche_ajustement_diffus.jsp

20

.....

Décision du 5 décembre 2007

21

3.3 LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DE LA COURBE DE CHARGE

Les courbes de charge évoluent naturellement avec l'augmentation des consommations énergétiques annuelles, mais cette évolution n'est pas homothétique : les profils journaliers/hebdomadaires/annuels se déforment lentement année après année, du fait de rythmes de croissance différents des divers usages (qui ont chacun des profils particuliers), voire de l'apparition de nouveaux usages, des progrès techno-

logiques ou des contraintes réglementaires qui modifient les consommations unitaires d'un usage donné, et de l'évolution des modes de vie.

Trois usages au moins (qui seront commentés en détail dans la suite de cette section) induiront des modifications sensibles de la forme des courbes de charge dans un proche avenir :



- l'éclairage, du fait des évolutions de la réglementation européenne ;
- le chauffage, avec une large diffusion attendue des pompes à chaleur (PAC) ;
- la recharge des véhicules électriques, nouvel usage en développement.

Pour les autres usages, le profil de consommation a été maintenu identique à ce qu'il est aujourd'hui (i.e. : les puissances en chaque heure de l'année évoluent proportionnellement à l'énergie annuelle), en dépit d'incertitudes qui pèsent sur deux d'entre eux :

- La branche des commerces, pour lesquels un assouplissement des règles d'ouverture dominicale est évoqué ; toutefois, quels que soient le champ d'application de cet assouplissement éventuel et la manière dont il serait mis en œuvre par les intéressés, l'impact sur le système électrique restera limité au dimanche, jour de la semaine où les puissances appelées sont les plus faibles ; omettre cette évolution peut tout au plus induire un biais par défaut sur la consommation d'énergie annuelle, mais ne perturbe pas les puissances de pointe (atteintes en jour ouvrable) qui sont déterminantes dans les analyses de l'équilibre offre-demande qui seront menées aux chapitres 6 et 7.
- L'usage de production d'eau chaude sanitaire (ECS) : les discussions en cours dans le cadre de la directive EuP font état d'un possible classement en catégorie C ou D des systèmes de production d'ECS à accumulation ; un tel classement limiterait leur diffusion à brève échéance, et les interdirait à la vente d'ici à quelques années. Si les appareils à accumulation devaient disparaître, la consommation d'électricité pour la production d'ECS serait synchronisée avec le besoin d'eau chaude, qui se situe généralement à des moments où les autres usages de l'électricité appellent une puissance plus importante qu'entre 22 heures et 2 heures du matin : l'impact pourrait alors être sensible sur l'équilibre offre-demande d'électricité.

ont lieu entre 19 h et 22 h, dépassant 7 GW certaines heures).

La Commission européenne a décidé d'interdire la vente d'ampoules ayant une consommation d'énergie particulièrement élevée pour l'éclairage domestique, à travers une série d'étapes s'échelonnant du 1^{er} septembre 2009 au 1^{er} septembre 2016. Deux gammes de produits permettent un remplacement direct des ampoules à incandescence sans avoir à changer de support : les ampoules halogènes à économie d'énergie (ES - Energy Saver) et les ampoules fluocompactes. Les halogènes à économie d'énergie économisent jusqu'à 30 % d'énergie : les constructeurs ont mis sur le marché toutes les gammes d'ampoules halogènes munies du même type de culot que les ampoules à incandescence. Les ampoules fluocompactes, quant à elles, permettent une économie allant jusqu'à 80 %. Ainsi, une ampoule fluocompacte de 20 W offre la même quantité de lumière qu'une ampoule à incandescence de 100 W ou qu'une ampoule halogène ES de 70 W. Les dernières ampoules à être interdites à la vente seront celles de classe énergétique C à partir du 1^{er} septembre 2016, à savoir les ampoules halogènes ES.

Selon l'étude européenne REMODECE²² et l'ADEME, sur environ 25 points lumineux par ménage, 15 % sont déjà des ampoules basses consommation, le plus souvent installées sur les luminaires les plus utilisés : la baisse de la consommation unitaire de l'éclairage est déjà amorcée.

Par suite, entre 2007 et 2020, la consommation unitaire par ménage de cet usage est estimée divisée par deux dans le scénario « Référence », et diminuée de 62 % dans le scénario « MDE renforcée ». Quel que soit le scénario, la consommation de cet usage sera réduite de plus de 5 TWh dans le secteur résidentiel. Le gain énergétique obtenu à l'horizon 2020 dépend du pourcentage de points lumineux avec des halogènes à économie d'énergie encore en fonctionnement. À plus long terme, la généralisation des LED dans le résidentiel en remplacement d'ampoules fluocompactes permet de gagner plus de 1 TWh supplémentaire, que ce soit dans le scénario « Référence » ou dans le scénario « MDE renforcée ».

3.3.1 La disparition de l'incandescence, déjà amorcée

L'éclairage résidentiel est un usage important à la fois en terme de consommation (plus de 11 TWh) et en terme de puissance (les plus forts appels de puissance

Dans le tertiaire, on suppose une généralisation des ballasts électroniques en remplacement des ballasts actuels et une meilleure gestion de ce poste (automatisée). Les ampoules à incandescence de type standard sont très peu utilisées dans ce secteur : l'impact de la directive européenne sur l'éclairage devrait être plus limité. Ces mesures généreront tout de même plus de 6 TWh d'économies à l'horizon 2020 dans le scénario « MDE renforcée » (3,4 TWh dans le scénario « Référence »).

La directive européenne a un impact important sur les appels de puissance liés à l'éclairage résidentiel : ils ont déjà commencé à diminuer et vont progressivement se réduire le soir lorsque l'incandescence puis les halogènes à économie d'énergie seront retirés des ventes. En 2020, en dehors des ménages ayant des ampoules halogènes ES encore en fonctionnement, l'essentiel de l'éclairage devrait être assuré par des ampoules fluocompactes. L'impact d'une telle mesure s'élèvera à plusieurs GW d'appels de puissance en moins le soir à l'horizon 2020.

3.3.2 L'usage chauffage et les pompes à chaleur

Actuellement, plus de 400 000 logements sont équipés d'une pompe à chaleur (PAC). À l'horizon 2020, environ 2 millions de logements devraient en être équipés.

Les pompes à chaleur sont des équipements qui prélèvent la chaleur du milieu extérieur (atmosphère, sol), à basse température, et qui la restituent à température plus élevée pour assurer le chauffage des locaux, voire la production d'eau chaude sanitaire. L'intérêt de la PAC réside dans ce que l'énergie restituée est supérieure à l'énergie électrique consommée, le rapport entre ces deux grandeurs étant appelé coefficient de performance (COP) ; ainsi, un COP de 3 signifie que pour 1 kWh d'électricité consommée, la quantité de chaleur restituée à l'intérieur du logement est de 3 kWh, le complément étant apporté (gratuitement) par le milieu extérieur. Le terme de COP correspond le plus souvent à la consommation du seul compresseur : il est mesuré en laboratoire dans des conditions maîtrisées. Il faut en réalité prendre en compte également les consom-

mations des dispositifs auxiliaires (pompes de circulation, calculateur, organe de dégivrage, éventuelle résistance d'appoint intégrée à la PAC...) : le COP moyen annuel d'exploitation reflète la consommation électrique totale du système.

Ce COP n'est pas constant : il diminue lorsque l'écart de température entre le milieu de prélèvement et le milieu de restitution augmente. De plus, pour des écarts de température très importants (milieu extérieur très froid), la puissance du compresseur de la PAC peut se révéler insuffisante pour assurer la totalité du besoin de chauffage : un appoint est alors nécessaire. Pour ce qui concerne la puissance électrique appelée, le comportement des PAC en fonction de la température extérieure s'écarte ainsi sensiblement du comportement du chauffage électrique par effet Joule tel qu'on le connaît aujourd'hui.

La relation entre puissance consommée et température est d'autant plus complexe à déterminer qu'il existe une grande diversité au sein de la famille des PAC :

- Diversité des sources de prélèvement de chaleur : les températures de l'air varient plus fortement et plus rapidement que dans les autres milieux, ce qui, du fait de la variation du COP, conduit à de plus amples variations de puissance électrique appelée, et notamment des consommations plus importantes par grand froid, pour les PAC puisant la chaleur dans l'air (PAC aérothermiques, de très loin les plus nombreuses installées en France). À cela s'ajoute l'effet de la formation de givre sur l'échangeur extérieur pour des températures proches de 0°C, qui tend à réduire la performance énergétique de la PAC à ces températures. Il convient de noter que les PAC puisant la chaleur dans le sol (géothermiques) peuvent aussi connaître des baisses de performance, après plusieurs jours de temps très froid qui ont beaucoup sollicité la PAC et conduisent à un refroidissement sensible du sol au voisinage du prélèvement.
- Diversité des milieux de restitution : la restitution peut s'opérer directement dans l'air du volume d'habitation ou par l'intermédiaire d'un système de distribution d'eau chaude. Dans ce dernier cas, selon que les émetteurs de chaleur sont des planchers chauffants, des convecteurs basse température ou des convecteurs conventionnels, les



températures d'eau sont différentes pour un même besoin de chauffage.

- Diversité des modes d'installation : dans une habitation existante, déjà équipée d'une chaudière, une PAC peut soit la remplacer purement et simplement, soit être installée en parallèle. Cette dernière configuration autorise l'installation d'une PAC de moindre puissance, suffisante pour couvrir les besoins de chauffage des jours doux ou modérément froids, les plus nombreux ; pour les quelques jours très froids d'un hiver c'est la chaudière existante qui assurera l'intégralité du besoin. Actuellement, 60 % des PAC installées en remplacement d'une chaudière dans les bâtiments anciens le sont en gardant l'ancienne chaudière en relève. Vu du système électrique, lors des jours très froids, la première option conduit à une sensible augmentation de puissance pour le chauffage (qui peut être amplifiée par la mise en service d'un appoint électrique) ; la seconde permet de supprimer la consommation d'électricité.

Il faut aussi considérer que, sous l'effet du progrès technologique, les performances des PAC seront améliorées. On peut s'attendre à ce que les COP des futures machines soient plus élevés à toutes températures que celui des machines actuelles, ce qui, pour un même besoin de chaleur, tend à diminuer la puissance électrique consommée, à tout niveau de température extérieure. Il peut y avoir aussi abaissement du seuil de température extérieure en deçà duquel la PAC ne peut satisfaire l'intégralité du besoin de chauffage, ce qui laisse davantage de PAC en fonctionnement lors des jours très froids (où les COP sont de toute façon moins élevés que les jours doux), et qui induit une augmentation de la puissance électrique appelée ces jours-là.

L'ensemble de ces considérations a conduit à constituer deux nouveaux profils de consommation d'électricité liée aux températures basses, l'un pour les PAC air/air, le second pour les PAC air/eau. Les paramètres liant température extérieure et puissance appelée sont fondés sur les meilleures connaissances théoriques actuelles des machines et de leur comportement (COP et son évolution en fonction de la température extérieure, plage de fonctionnement) ; ils devront naturellement être validés ou affinés

par le retour d'expérience au cours des prochaines années.

Il a été supposé en outre qu'une majorité de PAC installées dans l'habitat ancien le seraient en conservant les chaudières existantes en relève, et que celles-ci seraient maintenues (ou, plus généralement, que le principe de bi-énergie serait pérennisé) sur toute la période étudiée, jusqu'en 2025. Lors des jours très froids, leur présence équivaut à un effacement de puissance de 1,5 GW sur l'hiver 2012-2013 et de 2,8 GW sur l'hiver 2019-2020, dans le scénario « Référence ».

3.3.3 La charge des véhicules électriques

Les progrès technologiques (propulsion et stockage) et les préoccupations environnementales remettent l'actualité sur les véhicules électriques urbains. Des études récentes laissent entrevoir comme plausible un parc de véhicules électriques / hybrides rechargeables voisin de 1 million d'unités à l'horizon 2020, avec :

- à un horizon de 5 ans (2012), un développement limité essentiellement à des niches très fermées ;
- jusqu'à 2020-2025, un développement significatif sur des marchés de véhicules « courts trajets » comme les flottes d'entreprises, puis le deuxième véhicule particulier à usage urbain.

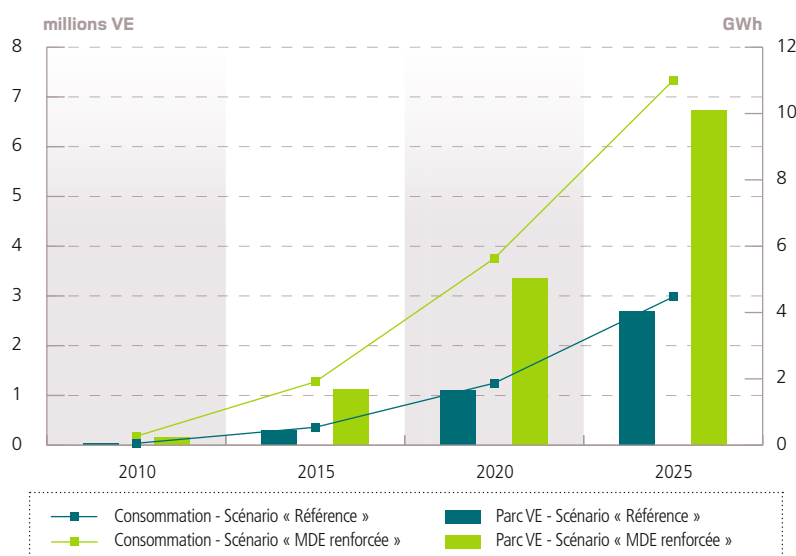
Le graphe ci-après présente les hypothèses prises en terme de parc et d'évolution de consommation dans les scénarios « Référence » et « MDE renforcée ».

Quelle que soit la technologie qui se développe, électrique ou hybride rechargeable, le problème reste le même vu du réseau électrique : pour une utilisation quotidienne, ces véhicules devront être rechargés.

Le gouvernement souhaite permettre l'émergence d'une offre de véhicules électriques et hybrides rechargeables d'ici 2013. À cet effet, il a lancé un groupe de travail visant à élaborer une stratégie nationale de développement des infrastructures de recharge nécessaires à l'essor de ce type de véhicules. Il s'agit d'étudier les conditions de mise en place sur le territoire de bornes de recharge, de bornes de recharge rapide et de stations d'échanges de batteries :

- Les systèmes de recharge rapide reposent sur l'utilisation d'une puissance importante (de l'ordre de

Perspectives d'évolution du parc de véhicules électriques particuliers (VE)



30 à 50 kW) pour recharger en moins d'une demi-heure la batterie. Ces systèmes peuvent voir le jour en centre-ville, dans les parkings, dans les entreprises. La recharge sur ce type de borne devrait se faire majoritairement de jour.

- Les systèmes d'échanges de batterie reposent sur la substitution d'une batterie chargée à une batterie vide. Avec une batterie standardisée (comme aujourd'hui avec les piles), le changement de batterie pourrait se faire rapidement. Selon la viabilité, ce système pourrait être disponible en station-service ou seulement pour les flottes importantes, comme une compagnie de taxis, ayant leur propre point de service. La recharge des batteries pourrait se faire majoritairement de nuit.
- Enfin, le système de recharge normale se fait sur une prise standard ne permettant pas de délivrer plus de 3 kW de puissance. La recharge totale dure alors au moins 6 heures.

La période de la journée et de l'année à laquelle se fera la recharge de la batterie a toute son importance. Il est nécessaire de développer, en même temps que les systèmes de recharge, un système incitatif ou des boîtiers intelligents permettant une recharge de la batterie aux périodes où les appels de puissance sont les plus bas, en milieu de nuit. Sinon, cet usage nouveau viendra accentuer les pics de puissance du matin ou du soir.

Pendant une vague de froid de forte intensité de quelques jours, les appels de puissance de nuit sont parfois plus élevés que les pics de puissance observés en journée lors d'une semaine bénéficiant d'une température clémente : pendant ces périodes exceptionnelles, les ménages pourraient être incités à utiliser un autre véhicule, thermique, s'ils en ont un, à utiliser leur véhicule hybride rechargeable en mode thermique ou à utiliser les transports en commun, de façon à éviter la recharge de leur véhicule.

Les hypothèses d'appel de puissance retenues à l'horizon 2020 privilégient une recharge de nuit : dans le scénario « Référence », il est proche de 500 MW la nuit, et voisin de 100 MW en journée. Très clairement, ces hypothèses sont encore fragiles, et nécessitent d'être confortées par un suivi régulier du développement du marché des véhicules électriques, et des infrastructures de recharge associées.

Des concepts novateurs, tels que V2G (« Véhicule To Grid ») sont actuellement débattus. Ils consistent à laisser le véhicule connecté au réseau dès qu'il est à l'arrêt (ce qui est en pratique le cas plus de 90 % du temps), et à piloter la charge des batteries par un signal extérieur, de manière à ce qu'elles se rechargent préférentiellement lorsqu'il y a abondance de production d'électricité bon marché, et inversement, qu'elles puissent déstocker l'électricité en période de pointe.

de demande sur le réseau). Ces concepts apparaissent très séduisants en théorie, dans la mesure où ils apporteraient des avantages appréciables, et valorisables, pour l'exploitation du système électrique. Des expérimentations seront nécessaires pour les valider au plan technique (aptitude des batteries à supporter un plus grand nombre de cycles charge/décharge, gestion du signal extérieur). Elles seront suivies avec attention.

3.3.4 Les évolutions de la courbe de charge globale

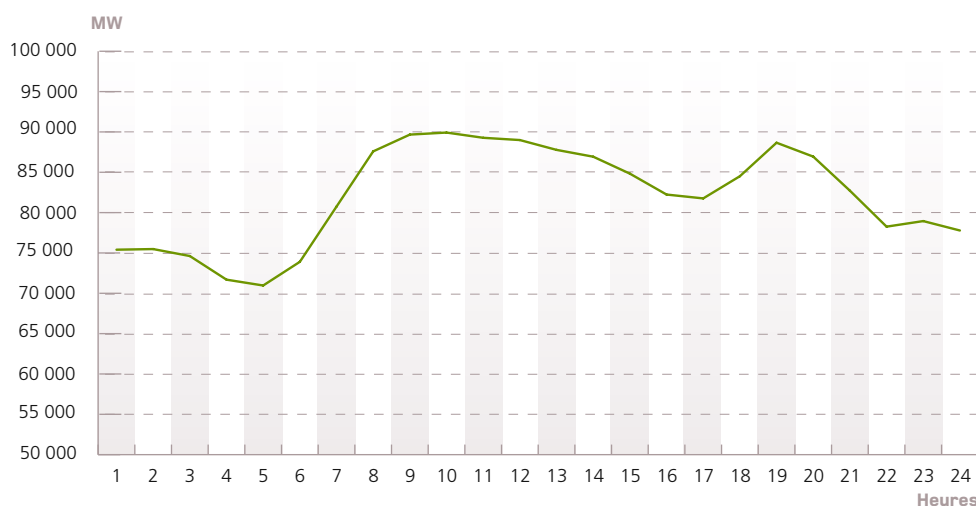
La combinaison des évolutions prévues en énergie annuelle et des hypothèses faites sur les évolutions de forme des courbes de charge par usage amène aux conclusions suivantes :

- la croissance relativement faible des consommations dans la grande industrie affecte des usages qui ont un profil en puissance relativement plat (usages en base) : elle freine de manière quasiment identique la croissance des puissances appelées tant en heures pleines qu'en heures creuses ;

- la hausse des consommations des usages spécifiques de l'électricité, que ce soit dans le tertiaire ou le résidentiel, qui ont pour caractéristique d'être plus fortement concentrés sur les périodes de la journée où l'activité est élevée, contribue à renforcer l'amplitude des écarts creux/pointe en puissance ;
- le développement du chauffage électrique, redevenu conséquent, accentue les pointes de consommation lors des vagues de froid ; il contribue également à accentuer la pointe matinale, et ce y compris dans l'hypothèse d'un recours accru aux pompes à chaleur ;
- enfin, la réduction de consommation de l'éclairage va avoir pour effet de diminuer les puissances appelées, tant en matinée qu'en soirée, mais plus fortement le soir, en hiver et en demi-saison.

La résultante des deux dernières évolutions aboutit notamment à ce que les pointes de puissance du matin, actuellement inférieures aux pointes du soir en hiver, sont susceptibles de leur devenir supérieures à moyen terme.

Courbe de charge d'une journée typique d'hiver 2020, à température normale



3.4 PRÉVISIONS DES PUISSANCES DE POINTE

L'objectif central du Bilan Prévisionnel est d'évaluer les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande. Le risque de défaillance dépend de la différence

entre production disponible et puissance appelée à tout instant, et c'est naturellement au moment des pointes de consommation qu'il est maximal.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des puissances maximales atteintes chaque année :

Puissances maximales atteintes annuellement depuis 2001

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Puissance maximale (GW) atteinte le	79.6 (17/12)	79.7 (10/12)	83.5 (9/01)	81.4 (22/12)	86.0 (28/02)	86.3 (27/01)	89.0 (17/12)	84.4 (15/12)
Écart à la température normale** (°C)	-6.4	-2.1	-7.3	-2.7	-10.6	-6.7	-6.0	-1.4

* données provisoires

** cf. encadré paragraphe 2.1

Il est à noter que les maxima historiques de consommation nationale en puissance ont été franchis successivement les 5, 6 et 7 janvier 2009 avec des températures de 5 à 8 °C en dessous des normales saisonnières. Le maximum de 92,4 GW, enregistré le 7 janvier 2009 à 19 h, reste à ce jour le plus haut niveau jamais atteint, avec des températures 7,8°C en dessous des normales climatiques. Sans l'impact de la crise économique sur l'industrie, on estime que cette valeur aurait été supérieure d'environ 1 GW.

Dans le système électrique français, les puissances de pointe sont fortement tributaires des températures extérieures, aléatoires. Deux grandeurs permettent de figurer le niveau et la dispersion des puissances maximales susceptibles d'être atteintes au cours des prochaines années :

- la pointe à température normale : elle se situe en jour ouvrable de début janvier (période où la température normale est la plus basse) ; comme la température normale est la moyenne des températures attendues pour un jour donné, et que la distribution des températures est (presque) symétrique autour de cette moyenne, la valeur de la pointe à température normale a pratiquement une chance sur deux

d'être dépassée chaque jour ouvrable de janvier, et encore près d'une chance sur deux d'être dépassée en jour ouvrable de décembre ou février.

- la pointe « à une chance sur dix » : 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. Il est estimé à partir des courbes de charges horaires établies pour diverses chroniques de température, représentatives des situations météorologiques qu'on s'attend à rencontrer à l'avenir : dans une première étape, on retient le maximum annuel en puissance de chacune d'elles ; puis, parmi ces maxima, celui qui se situe au 9^e décile de la distribution. **La pointe « à une chance sur dix » donne une indication assez réaliste du niveau de l'offre à développer.** C'est elle dont on devra suivre l'évolution au fil des ans.

L'évolution de la pointe à température normale et de la pointe « à une chance sur dix » au cours du temps est présentée dans le tableau ci-après, pour le scénario « Référence » :

Prévisions de puissance à la pointe dans le scénario « Référence » (GW)

	2012/2013	2014/2015	2019/2020	2024/2025
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

Il est important de noter que ces valeurs se réfèrent à la demande qui s'exprime spontanément, de façon

passive, préalablement à l'activation de toute mesure d'effacement de consommation.

Elles sont exprimées en puissances instantanées afin d'être représentatives des sollicitations maximales auxquelles est soumis le système électrique en temps réel. Elles sont ainsi comparables aux valeurs des pointes de consommation enregistrées par le passé et affichées sur le site web de RTE, ou encore aux valeurs présentées dans l'actualisation du Bilan Prévisionnel, édition 2008. En revanche, elles ne sont pas directement comparables aux puissances présen-

tées dans le Bilan Prévisionnel de 2007. En effet, les valeurs publiées en 2007 correspondaient à des puissances moyennées sur une heure. À la pointe, ces valeurs moyennes sont inférieures à la valeur instantanée d'environ 1 300 MW.

Selon les divers scénarios de demande qui ont été construits, les puissances attendues « à une chance sur dix » diffèrent sensiblement :

Prévisions de puissance à la pointe « à une chance sur dix » (GW)

	2012/2013	2014/2015	2019/2020	2024/2025
Haut	104.2	106.6	113.2	119.8
Référence	102.0	103.8	107.7	112.0
MDE renforcée	98.6	99.7	102.3	104.6
Bas	97.9	98.4	100.3	102.2

Par rapport au Bilan Prévisionnel 2007 et à l'actualisation 2008, les différences d'évolution en structure de la consommation induisent des écarts de puis-

sance sensibles pour la pointe « à une chance sur dix » alors que les prévisions en énergie sont sensiblement proches :

Comparaison des prévisions de puissance à la pointe par rapport aux précédents exercices

	Horizon 2012/2013	Horizon 2014/2015	Horizon 2019/2020
Écart par rapport à :	Actualisation 2008	BP 2007	BP 2007
Pointe « à une chance sur dix » *	+ 1,4 GW	+ 3,9 GW	+ 3 GW

* calcul homogénéisé à la valeur instantanée

3.5 COMPARAISON AVEC D'AUTRES PAYS EUROPÉENS

Afin de compléter l'analyse de la prévision de la pointe de consommation française, il est intéressant de la comparer avec celle d'autres pays européens. En effet, la proximité des modes de vie, des politiques énergétiques et des contextes économiques rend pertinente une telle comparaison, même s'il existe de fortes différences structurelles dans les consommations européennes (et notamment un rôle du chauffage électrique aujourd'hui très limité hors de France).

Et de fait, l'analyse proposée dans le rapport « System Adequacy Forecast 2009-2020 » de l'UCTE (cf. paragraphe 5.3.3) montre que la croissance

de la pointe à température normale est en France légèrement inférieure, mais très comparable, à celle constatée pour l'ensemble du périmètre de l'UCTE. Cependant, elle souligne que la marge jugée nécessaire pour se couvrir contre les aléas à la pointe d'hiver ressort deux fois plus importante pour la France que pour les autres pays de taille comparable. La sensibilité aux températures extérieures en hiver est en effet largement plus forte en France que dans les systèmes voisins : le gradient thermique du système français, qui approche 2 100 MW/°C (cf. paragraphe 3.1.2), représente à lui seul près d'une fois et demie la somme des gradients thermiques de tous les autres systèmes européens.



PARTIE 4

OFFRE DE PRODUCTION

- 4.1 Vue d'ensemble du parc actuel
- 4.2 Production nucléaire
- 4.3 Production thermique classique centralisée
- 4.4 Production thermique classique décentralisée
- 4.5 Production hydraulique
- 4.6 Production éolienne
- 4.7 Production photovoltaïque
- 4.8 Synthèse des scénarios d'offre de production

4 OFFRE DE PRODUCTION

Toutes les valeurs de puissance des moyens de production présentées dans cette section sont exprimées nettes des consommations des auxiliaires.

4.1 VUE D'ENSEMBLE DU PARC ACTUEL

Au 1^{er} janvier 2009, la capacité totale des moyens de production installés en France s'élevait à 117,7 GW. Toutefois, pour des raisons qui seront explicitées ci-dessous, certains des équipements installés ne peuvent

pas être exploités. La répartition par grandes filières de production et selon le réseau de raccordement (Réseau Public de Transport, exploité par RTE, ou réseaux de distribution) est donnée dans le tableau suivant :

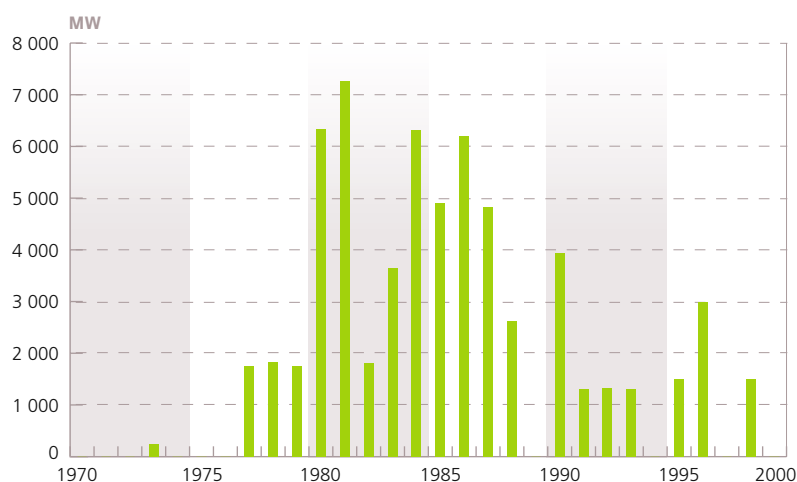
Puissances installées et exploitées par filière au 01/01/2009 (GW)

	Thermique nucléaire	Thermique classique	Éolien	Autres sources d'énergies renouvelables	Hydraulique	Total
Puissance installée	63.3	24.7	3.3	1.0	25.4	117.7
<i>dont raccordement RPT</i>	63.3	21.5	0.2	0.4	23.9	109.2
<i>dont raccordement distribution</i>	0	3.2	3.1	0.6	1.5	8.5
Puissance exploitée	63.3	23.1	3.3	1.0	25.3	116.0

Les paragraphes suivants dressent l'état actuel de ces différentes composantes, et leurs perspectives d'avenir.

4.2 PRODUCTION NUCLÉAIRE

Groupes de production nucléaire – dates de premier couplage



4.2.1 Le parc actuel

Les équipements nucléaires constituent la part prépondérante du parc de production français, non seulement en puissance installée, mais également en terme d'énergie produite : depuis plusieurs années, ils contribuent à près de 80 % de la production totale d'électricité.

Le parc nucléaire est composé de 58 groupes REP (Réacteurs à Eau Pressurisée), répartis en trois paliers techniques standardisés : le palier « 900 MW », comprenant 34 unités (puissances unitaires réelles s'étageant de 880 à 915 MW) mises en service entre 1977 et 1987 ; le palier « 1 300 MW », comprenant 20 groupes (puissances unitaires réelles de 1 300 à 1 335 MW), mis en service entre 1985 et 1993 ; et

enfin le palier « 1 500 MW », regroupant les quatre unités les plus récentes, mises en service entre 1996 et 1999. Ensemble, ils développent une puissance de 63,1 GW.

Il convient de signaler que le prototype RNR (Réacteur à Neutrons Rapides) de 230 MW, mis en service en 1973, est définitivement découplé en 2009.

4.2.2 Les développements annoncés

La principale question qui se pose à l'égard des REP est celle de leur durée de fonctionnement. En France, il n'existe pas de limite réglementaire à la durée d'exploitation des groupes nucléaires : les autorisations de fonctionnement sont renouvelées à l'occasion de chaque rechargement en combustible par l'Autorité de Sûreté Nucléaire, une fois constaté que les installations sont conformes à la réglementation en vigueur.

L'opinion la plus communément admise est que ces groupes sont aptes à fonctionner *a minima* pendant quarante ans. Cette opinion se fonde sur l'état technique actuel des installations. Elle tient compte également du renforcement progressif des règles de Sûreté, qui s'impose à chaque groupe à l'issue de chaque visite décennale. Les modifications matérielles à apporter aux installations à l'occasion de celles-ci apparaissent techniquement faisables, à un coût qui ne devrait pas faire obstacle à leur réalisation. Les premiers déclassements ne devraient donc pas intervenir avant le tournant des années 2020, au moment de la quatrième visite décennale des groupes de 900 MW. Au vu de l'expérience américaine, où plus de 50 réacteurs, de conception similaire aux réacteurs français, ont obtenu une prolongation de leur licence d'exploitation de 40 à 60 ans, et bien que le contexte américain ne soit pas directement transposable en France, il n'est pas exclu que la durée de

vie d'au moins une partie des 58 REP français puisse être prolongée au-delà de 40 ans.

Par ailleurs, la puissance totale des groupes REP actuellement en exploitation n'est pas une donnée immuable. Une opération de remplacement des rotors de turbine a été engagée sur une quinzaine de groupes de 900 MW ; à cette occasion, du seul fait d'une amélioration du rendement des nouvelles turbines (sans changement de la puissance thermique délivrée par le réacteur), un gain d'une trentaine de MW est escompté sur chaque groupe concerné. D'autres modifications de puissance unitaire des groupes existants sont également envisageables, en mettant à profit l'existence de marges de sécurité prises à la conception pour augmenter la puissance thermique du réacteur. Cette option a été utilisée sur de nombreux groupes nucléaires à l'étranger, mais très rarement en France jusqu'à présent²³ ; elle pourrait l'être plus largement à l'avenir, notamment sur les groupes de 1 300 MW. Ces modifications ne sont encore qu'à l'étude à l'heure actuelle et, dans l'éventualité où elles seraient réalisables, ne pourraient être mises en œuvre que progressivement à partir de 2015.

L'évolution majeure attendue à moyen terme consiste toutefois en l'addition d'une nouvelle unité. La construction sur le site de Flamanville d'un réacteur de type EPR (European Pressurised Water Reactor), annoncé en 2004, est en cours. La mise en service de ce réacteur, prévue en 2012, ajoutera une puissance de 1 600 MW au parc nucléaire actuel.

Le projet de construction d'un second réacteur de type EPR, sur le site de Penly (Seine-Maritime), a été annoncé par les pouvoirs publics le 29 janvier 2009. Le début des travaux est envisagé pour 2012 en vue d'un raccordement de la centrale au réseau en 2017.

Uniquement sur les quatre réacteurs du « palier 1 500 MW », exploités aujourd'hui à une puissance supérieure de 50 MW à ce qu'elle était au moment du premier couplage.

23

4.3 PRODUCTION THERMIQUE CLASSIQUE CENTRALISÉE

4.3.1 Le parc actuel

Sous le vocable de production centralisée sont regroupées les installations, généralement de grande taille

unitaire, raccordées au Réseau Public de Transport, qui sont exploitées par leurs opérateurs en fonction des conditions prévalant sur les marchés de l'électricité, et dont la sollicitation ou le maintien à l'arrêt



répond aux besoins de l'équilibre offre-demande du système électrique européen. Font partie de cette catégorie tous les groupes de plus de 100 MW fonctionnant au charbon ou au fioul, les cycles combinés à gaz (CCG), et les turbines à combustion (TAC – utilisées en pointe), ainsi qu'un petit nombre d'unités consommant des gaz sidérurgiques.

Selon cette définition, la puissance thermique classique centralisée installée en France continentale s'établissait à 17,2 GW au 1^{er} janvier 2009.

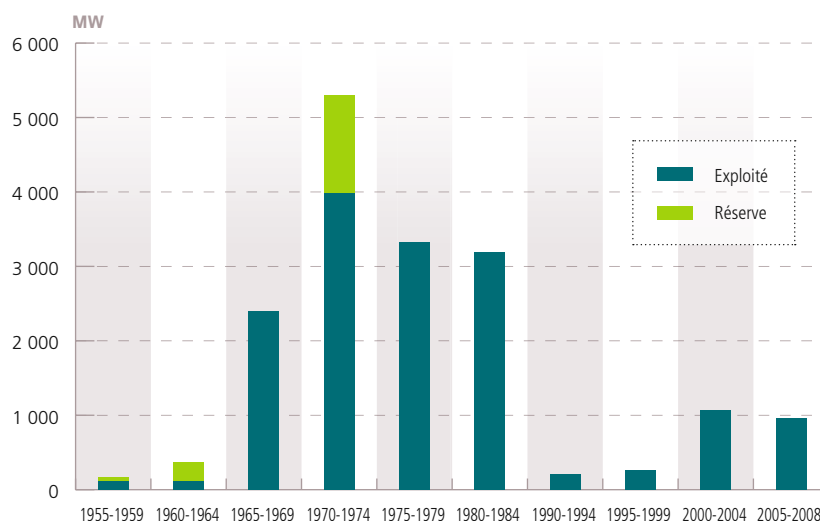
La puissance réellement exploitable à la même date est cependant inférieure. En effet, en réponse au sur-équipement apparu à la fin des années 1980, certains groupes ont été provisoirement retirés de l'exploitation, mais conservés en réserve de manière à pouvoir être réactivés ultérieurement en cas de besoin. Un tel programme de réactivation a été engagé sur quatre tranches fonctionnant au fioul de 600-700 MW. Leur remise en service s'est achevée au cours de l'automne 2008 pour une puissance cumulée de 2,5 GW. Les quelques groupes restants ne peuvent pas être consi-

dérés comme disponibles pour l'exploitation, compte tenu des délais nécessaires à la remise en état des matériels et au grément des équipes de conduite (plusieurs mois). Ce statut de « réserve » s'applique à une puissance de 1,6 GW.

La puissance exploitable au 1^{er} janvier 2009 s'élève donc à 15,6 GW, en évolution sensible par rapport à ce qu'elle était deux ans auparavant (12,8 GW). Outre la réactivation des tranches au fioul, cette augmentation de puissance est liée à la mise en service de trois turbines à combustion et à un cycle combiné au gaz couplé fin 2008.

Les installations de production thermique classique centralisée sont pour la plupart relativement anciennes. À l'exception de quelques unités fonctionnant au gaz naturel représentant une puissance de 1,5 GW, qui ont été mises en service depuis 2004, et de TAC installées au cours des années 1990 et depuis 2007, toutes les autres ont aujourd'hui plus de vingt-cinq ans.

Groupes thermiques classiques – dates de premier couplage



4.3.2 Les exigences environnementales

• Les polluants atmosphériques

Le devenir des groupes thermiques classiques anciens est fortement influencé par l'évolution des

réglementations environnementales, concernant principalement les émissions de polluants atmosphériques (oxydes de soufre SO₂ et oxydes d'azote NOx). Les limites d'émission sont fixées dans l'arrêté du 30 juillet 2003, qui transpose en droit français les directives européennes 2001/80/CE (dite direc-

tive GIC – Grandes Installations de Combustion) et 2001/81/CE (Plafonds nationaux d'émissions).

Le principe général de cette réglementation est d'aligner, depuis 2008, les valeurs limites d'émissions autorisées pour les installations existantes (i.e. : mises en service avant 2002) sur celles des installations neuves : 400 mg/Nm³ SO₂, 400 mg/Nm³ NOx. Les groupes qui ont été construits avant 1985 n'avaient généralement pas été conçus pour cela et il est nécessaire de leur adjoindre des équipements de dépollution pour qu'ils puissent respecter les nouvelles limites, et ainsi continuer à fonctionner au-delà de 2008. L'arrêté prévoit néanmoins certaines dérogations à ce principe général, dont deux revêtent une grande importance pratique :

- des normes moins sévères (1 800 mg/Nm³ SO₂, 900 mg/Nm³ NOx) peuvent être imposées à certaines installations ; en contrepartie, leur fonctionnement est limité à une durée cumulée de 20 000 heures équivalent pleine puissance à compter du 1^{er} janvier 2008, et sera interdit au-delà du 31 décembre 2015. Cette option offre un sursis à des groupes anciens, dont la durée de vie résiduelle n'aurait pas permis de justifier économiquement les investissements de dépollution.
- pour les installations au fioul faiblement sollicitées (moins de 2 000 heures par an, ce qui est le cas des moyens de production d'électricité de pointe), la contrainte ne porte pas, jusqu'au 31 décembre 2015, sur les concentrations de polluants dans les fumées, mais sur la masse de polluants émise annuellement (pour un groupe de 600 MW électriques, plafonds de 735 t/an SO₂ et 1 155 t/an NOx). Sur les installations concernées, et même en utilisant des combustibles moins soufrés qu'aujourd'hui, ces plafonds réduisent en pratique la durée moyenne de fonctionnement à moins de 500 heures par an.

Il faut noter que, selon l'article 3 paragraphe III de l'arrêté du 30 juillet 2003, les valeurs limites qui s'appliquent pour les deux dérogations décrites précédemment sont susceptibles d'être révisées sur la base de l'évaluation concernant le respect des plafonds nationaux fixés par la directive 2001/81/CE pour l'horizon 2010.

Par ailleurs, l'évolution des réglementations environnementales est en cours de discussion au niveau

européen, à travers la révision de la directive 96/61/CE relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution (IPPC pour Integrated Pollution Prevention and Control). Cette directive vise à réglementer les émissions polluantes des grandes installations industrielles et agricoles. Celles-ci doivent obtenir des autorités nationales des permis pour fonctionner, fondés sur une approche intégrée et sur l'application des meilleures techniques disponibles (MTD), c'est-à-dire les techniques les plus efficaces pour parvenir à un niveau élevé de protection de l'environnement, compte tenu des coûts et des avantages.

Si le processus de révision a réaffirmé les principes de la directive actuelle, l'analyse de la Commission révèle que « sans une nouvelle réduction des émissions des installations IPPC, les effets bénéfiques pour la santé et l'environnement [...] ne se concrétiseront pas [...] »²⁴, actant que de nouvelles mesures sont nécessaires.

Pour le parc de production français, il a été mis en évidence lors des travaux préparatoires de la PPI de 2009 que l'exploitation au-delà de 2015 des centrales fonctionnant au fioul dépendra fortement de l'évolution du cadre réglementaire.

• Les gaz à effet de serre

Autre enjeu environnemental qui concerne directement la production thermique classique : la limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES). Le dispositif mis en place au niveau européen pour respecter les engagements du protocole de Kyoto a fait l'objet de la directive 2003/87/CE. Il consiste à fixer des volumes d'émissions à chaque installation émettrice de GES²⁵ pour une période déterminée²⁶, donnant lieu à l'attribution de « quotas »²⁷ et à créer un mécanisme d'échange de ces quotas entre exploitants des installations. Ce système est destiné à atteindre l'objectif global de réduction des émissions de GES (les échanges ne modifient pas la somme des allocations initiales de quotas) avec la meilleure efficacité économique : la rareté créée par le contingentement global des quotas leur confère un prix, en regard duquel chaque exploitant choisit de réduire ses émissions, ou d'acheter les quotas qui lui manquent ; ceux qui ont la possibilité de réduire

Source : Document de travail des services de la Commission des Communautés européennes – Résumé de l'analyse d'impact accompagnant la proposition de directive du Parlement européen et de Conseil, relative aux émissions industrielles.

24

En pratique, seules les installations des principaux secteurs de l'industrie et de l'énergie (dont la quasi-totalité de la production d'électricité) sont concernées.

25

Deux périodes ont été définies, la première s'étendant de 2005 à 2007, et la seconde, la seule véritablement contraignante vis-à-vis du protocole de Kyoto, de 2008 à 2012.

26

Un quota est une autorisation à émettre une tonne d'équivalent CO₂ au cours d'une période spécifiée.

27



Le PNAQ II de la France est consultable sur le site du MEEDDAT.

28

leurs émissions en dessous du volume alloué par des actions dont le coût est inférieur au prix du quota, sont incités à le faire et à vendre leurs quotas excédentaires à ceux qui n'ont pas cette facilité. Ce principe ne peut produire de résultats que si l'allocation initiale est suffisamment restrictive, de manière à stimuler la demande de quotas. Cela n'avait pas été le cas lors de la première phase (2005-2007). Sous la pression de la Commission européenne, les Plans Nationaux d'Allocation des Quotas de la deuxième phase²⁸ (PNAQ II) sont devenus plus exigeants.

Dans le secteur de la production d'électricité, ce système, en pénalisant davantage les installations les plus émettrices, a potentiellement des répercussions sur l'exploitation des groupes existants : un prix du CO₂ élevé peut modifier l'interclassement économique des moyens de production, notamment entre charbon et gaz. Mais il ne devrait pas avoir de conséquence sur la disponibilité des groupes : un groupe techniquement disponible ne sera pas maintenu à l'arrêt en période de très forte demande, quitte à régulariser a posteriori une éventuelle non-conformité en matière d'émissions de CO₂.

En mars 2007, le Conseil européen a annoncé pour l'Europe un objectif de réduction d'ici 2020 de ses émissions de gaz à effet de serre de 20 % par rapport au niveau de 1990 (-30 % en cas d'accord international). À cette fin, le Parlement européen et le Conseil européen ont adopté conjointement en décembre 2008, parmi les quatre textes qui composent le « paquet énergie-climat », une révision de la directive 2003/87/CE. Celle-ci concerne les installations des principaux secteurs de l'industrie et de l'énergie et s'applique à la période 2013-2020.

La nouvelle directive prévoit que le régime d'allocation des quotas sera centralisé et harmonisé entre les États membres, et que l'usage de la mise aux enchères sera maximisé. En particulier pour les producteurs d'électricité, toute l'allocation sera mise aux enchères. Des dérogations sont possibles, des États membres pouvant attribuer une allocation gratuite transitoire à leurs centrales en service ou en cours de construction au 1^{er} janvier 2008. Cependant, un minimum de 30 % d'allocations aux enchères en 2013 et 100 % en 2020 doit être respecté.

Le « paquet énergie-climat » comporte également une directive sur le captage et le stockage du CO₂. Celle-ci prévoit que les nouvelles installations de combustion de plus de 300 MWe devront évaluer la faisabilité technique et économique du captage et du stockage de CO₂ et la disponibilité de sites de stockage appropriés. Elles devront obligatoirement disposer d'un espace réservé aux équipements de captage et de compression si les conditions sont réunies.

4.3.3 L'avenir des groupes existants

Les discussions menées avec les producteurs montrent que ce sont les exigences liées à l'application de la directive GIC et à la révision en cours de la directive IPPC qui seront déterminantes pour l'avenir des groupes existants. Il convient cependant de préciser que des décisions de retrait d'exploitation, par nature incertaines du fait que les exploitants ne sont pas tenus d'en aviser RTE avec un long préavis, peuvent être motivées par d'autres considérations, et intervenir plus précocement que ne l'exigerait la seule application des réglementations environnementales.

En ce qui concerne les groupes charbon exploités en 2007, hors les deux tranches qui utilisent la technologie du Lit Fluidisé Circulant (puissance cumulée de 370 MW) d'emblée conformes à la réglementation, seuls les cinq groupes de 600 MW les plus récents ont fait l'objet de la nécessaire mise à niveau pour respecter les nouvelles valeurs limites d'émission dès 2008. L'ensemble des autres groupes charbon (puissance cumulée de 3 600 MW) est soumis au crédit des 20 000 heures de fonctionnement depuis le 1^{er} janvier 2008. Les durées d'utilisation observées au cours des dernières années conduisent à prévoir l'épuisement de ce crédit entre 2013 et 2015, selon les groupes (sur la base d'une comptabilisation à l'équivalent pleine puissance).

Quant aux groupes fioul exploités en 2009, trois d'entre eux (puissance cumulée de 750 MW) sont soumis au crédit de 20 000 heures, avec obligation de s'arrêter fin 2015. Ces installations doivent être transformées d'ici là en cycle combiné, avec passage au combustible gaz. Même si cette opération n'était

pas réalisée, leur durée prévisionnelle de fonctionnement au cours des prochaines années devrait leur permettre d'atteindre la date de 2015 avant épuisement du crédit d'heures.

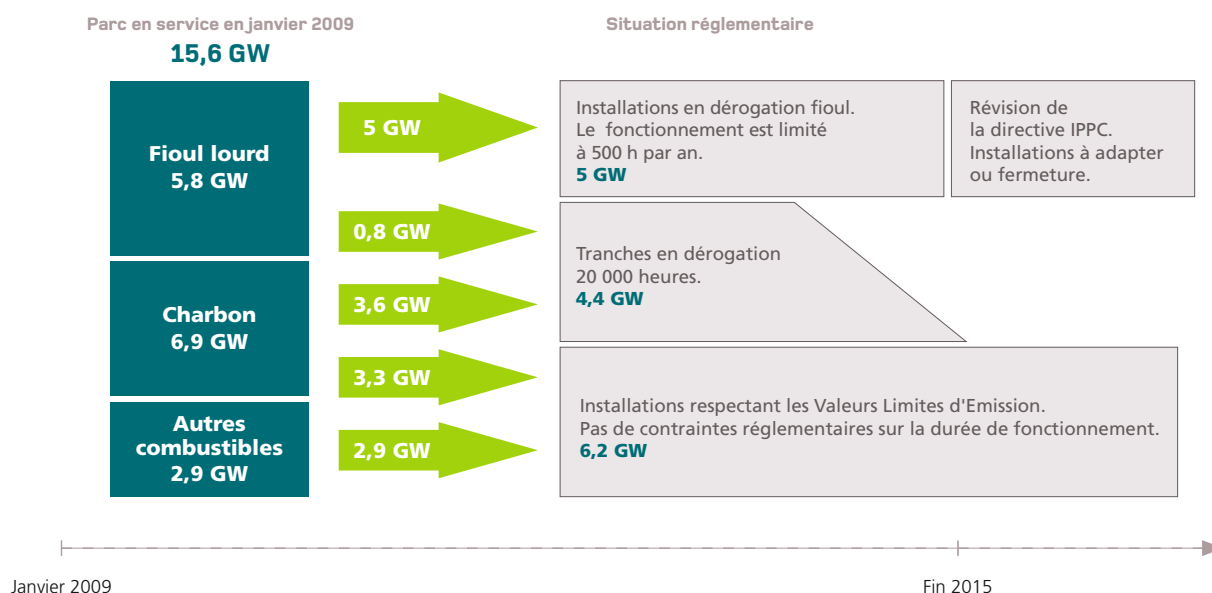
Pour les autres, la pérennité du fonctionnement au-delà de 2015 dépendra de la révision de la directive IPPC. Si l'objectif environnemental porte sur l'horizon 2020, le calendrier du durcissement des valeurs limites d'émissions, ainsi que ses modalités d'appli-

cation et les éventuelles options de flexibilité, restent en cours de discussion.

Les autres groupes (à l'exception de ceux utilisant des gaz sidérurgiques dont le devenir est lié à celui des hauts-fourneaux qui les alimentent) pourront continuer à être exploités au-delà de 2020.

Le synoptique présenté ci-dessous récapitule l'ensemble de ces informations :

Évolution du parc thermique classique centralisé existant



4.3.4 Les projets de développement de nouveaux moyens

L'afflux constaté dès 2006-2007 d'un nombre important de demandes reçues par RTE pour le raccordement au Réseau Public de Transport (RPT) de nouveaux groupes de production s'est poursuivi depuis. En ne considérant que celles pour lesquelles la solution de raccordement proposée par RTE a été agréée par le producteur, ce sont, début 2009, près de 23 000 MW d'équipements thermiques classiques nouveaux qui peuvent être installés en France dans les prochaines années. Au 1^{er} janvier 2005, il n'y avait pas le moindre groupe dans cette situation.

Il faut cependant considérer que le fait de disposer d'un raccordement est, pour un producteur, une condition nécessaire à la poursuite d'un projet, mais qu'elle ne garantit pas que le projet sera mené à terme.

L'immense majorité des projets disposant d'une solution de raccordement est constituée par des cycles combinés à gaz (CCG) : ils représentent 36 groupes de puissance unitaire comprise entre 400 et 540 MW, pour un total d'environ 16 000 MW. Leur localisation fait apparaître une forte attractivité des points d'entrée du gaz naturel en France : les régions Nord-Pas-de-Calais et Lorraine bénéficient de l'arrivée du gaz de Russie et de mer du Nord par Tais-



Programme
Pluriannuel des
Investissements
de production
électrique.

29

Cette catégorie
présente cependant
une grande
hétérogénéité
entre de petites
installations
(quelque dizaines
de kW), réellement
décentralisées
sur les plus bas
niveaux de tension
des réseaux de
distribution, et des
unités beaucoup
plus importantes,
raccordées en
haute tension et
plutôt « semi-
centralisées ».

30

nières et Obergailbach ; un phénomène comparable est constaté autour des terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer et Montoir-de-Bretagne. Cependant, on constate une tendance à rechercher des nouveaux sites plus éloignés des points d'entrée du gaz, probablement encouragée par les évolutions récentes de la tarification d'acheminement du gaz naturel.

Les dix cycles combinés au gaz (4 300 MW cumulés) dont la mise en service avait été considérée comme probable dans l'actualisation du Bilan Prévisionnel de juillet 2008 sont actuellement soit en construction, soit même couplés au réseau pour deux d'entre eux. Les dates de pleine disponibilité retenues pour le présent Bilan Prévisionnel, volontairement plus conservatrices que les annonces des producteurs, prévoient deux tranches opérationnelles pour l'hiver 2009-2010, puis quatre unités supplémentaires pour 2010-2011, suivies de trois tranches de plus en 2011 et une en 2012. Au-delà de ce volume pratiquement assuré, il semble probable pour RTE qu'un CCG supplémentaire parmi l'ensemble des projets connus, soit mis en service en 2013.

D'autres projets de développement portent sur des Turbines à Combustion (TAC), moyens de production d'extrême pointe bénéficiant d'une grande rapidité de démarrage. Après la mise en service d'une turbine de 130 MW en 2007 et de deux unités de

185 MW en 2008, l'installation de ce type de capacités de pointe apparaît également acquise pour une unité supplémentaire de 185 MW en 2009 et deux en 2010.

Enfin, plusieurs projets concernent des groupes de production au charbon, de taille unitaire voisine de 800 MW. Leur réalisation à court terme semble cependant peu probable, d'autant que les travaux de la PPI²⁹ 2009 préconisent de n'autoriser que les projets de centrales à charbon s'inscrivant dans une logique de démonstration de la chaîne complète de captage et stockage du CO₂.

Sur l'ensemble des filières thermiques classiques centralisées, le cumul des projets que l'on considère engagés pour le Bilan Prévisionnel a peu changé par rapport à l'actualisation de juillet 2008, l'évolution se limitant à un CCG supplémentaire d'ici l'hiver 2012-2013.

Si cette stabilisation des hypothèses du Bilan Prévisionnel d'une année sur l'autre traduit une pause dans les décisions d'engagement, les producteurs ont cependant dans le même temps poursuivi activement leurs recherches de sites d'implantations. Les propositions de solution de raccordement acceptées au cours de l'année 2008 ont représenté 5 GW pour les seuls cycles combinés au gaz.

4.4 PRODUCTION THERMIQUE CLASSIQUE DÉCENTRALISÉE

4.4.1 Vue d'ensemble

La production thermique décentralisée regroupe par définition toutes les installations autres que celles qui viennent d'être décrites³⁰. Leur puissance totale au 1^{er} janvier 2009 est de 8,5 GW, dont 3,8 GW raccordés aux réseaux de distribution.

La plupart des installations de production décentralisée ont pour caractéristique d'être gérées en fonction de critères autres que les prix de marché de l'électricité. Figurent notamment dans cette catégorie :

- des groupes bénéficiant d'une obligation d'achat : un contrat garantit que toute la production électrique pourra être écoulee à prix fixés, et de très

nombreux groupes fonctionnant en cogénération sont dans ce cas ;

- des groupes de production consommant des combustibles sans valeur marchande (sous-produits de l'industrie forestière ou papetière, gaz de raffinerie, déchets ménagers, etc.), dont le fonctionnement est principalement régi par la disponibilité du combustible.

Leur production peut donc être considérée comme fatale, c'est-à-dire indépendante des conditions de l'équilibre offre-demande et des prix de marché qui en résultent. Les prix d'achat, plus rémunérateurs du 1^{er} novembre au 31 mars pour la cogénération, conduisent toutefois à une production plus élevée

en hiver, période où la consommation nationale est la plus forte.

Une catégorie d'équipements thermiques décentralisés se démarque de ce schéma général : il s'agit de groupes diesel, qui peuvent être démarrés à la demande du gestionnaire de réseau. Ils sont utilisés comme moyens d'extrême pointe, à la manière des TAC de la production centralisée. Leur puissance cumulée approche 800 MW.

4.4.2 Les installations de cogénération

Le parc des équipements de cogénération bénéficiant d'un contrat de rachat de l'électricité cogénérée représente début 2009 une puissance contractuelle garantie d'environ 4,5 GW. Il se partage en trois technologies : les turbines à vapeur, les turbines à combustion et les moteurs. En terme d'usage final, le parc se divise assez également entre les réseaux de chaleur (chaufferies, santé, enseignement, tertiaire) et industrie (principalement chimie, papier, pétrole et raffineries, agroalimentaire).

Le dimensionnement des installations dépendant directement du besoin en chaleur, le parc en service est très hétérogène. Les installations de moins de 12 MW totalisent 2,3 GW, celles de plus de 12 MW représentent 2,2 GW, dont les trois quarts dans l'industrie.

Le développement de la cogénération a été très rapide entre 1998 et 2002, période durant laquelle près de 4 GW de nouvelles installations, fonctionnant avec du gaz naturel, ont été mises en service. Ce développement s'est appuyé sur des conditions réglementaires favorables, notamment l'obligation d'achat, et sur l'existence d'un gisement largement sous-exploité à la fin des années 1990³¹. Ce mouvement s'est cependant très fortement ralenti, les installations mises en service depuis 2003 ne totalisant guère plus de quelques dizaines de MW par an.

Les contrats d'achat étant conclus pour une durée de 12 ans à compter de la mise en service industrielle, la plupart arriveront à expiration entre 2010 et 2014. Les installations de moins de 12 MW (environ 50 % du parc) et de plus de 12 MW raccordées à un réseau de chaleur (près de 500 MW) ont la possibilité, à l'is-

sue du contrat en cours, de renouveler l'obligation d'achat pour une seconde période de 12 ans, à condition de réaliser une opération de rénovation (arrêté du 14 décembre 2006). Pour les installations de plus de 12 MW, l'obligation d'achat ne s'applique plus depuis 2001 pour les nouvelles installations. Par conséquent, la valorisation de l'électricité produite au terme du contrat s'établit sur la base des prix de marché.

L'évolution du cadre réglementaire et le contexte économique orientent le devenir du parc de cogénération vers une érosion, estimée à 1 GW à l'horizon 2013 dans l'actualisation 2008 du Bilan Prévisionnel.

Sur la base des estimations élaborées, à cadre réglementaire inchangé, par les principaux acteurs de la filière, le scénario retenu pour le présent Bilan Prévisionnel suppose que la rénovation conduira à maintenir la moitié de la puissance des équipements de moins de 12 MW. La mise sur le marché de l'électricité produite concernerait quant à elle 10 à 20 % du parc de moins de 12 MW, et l'équivalent de 50 % de la puissance des machines de plus de 12 MW.

Cette nouvelle prévision conduit à amplifier l'érosion estimée en 2008 pour la porter à une perte de l'équivalent de 2 GW d'ici 2015.

Si le niveau de puissance joue un rôle important pour le devenir des installations, la nature du débouché de chaleur est tout aussi déterminante. Pour les réseaux de chaleur, la pérennité du besoin semble en général assurée, bien que souvent orientée à la baisse en raison de programmes d'amélioration de la performance énergétique des logements ou de l'alternative possible offerte par des chaudières consommant de la biomasse. Pour les usages industriels de vapeur, l'incertitude sur la pérennité du besoin peut faire préférer la mise sur le marché, par nature plus adaptable à des variations d'activité, plutôt qu'un engagement contractuel sur douze ans.

4.4.3 Les installations thermiques fonctionnant avec des énergies renouvelables

Cette catégorie comprend les installations de production d'électricité à partir de biomasse (bois, paille, marc de raisin...), de biogaz (issu de méthanisation),

Le développement de la cogénération a été favorisé par un système d'obligation d'achat grâce au contrat type dit « 97-01 », remplacé deux ans plus tard par le « 99-02 ». Ces deux contrats s'appliquent sans limite de puissance de l'installation pour une durée de 12 ans à compter de sa mise en service industrielle. En 2001, le cadre d'obligation d'achat a été modifié par arrêté tarifaire (du 31 juillet 2001 dit « C-01 »), en réservant son éligibilité uniquement aux nouvelles installations de moins de 12 MW.



de déchets ménagers, ainsi que la géothermie. En 2007, le bilan des énergies produites en métropole³² s'est établi à près de 3,4 TWh pour la filière des déchets, 1,43 TWh pour la biomasse et 0,54 TWh pour le biogaz. La filière déchet étant considérée renouvelable à 50 % par convention, la production d'électricité d'origine thermique renouvelable s'est élevée à 3,65 TWh en 2007.

En mars 2007, le Conseil européen a annoncé pour l'Europe l'objectif d'élever à 20 % la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale. La directive pour la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables incluse dans le « paquet énergie-climat » fixe pour la France une part de 23 % de renouvelables, objectif repris dans le projet de Loi de programmation relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Le comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement a étudié le potentiel de développement de chaque filière renouvelable à l'horizon 2020. Pour la production d'électricité à partir de biomasse, de biogaz et pour la portion renouvelable issue des UIOM (Usines d'Incinération d'Ordures Ménagères), l'objectif est fixé à 1,4 Mtep, soit une progression de près de 14 TWh.

En l'absence de développement spontané, la production d'électricité à partir de ces ressources renouvelables bénéficie d'un dispositif d'obligation d'achat, lequel concerne les installations de moins de 12 MW. La loi du 10 février 2000 prévoit également le recours à des appels d'offres pour compléter le mécanisme d'incitation.

Un premier appel d'offre a été lancé en 2003 pour des unités de taille supérieure à 12 MW utilisant la biomasse ou le biogaz. Quatorze projets ont été retenus pour une puissance cumulée de 232 MW, quatre d'entre eux étant en service au 1^{er} janvier 2009.

Les résultats d'un second appel d'offres, lancé en 2006, ont été connus en juin 2008 : 22 projets de centrales ont été retenus à travers la France. La puissance électrique cumulée de ces centrales est estimée à 300 MW pour des mises en service d'ici 2010-2011.

Le plan national de développement des énergies renouvelables de la France, présenté le 17 novembre 2008, a acté la poursuite du développement de la production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse. Ainsi, un appel d'offres « Biomasse 3 » a été lancé fin 2008 et porte sur une puissance cumulée de 250 MW. Ses résultats ne sont pas encore connus.

Source :

La production d'énergie d'origine renouvelable en France en 2007, DGEMP – Observatoire de l'énergie, juin 2008.

32

L'énergie

productible est celle qui serait tirée des apports naturels si les usines étaient exploitées en permanence dans les conditions optimales. Elle est estimée à partir des débits d'apports en moyenne sur une longue période.

33

4.5 PRODUCTION HYDRAULIQUE

4.5.1 L'équipement existant

L'équipement hydroélectrique français n'a que très peu évolué au cours des 20 dernières années. La puissance totale des installations est de 25,4 GW en France continentale et se décompose comme suit :

- 7,6 GW d'usines au « fil de l'eau », dont la capacité du réservoir amont ne permet pratiquement pas de stockage : la production de ces usines, dépendant uniquement des apports hydrauliques instantanés, est dite « fatale ».
- 4,3 GW d'usines de type « éclusée », qui disposent d'un réservoir amont de taille intermédiaire, permettant de stocker l'eau en période de faible consommation selon des cycles journaliers (stockage la nuit, turbinage en journée) ou hebdoma-

dares (stockage la nuit et les jours de week-end, turbinage en jours ouvrables), mais guère au-delà.

- 9,3 GW d'usines de « lac », dont la capacité du réservoir amont permet un stockage sur une période beaucoup plus longue, offrant, sauf circonstances exceptionnelles, la garantie de pouvoir disposer de la puissance de l'usine indépendamment des conditions hydrologiques du moment.
- 4,2 GW de STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage), où le remplissage du réservoir amont à l'aide de pompes, en période de faible consommation, permet de garantir la disponibilité de puissance de l'usine au moment des fortes consommations.

L'énergie productible annuelle moyenne³³ à partir des apports naturels est de 69,3 TWh. Les fluctuations

constatées autour de cette valeur moyenne, fonctions des précipitations, sont relativement amples : au cours des 20 dernières années, les apports ont excédé la normale de plus de 10 TWh à deux reprises (1994 et 2001) ; ils lui ont aussi été inférieurs de plus de 20 TWh à deux reprises (1989 et 2005).

Ces valeurs ne tiennent pas compte du supplément de production généré par le pompage dans les STEP, l'énergie restituée lors du turbinage équivalant approximativement aux trois quarts de l'énergie consommée par les pompes.

4.5.2 Le contexte réglementaire

L'usage de l'eau pour la production d'électricité doit composer avec d'autres utilisations de cette ressource (alimentation en eau potable, irrigation...), tout en restant respectueux de l'environnement, obligeant à des arbitrages entre intérêts parfois contradictoires. Deux textes de loi fixent les lignes directrices de ces arbitrages :

- La loi de Programme fixant les Orientations de Politique Énergétique (POPE) du 13 juillet 2005 fait explicitement mention des avantages de l'énergie hydroélectrique, qui contribue à la production d'électricité à partir d'EnR, et qui participe, de par sa souplesse d'exploitation, à la sécurité du système électrique. Elle impose une évaluation du potentiel hydroélectrique par zone géographique et que cette évaluation soit prise en compte par les organismes chargés de la gestion de l'eau.
- La loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques du 30 décembre 2006, qui vise à atteindre ou reconquérir un bon état écologique des eaux, renforce modérément les contraintes pesant sur l'exploitation des usines hydrauliques. Les « débits réservés »³⁴, initialement fixés à 1/40 du débit moyen annuel (module), seront certes relevés dès 2013 à 1/10 de cette valeur pour la plupart des usines ; mais, pour celles dont la modulation est déterminante pour l'équilibre du système électrique, et celles situées sur des cours d'eau à gros débit (module supérieur à 80 m³/s), ils ne seront relevés qu'à 1/20 du module, limitant ainsi la perte d'énergie productible.

D'ici quelques années, le secteur de la production hydraulique sera marqué par la mise en concurrence

des concessions hydroélectriques lorsqu'elles arriveront à échéance. En effet, le décret n°2008-1009 du 26 septembre 2008 réorganise la mise en concurrence dans la logique de disparition du droit de préférence accordé au concessionnaire sortant.

Les critères de sélection des offres comptent trois aspects : l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute ; le respect d'une gestion équilibrée et durable de la ressource en eau permettant une conciliation de ses différents usages ; les conditions économiques et financières pour l'État.

La mise en concurrence dans les dix ans à venir d'environ 20 % de la puissance hydraulique installée pourrait inciter les candidats à proposer des investissements de modernisation et de renouvellement des installations existantes visant notamment l'amélioration de leurs performances énergétiques.

4.5.3 Les perspectives

Les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France ont fait l'objet d'un rapport transmis au Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie en Mars 2006. Le supplément d'énergie productible techniquement accessible y est évalué à 28 TWh par an. Toutefois, plus de la moitié de ce potentiel se situe sur des sites soumis à des contraintes environnementales telles qu'aucune implantation de nouvel ouvrage n'est possible (cours d'eau « réservés » au sens de la loi de 1980, Zones de Protection Spéciale pour l'environnement, Sites d'Importance Communautaire pour la protection de l'environnement...). En outre, il convient de noter que, parmi le potentiel restant de 13 TWh par an, près des trois quarts sont localisés en ZNIEFF (Zones Naturelles d'Intérêt Ecologique, Faunistique et Floristique), même si ce classement n'est pas a priori incompatible avec la création d'ouvrages hydrauliques.

Le comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement a également étudié le potentiel de développement de la filière hydroélectrique à l'horizon 2020. Il a été décomposé en :

- augmentation des capacités de production de pointe (pas de productible supplémentaire, suréquipement d'installations existantes, nouveaux projets de STEP) ;

Débits minimaux à maintenir dans le lit naturel des rivières, et qui ne peuvent donc pas être détournés dans les canaux, galeries ou conduites forcées alimentant les turbines, lorsque l'eau turbinée est restituée trop en aval.

34



- augmentation du productible par la création de nouvelles installations (souvent au fil de l'eau), le cas échéant sur la base d'ouvrages existants.

Sur la base d'inventaires, le scénario de référence conduit à une relative stabilité de la production : les développements de nouveaux équipements permettent de compenser les pertes de productibles liées à

l'accroissement des débits réservés et à l'application de certaines dispositions des SDAGE³⁵ et des plans anguille.

Un second scénario résultant d'une analyse volontariste, orientée par l'objectif 2020 du Grenelle de l'environnement, conduit à un potentiel d'augmentation de 7 TWh.

Schéma
d'Aménagement et
de Gestion des Eaux

35

4.6 PRODUCTION ÉOLIENNE

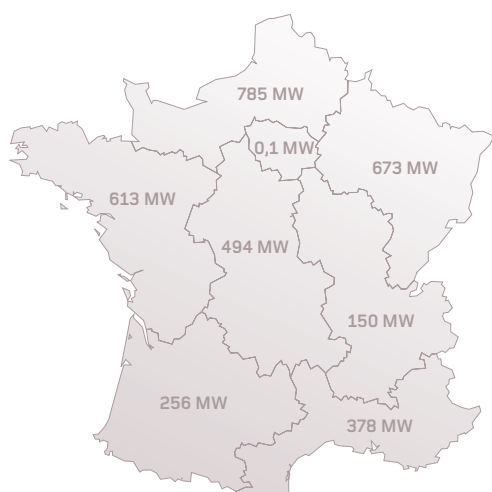
4.6.1 Le parc actuel

Au 1^{er} janvier 2009, la puissance cumulée du parc éolien en France continentale s'élève à environ 3 400 MW, pour une production de 5,6 TWh en 2008. Cette puissance installée dépasse 300 MW dans cinq régions, deux parmi les plus ventées (le Languedoc-Roussillon et la Bretagne) ainsi que le Centre, la Picardie et la Lorraine qui profitent également de conditions d'implantation favorables.

Le rythme de développement a été en forte accélération jusqu'en 2006 (quasi-doublement de la puissance installée d'une année sur l'autre depuis 2002), puis a connu en 2007 et 2008 une stabilisation autour de 900 à 950 MW par an.

Globalement, le parc en service a présenté un facteur de charge³⁶ annuel moyen de 24 % sur les trois dernières années. Cette valeur équivaut, en énergie, à 2100 heures de fonctionnement à pleine puissance. La tendance saisonnière d'une production plus forte en hiver apparaît nettement, avec 30 % en moyenne de décembre à février contre environ 20 % en moyenne de mai à septembre.

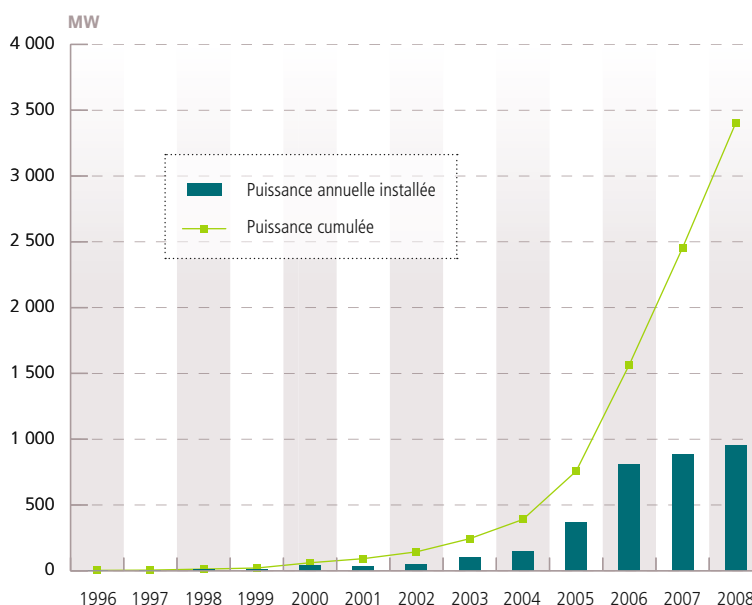
Il n'a pas été constaté que les périodes de froid intense s'accompagnent systématiquement de faibles productions éoliennes, ce à l'échelle nationale. L'examen des quelques récentes vagues de froid montre cependant que le facteur de charge moyen est plus proche de 25 % dans ces périodes sur l'ensemble du territoire, avec une atté-



Source : SER-FEE, RTE, ERDF

Parc éolien en service début 2009

Évolution de la puissance éolienne (MW)



nuation nettement plus marquée dans la moitié nord de la France.

Ainsi, malgré l'intermittence de sa production, le parc éolien participe à l'équilibre offre-demande, contribuant à l'ajustement du parc à hauteur d'une fraction de la puissance éolienne installée, appréciée en termes de puissance substituée³⁷. En France, les premiers GW installés d'éoliennes se substituent chacun à approximativement 0,25 GW de moyens thermiques ; au-delà, le taux de substitution décroît avec la puissance installée. Mais sous réserve d'un développement géographiquement équilibré, on peut retenir que 20 GW d'éoliennes ou 4 GW d'équipements thermiques apparaissent équivalents en termes d'ajustement du parc de production.

4.6.2 Le contexte et les perspectives de développement

Le comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement a retenu que l'énergie éolienne constitue l'un des principaux contributeurs potentiels à l'atteinte des objectifs 2020 avec un potentiel de 25 000 MW, répartis entre 19 000 MW sur terre et 6 000 MW en mer.

Depuis plusieurs années, les pouvoirs publics ont mis en place des mécanismes d'incitation et d'encadrement du développement de la filière éolienne :

- Une obligation d'achat de la production éolienne à prix garanti, proposée à tout projet de taille inférieure à 12 MW jusqu'en 2005.
- La loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) a reconduit l'obligation d'achat pour les éoliennes situées dans des « Zones de développement de l'éolien » (ZDE), en supprimant le plafond de 12 MW. Le principe des ZDE, définies par le préfet sur proposition des communes concernées, est de permettre aux installations éoliennes qui y sont situées de bénéficier de l'obligation d'achat. Ces zones sont définies en fonction du potentiel éolien, des possibilités de raccordement aux réseaux électriques et de la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés. Un plancher et un plafond de puissance des installations, définis par les collectivités, leur sont associés.

Le Grenelle de l'environnement impliquant un changement d'échelle significatif, l'État souhaite améliorer la planification territoriale du développement de l'énergie éolienne. En raison de l'accroissement prévisible de la taille des parcs éoliens, le gouvernement engage également l'amélioration du processus de concertation locale et d'encadrement réglementaire. Ainsi, les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie auront pour objectif de faire émerger le potentiel éolien dans chaque région. Dans un premier temps, le projet de loi Grenelle I prévoit que dans chaque région, un schéma régional des énergies renouvelables définira des objectifs qualitatifs et quantitatifs par zones géographiques. La finalisation du document est attendue avant fin 2009. Concernant le réseau de transport d'électricité, RTE élaborera un schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables, réservant des capacités d'accueil pour une période de dix ans.

L'éolien en mer présente, selon le Grenelle de l'environnement, un potentiel significatif en regard des objectifs 2020, bien qu'étant aujourd'hui à un stade moins avancé que l'éolien terrestre. Les mesures présentées le 17 novembre 2008, dans le cadre du plan national de développement des énergies renouvelables de la France, porteront pour l'éolien en mer sur la simplification de la procédure avec la suppression des ZDE. Une instance de concertation et de planification sera créée pour chaque façade maritime, et une procédure sera créée pour faciliter l'installation de parcs éoliens dans la zone économique exclusive.

Début 2009, le cumul des installations en service ou en construction d'une part, et de l'ensemble des projets dont le permis de construire est accordé d'autre part, s'élève à environ 7 000 MW. En termes de localisation, le développement éolien le plus important semble concerner les régions de plaine du nord et du nord-est de la France (Champagne-Ardenne et Picardie), ainsi que la région Centre. La taille moyenne des parcs éoliens continue d'augmenter pour atteindre plus de 15 MW pour les permis de construire accordés (contre 13 MW en 2008). Concernant le rythme de développement, une stabilisation semble se dessiner depuis deux ans à un niveau proche de 1 000 MW par an.

.....

Cette notion statistique peut être calculée pour tout moyen de production, en explicitant notamment la distribution des risques. Elle apparaît ainsi plus pertinente qu'une notion de « puissance garantie » (cf. Bilan Prévisionnel 2007, chap. 3.6 et annexe 3).



Dans une démarche par nature prudente, le scénario de développement à horizon de cinq ans retenu pour le présent Bilan Prévisionnel suppose la poursuite d'un rythme de 1 000 MW supplémentaires installés chaque année. On confirme ainsi la trajectoire passant par 5 000 MW en 2010, déjà retenue dans le Bilan Prévisionnel 2007.

Si la volonté de développer significativement en France la production éolienne semble largement partagée, divers facteurs pourraient à court ou plus long terme freiner le déploiement des projets. Une attention particulière doit être portée sur quatre points :

- L'acceptabilité locale qui, sans être spécifique à ce type de production, pourrait s'avérer plus difficile au fil du développement du parc.
- L'enjeu financier : le financement du dispositif d'obligation d'achat (de la production éolienne, mais aussi des autres énergies renouvelables et de

la cogénération) s'opère au travers de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE). Or le montant de celle-ci est plafonné.

- La crise financière : le durcissement des conditions de financement des projets risque de se traduire par des reports de projets.
- La rapidité de mise en œuvre des schémas régionaux et la compatibilité des projets existants avec les zones identifiées : l'évolution des phases de planification et de concertation pourrait se traduire durant une ou deux années par un ralentissement du rythme de développement de l'éolien, ce qui ne remettrait aucunement en cause les perspectives à moyen terme.

En revanche, le report de nombreux projets dans le monde, conséquence de la crise économique, a provoqué une baisse significative du prix des éoliennes (encouragée par la baisse des cours des matières premières) et la chute des délais de livraisons des machines.

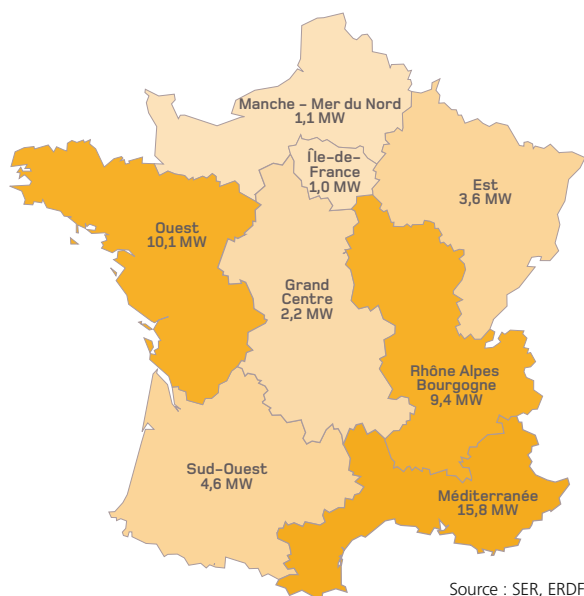
4.7 PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

4.7.1 Le parc actuel

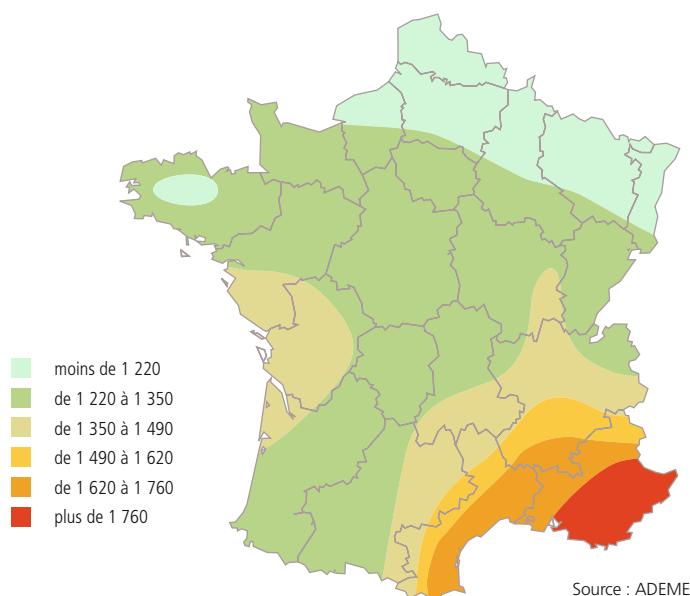
Au 31 décembre 2008, la puissance cumulée du parc photovoltaïque raccordée au réseau en France continentale s'élève à environ 48 MW. Les régions

les plus dynamiques en terme de développement sont les régions Méditerranée, Rhône-Alpes-Bourgogne et Ouest, qui profitent également du meilleur ensoleillement. Elles totalisent 74 % de la puissance raccordée en 2008.

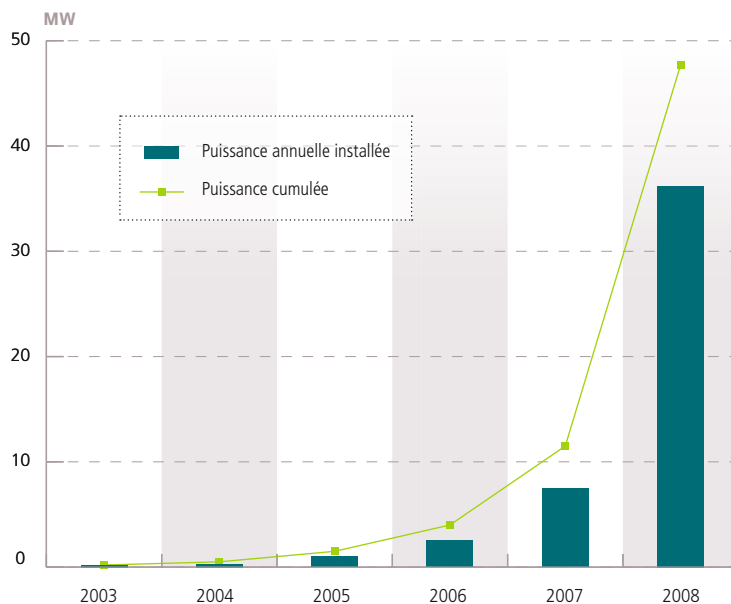
Parc photovoltaïque en service au 31/12/2008



Gisement solaire (kWh/m²/an)



Évolution de la puissance photovoltaïque (MW)



Le rythme de développement de la filière est très important. Depuis 2003, la croissance annuelle du parc français a été supérieure à 100 %.

Cet accroissement porte principalement sur des installations de petite puissance (inférieure à 3 kW), à l'exception :

- de l'Île-de-France dont les projets concernent principalement des installations collectives et tertiaires pour lesquels la puissance moyenne des installations est plus élevée ;
- et du bassin méditerranéen, au sein duquel des projets de taille importante sont apparus en 2008.

Le parc en service a présenté un facteur de charge³⁸ annuel moyen de 11,4 % sur l'année 2008. Cette valeur équivaut, en énergie, à 1 000 heures de fonctionnement à pleine puissance (cf. annexe 3).

4.7.2 Le contexte et les perspectives de développement

Le comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement a proposé les objectifs de développement de la filière photovoltaïque à 5 400 MW installés en 2020, objectifs confirmés par les pouvoirs publics. Parallèlement, le projet de loi de programme relatif

à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement rend obligatoires les labels BBC (Bâtiment à Basse Consommation) dès 2012 et BEPOS (Bâtiment à Énergie Positive) dès 2020, confortant le devenir de la filière pour l'intégration du photovoltaïque dans les bâtiments.

Pour favoriser l'atteinte de ces objectifs, les pouvoirs publics ont mis en place des mécanismes d'aide et d'encadrement du développement de la filière photovoltaïque particulièrement incitatifs, qui visent à favoriser les installations intégrées au bâti³⁹. Ces aides sont l'élément clé du développement du photovoltaïque.

L'arrêté du 10 juillet 2006 fixe le tarif d'obligation d'achat à 30 c€/kWh en métropole, auquel s'ajoute une prime d'intégration au bâti de 25 c€/kWh. Ce tarif vient en remplacement du tarif précédent (fixé à 15,25 c€/kWh en métropole par l'arrêté du 13 mars 2002). En complément de ce tarif, les particuliers peuvent bénéficier, sous conditions, d'un crédit d'impôt de 50 % du prix de l'équipement (qui vient remplacer, depuis 2005, le crédit d'impôt initialement fixé à 40 %) et d'une TVA à 5,5 %. De plus, des aides régionales viennent parfois s'ajouter à ce tarif pour les habitations individuelles et/ou collectives.

La valeur présentée ici a été établie sur la base d'un échantillon du parc de production photovoltaïque HTA ayant fonctionné en 2008.

38

Une installation photovoltaïque « intégrée au bâti » doit remplir deux conditions : assurer, outre la production d'électricité, une fonction technique ou architecturale essentielle à l'acte de construction (tenue mécanique, protection ou régulation thermique, protection physique des biens et des personnes, recherche d'un esthétisme architectural particulier) ; et venir en substitution d'un ou de plusieurs équipements, dont la liste exhaustive est définie dans l'arrêté du 10 juillet 2006.

39



Le Plan de développement des énergies renouvelables issu du Grenelle de l'environnement a proposé fin 2008 un ensemble de mesures, parmi lesquelles :

- la mise en place d'un tarif spécifique de 45 c€/kWh à l'horizon 2010, pour favoriser le développement du photovoltaïque sur les bâtiments professionnels ;
- le lancement d'un appel d'offres pour la construction d'ici 2011 d'au moins une centrale solaire par région française pour une puissance cumulée maximale de 300 MW. Cette capacité se répartira en fonction du gisement solaire de chaque région.

Concernant l'amont de la filière, les pouvoirs publics ont mis en place dès 2005 des mécanismes de soutien à la filière industrielle et ont créé l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES), chargé d'accompagner la construction d'une filière industrielle française. En 2010, une filière de certification des performances énergétiques des capteurs photovoltaïques sera créée par le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB), le Laboratoire National de métrologie et d'Essais (LNE) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA).

Le développement de la filière photovoltaïque est aujourd'hui particulièrement dynamique, du fait, entre autres, de mécanismes d'aide très incitatifs. L'objectif fixé par le Grenelle de l'environnement de 5,4 GW de panneaux photovoltaïques installés à l'horizon 2020 apparaît largement atteignable aux yeux des professionnels, sous réserve que l'ensemble des mécanismes d'incitation soient maintenus dans la durée à un niveau suffisant. Dans ces conditions, et considérant les volumes engagés et les demandes de raccordement enregistrées en 2008 et au cours du premier semestre 2009, la barre symbolique du

premier GW sera probablement atteinte avant 2013. Notons que la surcapacité actuelle de la filière à l'échelle du monde, conséquence d'un accroissement des capacités de production et d'une demande globale affectée par la crise économique, a eu un impact notable sur le prix des modules. Selon les professionnels de la filière, la concentration des acteurs (concentration verticale notamment), les économies d'échelle et les progrès technologiques croissants devraient assurer une baisse des prix des équipements à long terme.

Si la volonté de développer significativement en France la production photovoltaïque semble largement partagée, divers facteurs pourraient à court ou plus long terme freiner le déploiement des projets. L'attention doit porter sur cinq questions :

- L'enjeu financier : le financement du dispositif d'obligation d'achat s'opère au travers de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Or le montant de celle-ci est plafonné. Sauf à modifier les règles de la compensation, la baisse progressive du tarif devra permettre l'augmentation attendue des volumes.
- La crise financière : le durcissement des conditions de financement des projets risque de se traduire par des reports de projets, pour les projets de taille importante ; par ailleurs, la mise en place d'une industrie photovoltaïque française compétitive est plus difficile dans un contexte de crise économique.
- Une possible complexification des démarches administratives et contractuelles.
- Les problèmes d'acceptabilité locale qui pourraient aller croissant vis-à-vis des projets de grandes centrales au sol.
- Les délais de raccordement au réseau face à un afflux de demandes toujours croissant.

4.8 SYNTHÈSE DES SCÉNARIOS D'OFFRE DE PRODUCTION

Deux scénarios d'offre de production à moyen terme sont utilisés dans le cadre du Bilan Prévisionnel, pour identifier les besoins nécessaires à la satisfaction de la demande.

Le premier scénario, l'offre « Acquis », ne tient compte que des moyens d'offre dont la pré-

sence est quasiment certaine. Sont ainsi exclus les projets de CCG dont la construction n'est pas encore engagée, mais aussi les moyens existants sur la pérennité desquels pèse un doute. Cette approche permet d'appréhender l'ensemble des décisions qui restent à prendre en matière d'offre pour atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement requis.

Description de l'offre « Acquisée »

• **Le parc nucléaire :**

Un nouveau groupe (l'EPR de Flamanville) est mis en service en 2012.

Les groupes actuels restent en activité dix ans au-delà de leur troisième visite décennale, donc sur l'horizon d'étude de moyen terme.

• **Le parc thermique classique centralisé :**

L'ajout de nouveaux groupes à ceux exploités au 1^{er} janvier 2009 concerne :

- trois TAC dont la mise en service est prévue pour 2009 et 2010, pour une puissance cumulée de 550 MW ;
- dix cycles combinés au gaz, tous à un stade plus ou moins avancé de construction et en incluant la tranche raccordée au réseau fin 2008, pour une puissance cumulée de 4 300 MW. Les dates de pleine disponibilité retenues, volontairement plus conservatrices que les annonces des producteurs, prévoient deux tranches opérationnelles pour l'hiver 2009-2010, puis quatre unités supplémentaires pour 2010-2011, suivies de trois tranches de plus en 2011 et une en 2012.

Concernant la filière charbon, l'hypothèse de déclassement d'ici fin 2015⁴⁰ de groupes exploités au 1^{er} janvier 2009 représente 3 600 MW ; compte tenu des prévisions d'utilisation actuellement envisagées par les exploitants, les fermetures s'étaleront essentiellement entre 2013 et 2015.

Concernant la filière fioul, trois groupes sont soumis à la directive GIC, pour une puissance cumulée de 750 MW. La pérennité du fonctionnement des autres groupes semble assurée jusqu'en 2015. Le maintien de ces installations après 2015 apparaît plus incertain, dépendant

en particulier de l'évolution des réglementations environnementales.

• **Le parc thermique décentralisé :**

L'érosion du parc de cogénération au terme de leur actuel contrat d'achat est évalué à 2 GW entre 2009 et 2015.

La prise en compte des développements de centrales biomasse dans le cadre des appels d'offres est limitée aux installations en cours de construction.

• **Le parc éolien :**

Seules les éoliennes en cours de construction et les projets disposant d'un permis de construire au 1^{er} janvier 2009 sont pris en compte. De ce fait, la puissance éolienne acquise s'élève à 7 000 MW à compter de 2012 et ne progresse plus au-delà.

• **Le parc photovoltaïque :**

Seules les installations en cours de construction et une part restreinte des projets disposant d'un permis de construire au 1^{er} janvier 2009 sont pris en compte. Ainsi, la puissance photovoltaïque acquise reste constante, égale à 150 MW.

• **Le parc hydroélectrique :**

L'équipement actuel est supposé se maintenir en l'état.

La production annuelle attendue est de 65,4 TWh en moyenne ; cette valeur est de 5 % inférieure à la productibilité annoncée au chapitre 3.5, pour tenir compte des pertes éventuelles dues à l'accroissement des débits réservés et surtout des inévitables pertes de production, dues notamment aux avaries de machines.

Ces tranches, concernées par la directive GIC, sont soumises au crédit de 20 000 heures de fonctionnement depuis le 1^{er} janvier 2008, et sont supposées être définitivement arrêtées au plus tard le 31 décembre 2015.

40

Le second scénario, l'offre « Projets Engagés », correspond à la trajectoire d'évolution du parc de production la plus probable. Il est légèrement étoffé par rapport au scénario d'offre « Acquisée », en prenant en compte les projets dont la construction n'a pas encore débuté, mais dont les chances de

succès sont très fortes. C'est notamment le cas des projets dont le délai de construction est relativement court, comme les éoliennes, ou ceux des projets de CCG dont les dossiers d'instruction sont déjà largement avancés mais pour lesquels la phase de génie civil n'a pas débuté.



Description de l'offre « Projets engagés »

Les hypothèses retenues pour l'offre « Projets engagés » sont exprimées uniquement quand elles sont différentes de l'offre « Acquise » :

- Au delà des dix CCG pris en compte dans l'offre « Acquise », il semble probable qu'un CCG supplémentaire, parmi l'ensemble des projets connus, soit mis en service en 2013.
- Le développement du parc éolien se poursuit au rythme de 1 GW par an, soit une puissance cumulée atteignant 5 GW au cours de l'année 2010, puis 10 GW vers 2015.
- L'ensemble des mécanismes d'incitation au développement du parc photovoltaïque, au sol ou en intégration au bâti, devrait permettre d'atteindre une puissance installée de 1 400 MW d'ici 2015, point de passage compatible avec l'objectif du Grenelle de l'environnement de 5 400 MW en 2020.
- Les installations retenues lors des appels d'offres biomasse de 2006 et 2008 sont ajoutées à une puissance moyenne équivalente à 50 % de la somme des puissances nominales prévues.

À court terme, ces deux trajectoires sont identiques. À moyen terme, des différences apparaissent. En effet, la durée de construction de moyens de production étant relativement courte, à l'exception des

centrales nucléaires, les moyens de production qui seront mis en marche aux horizons 2013-2015 ne sont pas obligatoirement en phase de construction aujourd'hui.



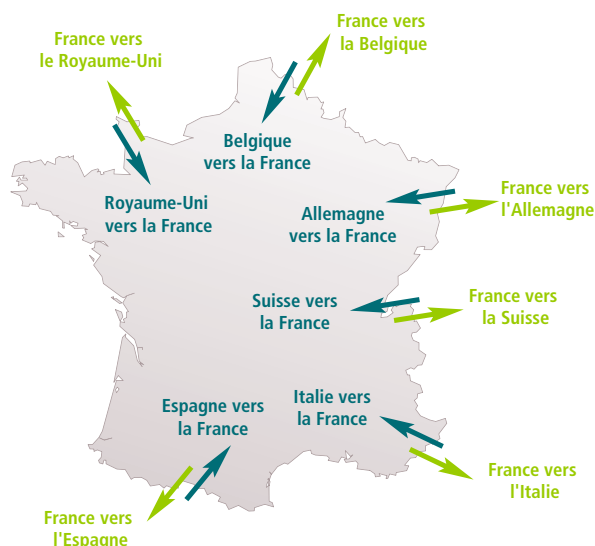
PARTIE 5

ÉCHANGES AVEC LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES VOISINS

- 5.1 Principes de fonctionnement du parc de production européen
- 5.2 Utilisation commerciale des interconnexions françaises
- 5.3 Contribution des échanges à la sécurité d'approvisionnement en France

5

ÉCHANGES AVEC LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES VOISINS



Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant de faire passer l'énergie d'un pays à un autre. Il est ainsi 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. Ces interconnexions sont donc utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques.

Ces réseaux interconnectés permettent également à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à

un client situé dans un autre pays de l'Union européenne. Les demandes d'accès et d'utilisation des réseaux se multiplient en fonction des prix et des opportunités disponibles sur le marché. Le volume de ces transits est cependant limité par les capacités des interconnexions de chaque réseau de transport national avec celui de ses voisins.

Les capacités physiques des lignes, exprimées en ampères, dépendent uniquement des caractéristiques de l'ouvrage et de la période de l'année : elles sont limitées par les phénomènes d'échauffement et de dilatation des conducteurs, et sont donc plus élevées en hiver (cf. encadré du chapitre 8). Cependant, du fait de la complexité de fonctionnement d'un réseau maillé, la relation entre capacités commerciales et capacités physiques est complexe. En effet, les flux physiques dépendent du détail des « injections » (la production) et des « soutirages » (la consommation) sur l'ensemble des nœuds du réseau : la connaissance de l'information agrégée que constituent les déclarations d'exportations et d'importations des acteurs du marché n'est pas assez précise. C'est pourquoi RTE a développé une méthode statistique de détermination des capacités commerciales à partir des capacités physiques disponibles sur le réseau⁴¹.

Pour la méthode de calcul des capacités commerciales, voir : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/determination_capacites.jsp

41

5.1 PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DU PARC DE PRODUCTION EUROPÉEN

Avec la libéralisation du secteur électrique en Europe intervenue à la toute fin des années 1990, se sont développés des marchés de court terme, qui permettent de confronter les offres de production disponible en différents lieux jusqu'à des échéances très courtes (la semaine, la journée, voire les heures de la journée en cours). Les transactions qui se concluent sur ces marchés, alors que les conditions d'exploitation sont relativement bien cernées, sont celles qui permettent le plus efficacement d'utiliser en priorité les groupes de production à meilleur coût sur l'ensemble des systèmes interconnectés. La seule limitation à cette

utilisation optimale tient aux éventuelles congestions de réseau : si les lignes desservant une zone donnée sont saturées, toute demande supplémentaire s'exprimant dans cette zone devra être satisfaite par de la production locale, même s'il reste des groupes de production moins coûteux disponibles en dehors.

À l'échelle de l'ensemble des systèmes interconnectés (hors exceptions liées aux congestions de réseau), ce sont donc les groupes les plus compétitifs qui sont démarrés, en nombre nécessaire à la satisfaction de la demande totale de l'ensemble des systèmes. De

la sorte, les coûts de production de l'électricité pour l'ensemble des systèmes interconnectés sont les plus bas qui puissent être obtenus avec les moyens disponibles. Peu importe au fond la localisation des groupes de production les plus compétitifs : même si beaucoup d'entre eux appartiennent au même système, et que leur production dépasse la demande d'électricité dudit système, l'excédent est exporté vers les systèmes voisins.

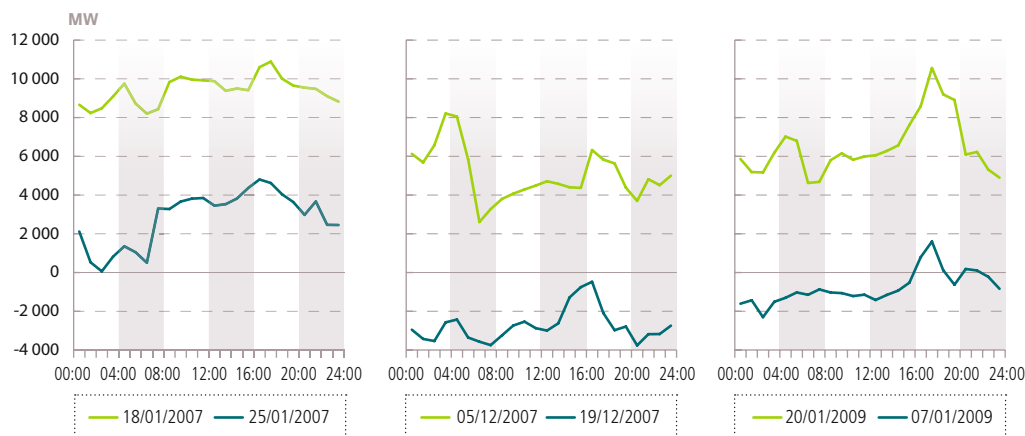
Cette vision théorique est évidemment contrariée par les contraintes de réseau, qui plafonnent les opportunités d'échanges : ces contraintes existent bel et bien en pratique, et se manifestent à des degrés très divers selon les interconnexions (de très sporadiques – quelques heures par an – sur les frontières du Nord-Est, à très récurrentes – pratiquement en permanence – vers l'Italie, dans le cas de la France). Elles ne remettent cependant pas en cause le principe essentiel suivant : les flux d'échange sur les interconnexions résultent de la compétitivité relative des moyens de production disponibles à chaque ins-

tant dans l'ensemble des systèmes interconnectés, et des demandes qui s'expriment au même instant.

Ces paramètres fluctuent considérablement au fil du temps : de manière relativement régulière et prévisible pour la demande, du moins pour la part qui n'est pas sensible aux températures ambiantes ; et de manière beaucoup plus aléatoire pour la demande liée aux températures et pour la production (effet des indisponibilités techniques des groupes de production, variabilité des apports aux usines hydrauliques au fil de l'eau, sautes de vent pour les éoliennes). En conséquence, les flux d'échange fluctuent eux aussi considérablement.

À titre d'illustration, le graphique suivant présente le solde d'échange français à pas horaire, où les exportations sont comptées positivement, sur deux journées particulières des trois derniers hivers (les mêmes que celles dont la courbe de charge a été présentée au paragraphe 3.1.2 : journée la plus chargée en énergie de l'hiver et journée proche douce) :

Solde d'échanges français à pas horaire



D'une manière générale, lorsque se produit un événement tel qu'une hausse de la demande, ou l'indisponibilité de productions fatales ou à très faible coût marginal (hydraulique au fil de l'eau, éolien, nucléaire), perturbant défavorablement l'équilibre offre-demande d'un système donné, ce sont les moyens de production disponibles les moins coûteux dans l'ensemble des systèmes interconnectés qui *in fine* sont mobilisés pour y répondre, que ce soit au travers des marchés veille pour le lendemain

ou d'ajustement selon le cas. Parfois, ces moyens se trouvent dans le système concerné, mais le plus fréquemment, au moins une partie d'entre eux est localisée dans les systèmes voisins. La mobilisation de ces derniers a pour conséquence une variation du flux d'échange, le système impacté défavorablement devenant plus importateur (ou moins exportateur).

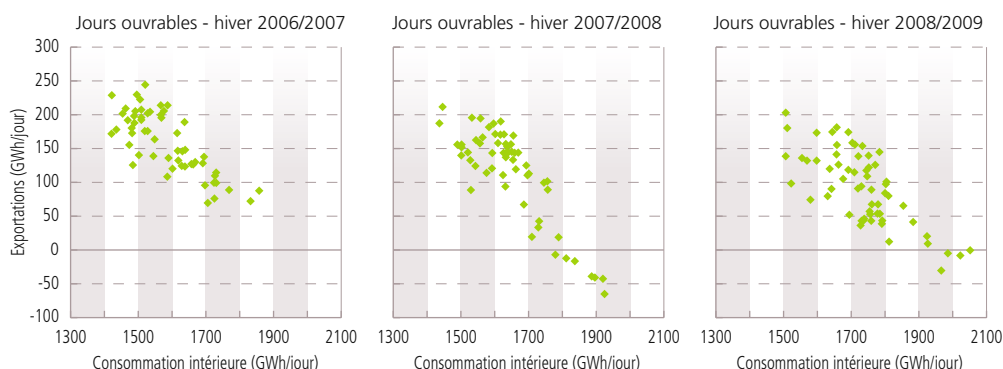
Ce principe est réversible : des aléas favorables dans un système accroissent ses exportations (ou réduisent



ses importations). Il est vrai pour tous les systèmes et tous les aléas auxquels ils sont soumis. Il se manifeste de façon très nette dans le cas du système français face à l'aléa de consommation. En mettant en regard le solde exportateur d'une journée et la demande française de la même journée (la présen-

tation des graphiques suivants porte sur les jours ouvrables de décembre à février des trois derniers hivers), il apparaît en effet une corrélation étroite : lorsque la demande en France est plus forte, le solde exportateur est plus faible.

Solde d'échanges versus demande nationale

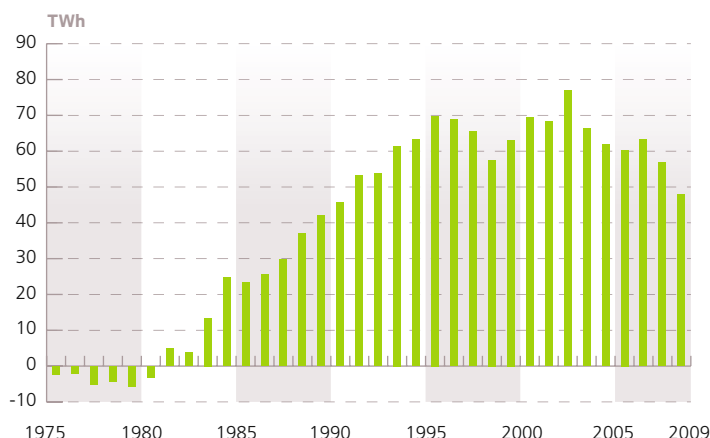


Cet exemple illustre les solidarités qui lient les différents systèmes électriques européens, du fait des interconnexions et des instruments instaurés pour les exploiter au cours des dernières années. Le système électrique français interagit ainsi en permanence avec ses voisins. Dans une étude simulant le fonctionnement du système électrique, leur dynamisme doit être modélisé ; il serait très hasardeux de considérer la France isolément,

ou avec des profils d'échanges figés. D'une part, les échanges, tirant parti des différences de structure entre les parcs de production de la France et de ses voisins, ont des répercussions notables sur les bilans énergétiques. D'autre part, ils conduisent à aborder les questions de sécurité d'approvisionnement, sinon à l'échelle de l'Europe dans son ensemble, du moins à une maille régionale plus vaste qu'un seul pays.

5.2 UTILISATION COMMERCIALE DES INTERCONNEXIONS FRANÇAISES

Solde annuel des échanges français (exports – imports)



5.2.1 Le solde annuel français des échanges est historiquement exportateur mais orienté à la baisse

Le graphique ci-contre montre que la France a acquis une position d'exportateur majeur en Europe depuis le milieu des années 1980.

Historiquement, le développement de ces exportations s'est appuyé sur des engagements commerciaux fermes, tels que des prises de participation étrangères dans des centrales de production françaises, ou bien des contrats de vente de long terme (vingt ans ou plus), conclus pour la plupart au cours des années 1985 à 1990. Dans l'organisation de l'indus-

trie électrique qui prévalait alors, caractérisée par des monopoles nationaux intégrés, ces engagements commerciaux étaient le support essentiel des échanges physiques. Des arrangements complémentaires de plus courte durée (échanges dits « à bien plaisir ») pouvaient être conclus entre opérateurs nationaux lorsqu'ils s'avéraient mutuellement profitables en fonction des conditions particulières d'exploitation (abondance de production hydraulique d'un côté, grand nombre de groupes thermiques indisponibles de l'autre, par exemple), mais ils ne portaient que sur des volumes en énergie relativement faibles.

Comme il a été dit à la section précédente, depuis la fin des années 1990 et le développement des marchés de court terme, ces flux sont devenus beaucoup plus variables, jour par jour, et même heure par heure, en fonction de la compétitivité relative des moyens de production disponibles à chaque instant dans l'ensemble des systèmes interconnectés, et des niveaux de demande.

Les soldes français largement exportateurs depuis 2000 traduisent l'existence en France de moyens de production compétitifs en Europe, en quantité excédant la plupart du temps les stricts besoins nationaux.

Après avoir culminé en 2002 à un peu plus de 77 TWh, ils ont tendance depuis à se contracter.

Au-delà de causes conjoncturelles (effet des aléas climatiques sur la demande nationale, hydraulique plus ou moins bonne) qui peuvent expliquer des irrégularités autour de la tendance générale, ce sont bien des causes plus structurelles qui en sont à l'origine : le solde exportateur s'est trouvé pris en tenaille entre une quasi-stagnation des productions à très faible coût (nucléaire et productions fatales), et une consommation nationale dont la croissance s'est poursuivie à un rythme soutenu.

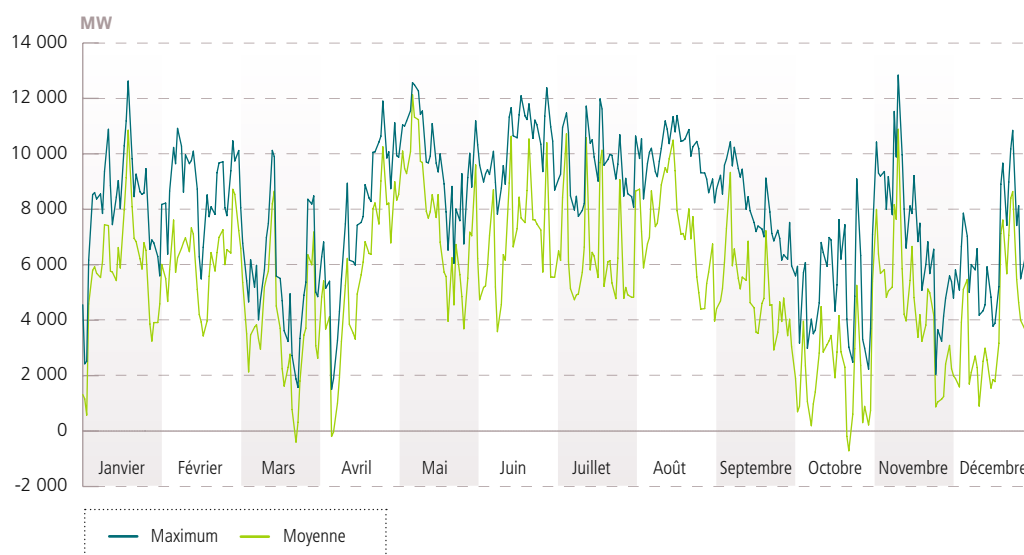
5.2.2 Le solde français atteint très rarement la capacité maximale d'exportation

- *Le solde français des échanges est à chaque instant ou presque exportateur*

Le bilan français est pratiquement toujours exportateur. C'est illustré sur l'année 2008 par le graphique ci-dessous. Le solde n'a été nul ou négatif qu'à de très rares occasions, principalement en intersaison. Cela se produit typiquement lorsque des conditions climatiques sévères conduisent à une augmentation tardive et inattendue de la demande que ne peuvent fournir les groupes nationaux entrés en maintenance.

Ce comportement est conforme à celui observé depuis 2005.

Maximum et moyenne quotidiens du solde français sur l'année 2008





- *La capacité maximale d'exportation française est à la hausse*

Ces dernières années ont vu une augmentation de la capacité maximale d'exportation du réseau de transport d'électricité, du fait du renforcement de certaines interconnexions. Ainsi, depuis le début des années 2000, la capacité maximale d'exportation a augmenté de 3,2 GW en été, et de 2,7 GW en hiver. La capacité maximale d'exportation, toutes frontières confondues, s'élève en 2008 à quelques 15 GW en hiver et 14 GW en été. La capacité maximale d'importation, toutes frontières confondues, s'établit légèrement en dessous de ces valeurs, aux alentours de 11 GW, été comme hiver.

- *Le solde exportateur n'est pas limité par la capacité maximale totale d'exportation*

La légère contraction du solde exportateur français observée ces dernières années s'est donc produite alors même que la capacité totale d'exportation du réseau français augmente depuis l'année 2000.

De plus, comme le montre le graphique précédent, le solde français s'est très rarement approché de la capacité maximale d'exportation. Cela traduit la relative compétitivité des moyens de production de part et d'autres des frontières : le marché français peut s'avérer moins cher que l'ensemble de ses voisins (avec des exportations dans toutes les directions), plus cher (notamment lors de vagues de froid en hiver), ou plus cher que les uns et moins cher que les autres, avec des profils d'échanges complexes, illustrés ci-après.

Il reste donc de la capacité d'exportation disponible : la capacité commerciale actuelle totale des lignes d'interconnexions n'est pas le facteur limitant les exportations françaises.

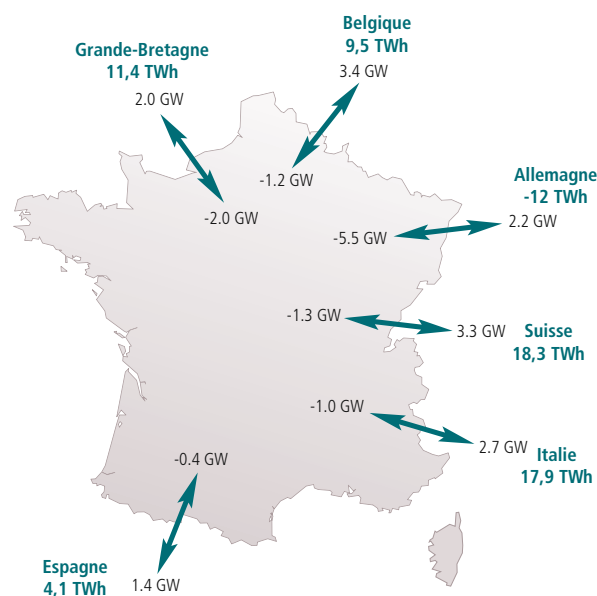
- *Le bilan sur chaque interconnexion n'est pas forcément exportateur*

Le graphique précédent montre que le solde annuel français a été quasiment tout le temps exportateur. Mais ce n'est pas forcément le cas du solde sur chacune des interconnexions.

Le graphique ci-dessous montre que le solde commercial annuel par interconnexion est exportateur sur toutes les interconnexions sauf France-Allemagne. Par contre, toutes les interconnexions ont vu leur solde tour à tour importateur et exportateur.

Les flux commerciaux sur chaque interconnexion sont caractéristiques de l'état des systèmes électriques qu'elle relie, et peuvent ainsi varier d'un jour à l'autre, ou même d'une heure à l'autre.

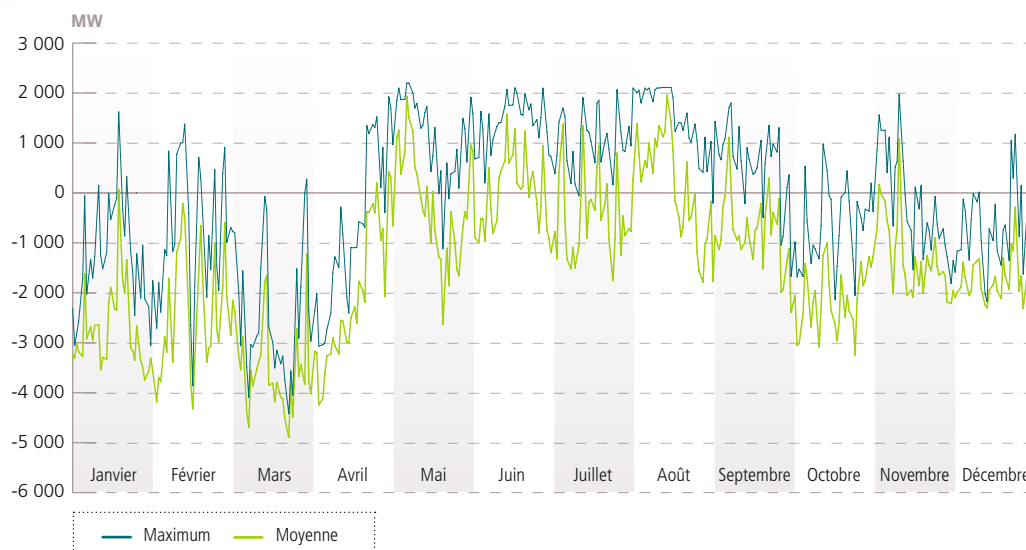
Énergie et valeurs maximales du solde des échanges par interconnexion en 2008



Ainsi, le graphique du solde des échanges sur l'interconnexion France-Allemagne en 2008 ci-après montre un bilan importateur l'hiver et exportateur l'été. À cette saisonnalité peut s'ajouter un comportement différent entre les heures pleines et les heures creuses, les jours de semaine et de week-end, etc.

Par suite, on peut observer des situations de forte demande d'exports dans certaines directions, quand simultanément d'autres frontières sont importatrices. La capacité d'export dans les directions souhaitées peut alors s'avérer limitante.

Maximum et moyenne quotidiens du solde sur l'interconnexion France-Allemagne sur l'année 2008



5.2.3 Le renforcement des interconnexions est nécessaire

• Permettre l'optimisation de la production renouvelable

Les interconnexions permettent, comme expliqué au chapitre 5.1, de mutualiser les moyens de production intermittente.

Le fort développement éolien dans certains pays trop faiblement interconnectés conduit déjà parfois le gestionnaire de réseau à demander aux producteurs de stopper certaines de leurs éoliennes (comme en Espagne en mars et novembre 2008). Il y est contraint dans les situations, encore peu fréquentes, où la production tend à dépasser la consommation locale, même en profitant au maximum des capacités de stockage (aujourd'hui par pompage) et des exports. L'augmentation de la capacité des interconnexions permettrait d'augmenter les exportations pour utiliser cette production non carbonée à l'alimentation de pays voisins. Le développement des interconnexions limiterait donc ici le risque d'interruption et de perte de production renouvelable.

La production éolienne peut également s'interrompre de façon difficilement prévisible. En dessous et au-delà de seuils de vitesse de vent, les éoliennes ne peuvent fonctionner. Lorsque le vent forçit, il peut conduire à

un arrêt brutal et simultané des éoliennes soumises au même régime de vent. Ces situations sont là encore plutôt rares, particulièrement à grande échelle, mais avec l'augmentation des volumes installés, le gestionnaire de réseau doit disposer de moyens instantanément mobilisables en substitution à la production éolienne. Une capacité d'interconnexion suffisamment élevée permettrait de mettre en commun ces moyens entre les pays concernés, plutôt que chacun ne les développe indépendamment.

Le risque d'avoir à faire face à de telles situations, difficilement envisageables il y a peu, va augmenter avec le développement massif de l'éolien en France et dans les pays voisins. Le renforcement des interconnexions contribue à tirer pleinement parti des ressources renouvelables.

• Permettre l'optimisation économique des parcs de production

Comme expliqué au chapitre 5.1, les interconnexions permettent la mise en concurrence des centrales de production sur tout le territoire interconnecté, pour au final satisfaire un niveau global de demande au moindre coût de production.

À titre d'illustration, on peut considérer l'historique des échanges entre la France et le Royaume-Uni. (Pour des raisons de lisibilité, sont présentés les volumes mensuels

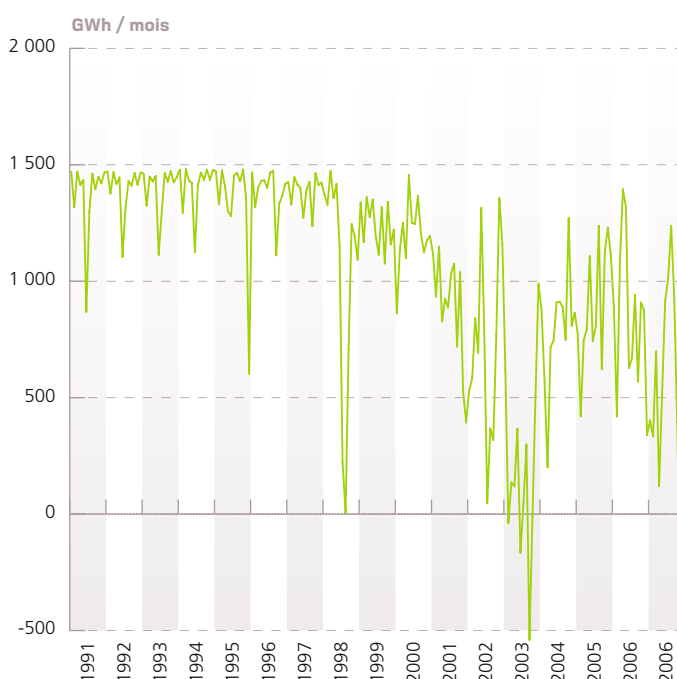
Pour plus de détails, voir la contribution de RTE au Livre vert « Vers un réseau d'énergie européen sûr, durable et compétitif » (COM(2008) 782 final), publié par la Commission européenne le 13 novembre 2008 dans le cadre de sa seconde revue stratégique sur la politique énergétique.
www.rte-france.com/htm/fr/accueil/telecharge/Contribution_RTE_Livre_Vert_30_mars_09.pdf

42

échangés, qui ne permettent pas d'apprécier l'amplitude des écarts journaliers et hebdomadaires observés aujourd'hui). Pendant les années 1990, les flux sur l'interconnexion France-Angleterre (IFA) ont été pratiquement continûment orientés du continent vers la Grande-Bretagne, reflétant le meilleur prix de revient du parc français. Avec le renouvellement du parc de production anglais, majoritairement sous forme de cycles combinés gaz, dans un contexte de faibles prix du gaz, alors que l'investissement sur le continent connaît une relative pause, un tournant s'observe au début des années 2000 : les flux sur l'interconnexion tendent à être plus équilibrés avec des importations fréquentes depuis la Grande-Bretagne. Après 2005, quelques tensions sur l'approvisionnement en gaz en Grande Bretagne et une bonne capacité de production en Europe continentale réorientent les flux plus vers l'Angleterre.

L'exemple de l'interconnexion France-Angleterre est représentatif de toutes les autres : les capacités d'interconnexion aident à accompagner à la fois les cycles économiques longs d'investissement, et amortir leurs inévitables déphasages ; elles contribuent à atténuer, éventuellement lisser, des tensions de plus court terme, liées aux marchés des matières premières et des changes.

Échanges physiques mensuels avec la Grande-Bretagne



• RTE renforce certaines de ses interconnexions

La sécurisation mutuelle des systèmes électriques européens qui a justifié le développement historique des interconnexions reste plus que jamais d'actualité avec l'augmentation des aléas, notamment ceux induits par la multiplication et la dispersion des sites de production intermittente, par nature plus difficile à observer, prévoir et commander. Des capacités d'interconnexion adaptées permettront ainsi de pleinement profiter du potentiel de ces énergies renouvelables.

Au-delà, le réseau européen doit aussi permettre la mise en commun des moyens de production européens les plus performants au travers d'un marché unique, concurrentiel et transparent.

En étroite coordination avec les gestionnaires de réseaux de transport voisins, RTE renforce actuellement les interconnexions France-Espagne, France-Italie et étudie activement le renforcement de l'interconnexion France-Angleterre⁴².

• RTE développe des mécanismes permettant d'utiliser au mieux la capacité d'interconnexion disponible

Parallèlement aux renforcements, qui permettent une augmentation de la capacité des interconnexions là où elle est nécessaire, l'extension de mécanismes de marché coordonnés, dont le modèle est le couplage de marché ou « market coupling » – aujourd'hui en application sur les interconnexions entre la France et la Belgique, et la Belgique et les Pays-Bas – permet d'utiliser au mieux les capacités existantes et d'éviter de surdimensionner les infrastructures.

Le fait de coupler les bourses d'électricité permet de gérer ensemble leurs courbes respectives d'offre et de demande, et ainsi de faire concorder les enchères de demande les plus hautes avec les enchères d'offre les plus basses, sans se soucier de leur lieu d'origine, en ne tenant compte que des capacités d'interconnexion disponibles à la frontière. Ceci signifie que la contrepartie d'une transaction sur une bourse électrique peut provenir d'une transaction étrangère, sans que les participants ne soient dans l'obligation d'acquiescer explicitement la capacité de transport correspondante.

Le mécanisme permet d'optimiser simultanément les programmes de production et l'utilisation de l'infrastructure (ici les interconnexions). À défaut, des

processus itératifs, par nature plus lents, de mise à disposition des capacités et de programmation des échanges sont mis en œuvre.

5.3 CONTRIBUTION DES ÉCHANGES À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN FRANCE

5.3.1 Quelques exemples de situations tendues en France

En situation d'urgence sur l'équilibre offre-demande, tous les moyens de production disponibles sont proposés par les acteurs du marché, quel qu'en soit le coût. Néanmoins, l'utilisation de moyens de production étrangers pour équilibrer la demande française ne peut se faire que dans la limite des capacités d'interconnexion.

On peut illustrer ces contributions par l'observation des échanges réalisés à l'occasion de quelques épisodes récents.

• Dernière période en date : début janvier 2009

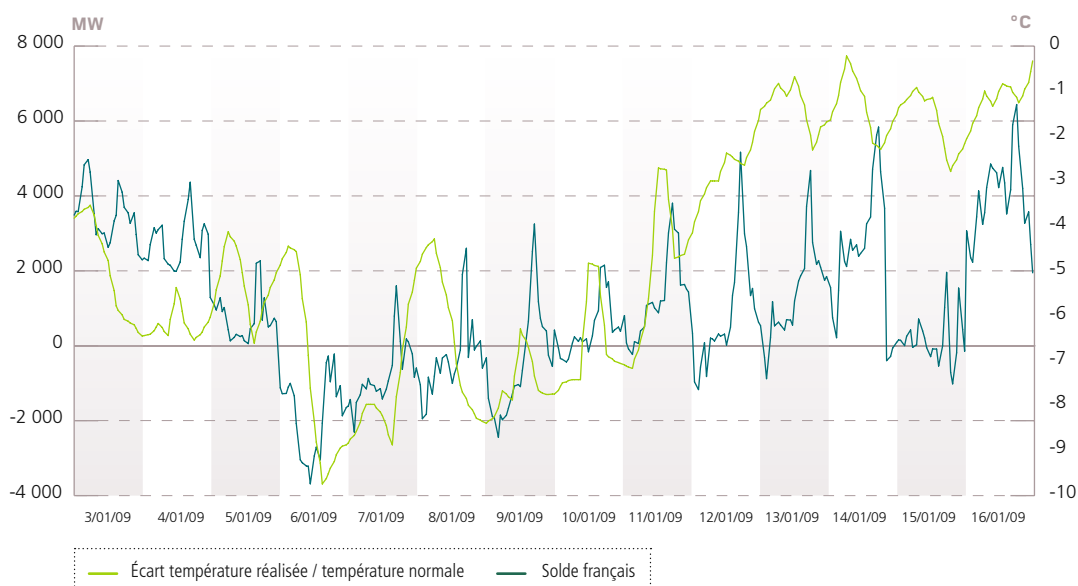
À cet égard, l'expérience de l'hiver 2008-2009 est particulièrement instructive : les systèmes électriques,

mais aussi l'ensemble du système énergétique européen, ont été soumis à de fortes tensions.

Le climat rigoureux du début de l'année 2009 a accru les consommations d'électricité, notamment en France (cf. paragraphe 3.4). Ainsi, le plus haut niveau de puissance jamais appelée a été enregistré le 7 janvier 2009 à 19h, avec une valeur de 92,4 GW, en dépit d'une plus faible consommation industrielle dans un contexte de crise économique. La température moyenne du mois de janvier 2009 a été de 2,3°C, bien inférieure à la moyenne trentenaire de 4°C ; les 5, 6 et 7 janvier 2009 les températures ont même été de 5 à 8 °C en dessous des normales saisonnières.

Le graphe ci-dessous présente la différence (température réalisée - température normale) pour chaque heure de la période 3 janvier - 16 janvier. En regard sont portés les soldes d'échanges français aux mêmes instants.

Échanges et écart température réalisée / température normale début janvier 2009



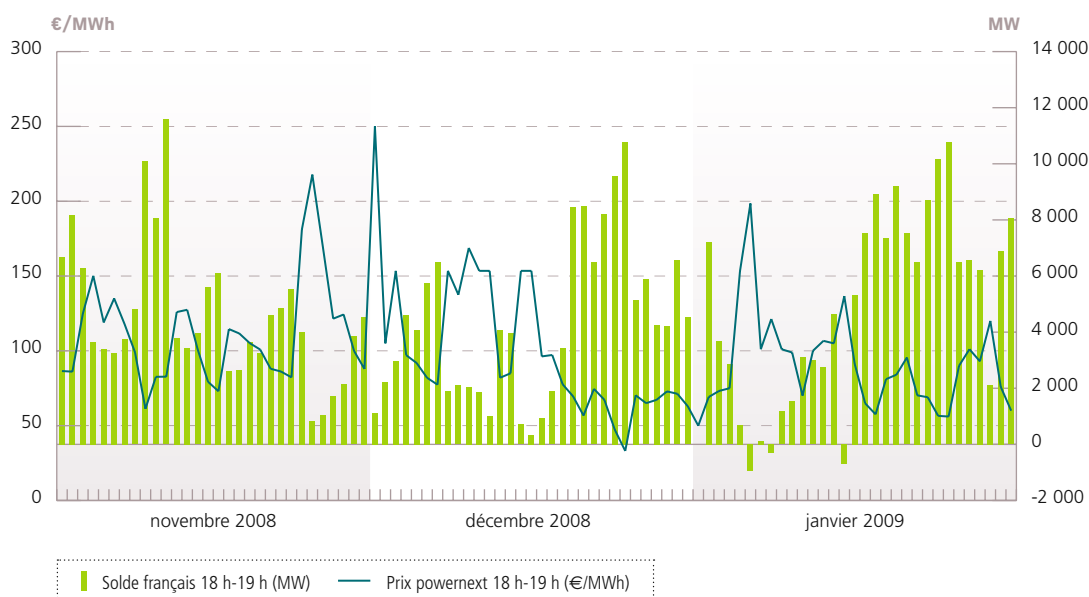
Le solde français est devenu à de nombreuses reprises importateur, tout particulièrement aux moments où les températures sont le plus descendues en dessous des températures normales, le maximum d'importation s'établissant alors à un peu moins de 4 000 MW.

L'inversion du solde français observée en cette période de tension témoigne du fait que de la production était disponible chez nos voisins. Cette forte tension observée début janvier sur l'équilibre offre-demande du système français s'est également traduite par un prix élevé sur la bourse française de

l'électricité, Pownernext. Les tensions sur l'équilibre offre-demande des systèmes électriques sont en effet révélées par des prix élevés sur les Bourses de l'électricité.

Le graphique ci-dessous présente les prix day-ahead observés sur Pownernext (Pownernext® Day-Ahead Auction), à la pointe du soir (créneau horaire 18 - 19 heures), pour chaque jour du 1^{er} novembre 2008 au 31 janvier 2009. En regard sont portés les soldes d'échanges de la France aux mêmes instants (les exportations étant comptées positivement).

Début de l'hiver 2008-2009 – échanges et prix autour de la pointe 19 h



La période de tension de début janvier est particulièrement bien visible sur ce graphe, tout comme l'inversion du solde français ; à cette occasion, le prix Powernext est monté jusqu'à 200 €/MWh.

Une autre période intéressante est centrée autour de la fin du mois de novembre. Le prix Powernext est monté jusqu'à 250 €/MWh le 1^{er} décembre 2008. Cependant, sur cette période, le solde français n'est à aucun moment devenu importateur ; le solde est même resté exportateur, ne descendant jamais en dessous des 1 000 MW. Cette période de tension s'explique, là encore, par des températures très inférieures aux températures normales. Mais alors que la vague de froid de début janvier 2009 affectait principalement

la France, la vague de froid de début décembre 2008 était plus large, avec par exemple des tensions (chauffage, approvisionnement gaz...) en Allemagne et en Angleterre. On peut imaginer que si des conditions d'exploitation plus défavorables (températures plus basses, moins bonne disponibilité des groupes de production) avaient été rencontrées en France à ce moment-là, il aurait été sans doute très difficile de trouver un secours depuis les systèmes voisins.

• Autres périodes

Les marges d'exploitation du système français se sont aussi trouvées réduites à un niveau inhabituel à d'autres occasions.

En certaines de ces occasions, des marges étaient disponibles dans les systèmes voisins, par exemple :

- Lors de la vague de froid de février - mars 2005, où la situation en France était très tendue, le solde d'échanges a été importateur jusqu'à plus de 3 GW. Le même scénario s'est reproduit lors de la vague de froid de février - mars 2006 ;
- Lors de la canicule de juillet 2006, qui a propulsé le prix des bourses au plus haut de l'année, le solde exportateur a pu être réduit à 1 ou 2 GW selon les jours (comparé à quelques 8 GW d'exports communément observés en conditions estivales).

En d'autres occasions où les marges étaient faibles en France, c'était également le cas dans les systèmes voisins :

- Lors de la canicule de l'été 2003, où la possibilité de délestage en France a été évoquée, le solde exportateur n'a pas été ramené à moins de 3 GW.
- Lors de la vague de froid de novembre 2005, où les températures étaient 5 à 6°C au-dessous des températures saisonnières, le solde exportateur français est resté de l'ordre de 3 à 4 GW.

Par ailleurs, lors de la tempête Klaus en 2008, les Pyrénées-Orientales (comme en 1999 une grande partie de l'Aquitaine, suite à la tempête Lothar) ont été séparées du reste du réseau national et ont pu être alimentées plusieurs jours via l'interconnexion avec l'Espagne.

Ces observations montrent l'aptitude des systèmes interconnectés à s'apporter un secours mutuel. Elles montrent aussi, dans le cas de la France, que le secours n'est pas garanti en toutes circonstances, mais dépend des conditions d'exploitation qui prévalent dans les systèmes voisins, selon qu'elles sont plutôt tendues ou plutôt confortables.

5.3.2 Préviction des échanges pour le Bilan Prévisionnel français

Sur la base de l'analyse précédente, on peut considérer, pour les 3 à 5 ans qui viennent, que :

- En hiver, et en moyenne sur l'ensemble des situations où les marges d'exploitation sont très faibles en France, le solde des échanges puisse s'annuler. Dans chacune de ces situations tendues considérées

individuellement, on peut s'attendre à ce que le solde des échanges français varie dans une plage de -3 à +3 GW ;

- En été, où les marges disponibles dans les systèmes voisins lors des périodes caniculaires paraissent encore plus réduites, la moyenne des soldes exportateurs en cas de tension sur l'équilibre offre-demande soit de l'ordre de 2 GW.

À plus long terme, les incertitudes pesant sur les évolutions des parcs de production des différents pays conduisent à retenir l'hypothèse prudente d'un solde en moyenne nul.

5.3.3 Marges d'exploitation dans les pays voisins

En plus des échanges modélisés, fruits des équilibres de marché historiques, on peut s'intéresser aux marges qui seraient mobilisables en cas de situations différentes de celles rencontrées par le passé.

• *Coopération internationale des gestionnaires de réseau de transport*

Les capacités de production disponibles dans les systèmes voisins pour des importations françaises dans des conditions délicates, dépendront à l'évidence de l'évolution de l'offre et de la demande dans ces systèmes. Pour cela, RTE prend part à plusieurs travaux de prévisions de l'offre et de la demande dans le cadre de coopérations internationales entre gestionnaires de réseau de transport. Deux documents permettent aujourd'hui d'avoir une vision détaillée par pays de l'évolution de l'offre et de la demande dans les pays voisins, à la pointe d'hiver et à la pointe d'été :

- le rapport « System Adequacy Forecast », établi chaque année par UCTE⁴³, qui fournit une vision nationale des marges de production sur l'Europe continentale interconnectée ;
- le rapport « Power System Adequacy Report », publié à l'été 2008 par ETSO⁴⁴, qui reprend les résultats agrégés du rapport précédent et les combine avec ceux d'autres régions d'Europe (îles britanniques, pays scandinaves et baltes).

Les gestionnaires de réseau de transport européens travaillent à améliorer et détailler ces analyses. Ils visent à

La dernière édition de ce rapport date de janvier 2009 et porte sur la période 2009-2020. Elle est disponible en anglais à l'adresse www.ucte.org/_library/news/UCTE_SAF-2009-2020_Report.pdf

43

La dernière édition de ce rapport date de juillet 2008 et porte sur la période 2010-2020. Elle est disponible en anglais à l'adresse www.etso-net.org/upload/documents/ETSO_PSAR2008_Final.pdf

44

Dans chacun des deux rapports internationaux, deux scénarios de développement du parc de production sont étudiés. Le scénario A « Conservative scenario » est clairement le plus prudent des deux, et est comparable à l'offre « Acquis » du Bilan Prévisionnel, le scénario B « Best estimate scenario » correspondant alors à l'offre « Projets engagés » (cf. chapitre 4).

45

délivrer une information aussi complète que possible sur les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande et mesurer les risques pour la sécurité d'approvisionnement. Ils le font désormais dans le cadre d'une seule association, ENTSO-E, fondée en décembre 2008 pour remplacer leurs anciennes structures de coordination et mieux répondre aux attentes de la Commission européenne, des gouvernements, des autorités de régulations et des acteurs du marché.

• Évolution des marges de production dans les pays voisins

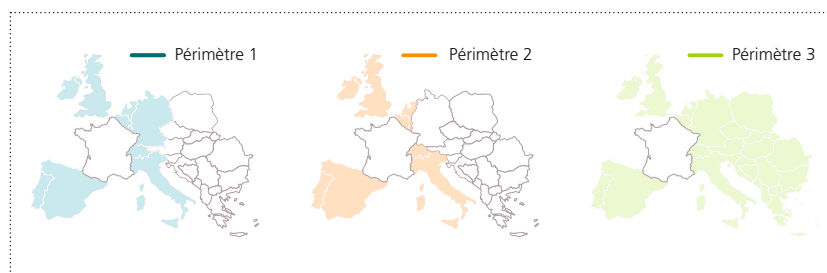
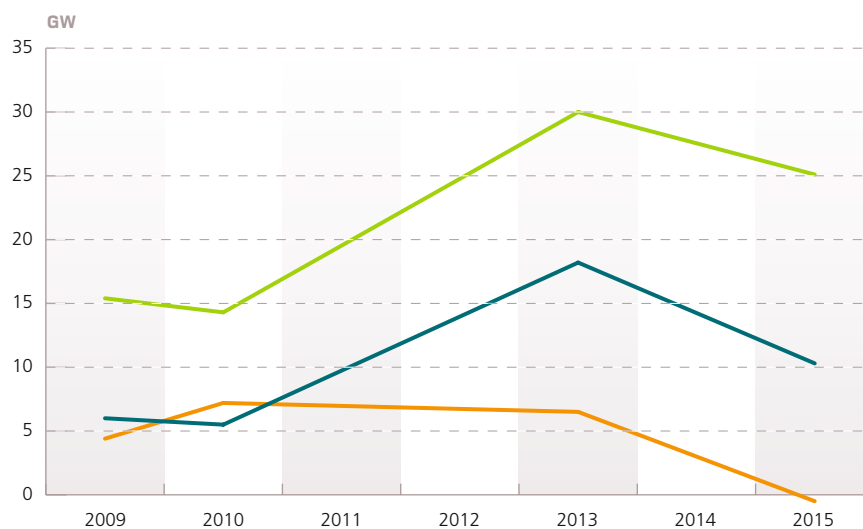
La marge d'un système électrique, ou d'un ensemble de systèmes, peut être définie comme la valeur minimale de l'excès de capacité de production par rapport à la consommation de pointe d'hiver. Cette valeur est calculée en tenant compte de la plupart des situations défavorables, y compris les situations résultant de conjonctions d'aléas défavorables sur la production

et la consommation ; elle couvre finalement toutes les situations, hormis les plus extrêmes (1 % des situations).

Pour mesurer la capacité des pays voisins de la France à éventuellement participer à l'équilibre offre-demande français, il convient de comparer les marges dans chacun de ces pays. Cette comparaison est faite en utilisant le scénario d'évolution des parcs de production le plus prudent⁴⁵, sur trois périmètres :

- Les pays voisins immédiats (y compris le Royaume-Uni et l'Irlande bien qu'ils ne fassent pas partie du même système synchrone, le Portugal, partie intégrale du marché unique ibérique et les Pays-Bas, partie prenante du *trilateral market coupling* France - Belgique - Pays-Bas), notés périmètre 1 sur le graphique ;
- Le périmètre 1 auquel on retire l'Allemagne, appelé périmètre 2 ;
- L'ensemble du réseau interconnecté continental, le Royaume-Uni et l'Irlande, périmètre 3.

Évolution des marges des pays voisins



Quel que soit le périmètre considéré, on constate un maintien des marges disponibles d'ici à 2010. D'ici à 2013, les marges disponibles augmentent pour les périmètres 1 et 3, et restent stables si l'on ne tient pas compte de l'évolution du parc allemand (périmètre 2). Pour des horizons plus lointains (2015), rares sont les projets de moyens de production connus à ce jour, d'où la baisse apparente des marges sur le graphe pour les trois périmètres.

Ces marges, disponibles dans des conditions sévères d'exploitation, doivent néanmoins être revues à la baisse en cas d'importantes vagues de froid (ou de chaleur) touchant et la France et une grande partie de ses voisins. Ce risque spécifique, peu important jusqu'ici, n'est pas pris en compte aujourd'hui : il est cependant susceptible de se développer si, comme la France, les pays voisins voient leur consommation devenir significativement sensible à la température avec un développement général des pompes à chaleur.

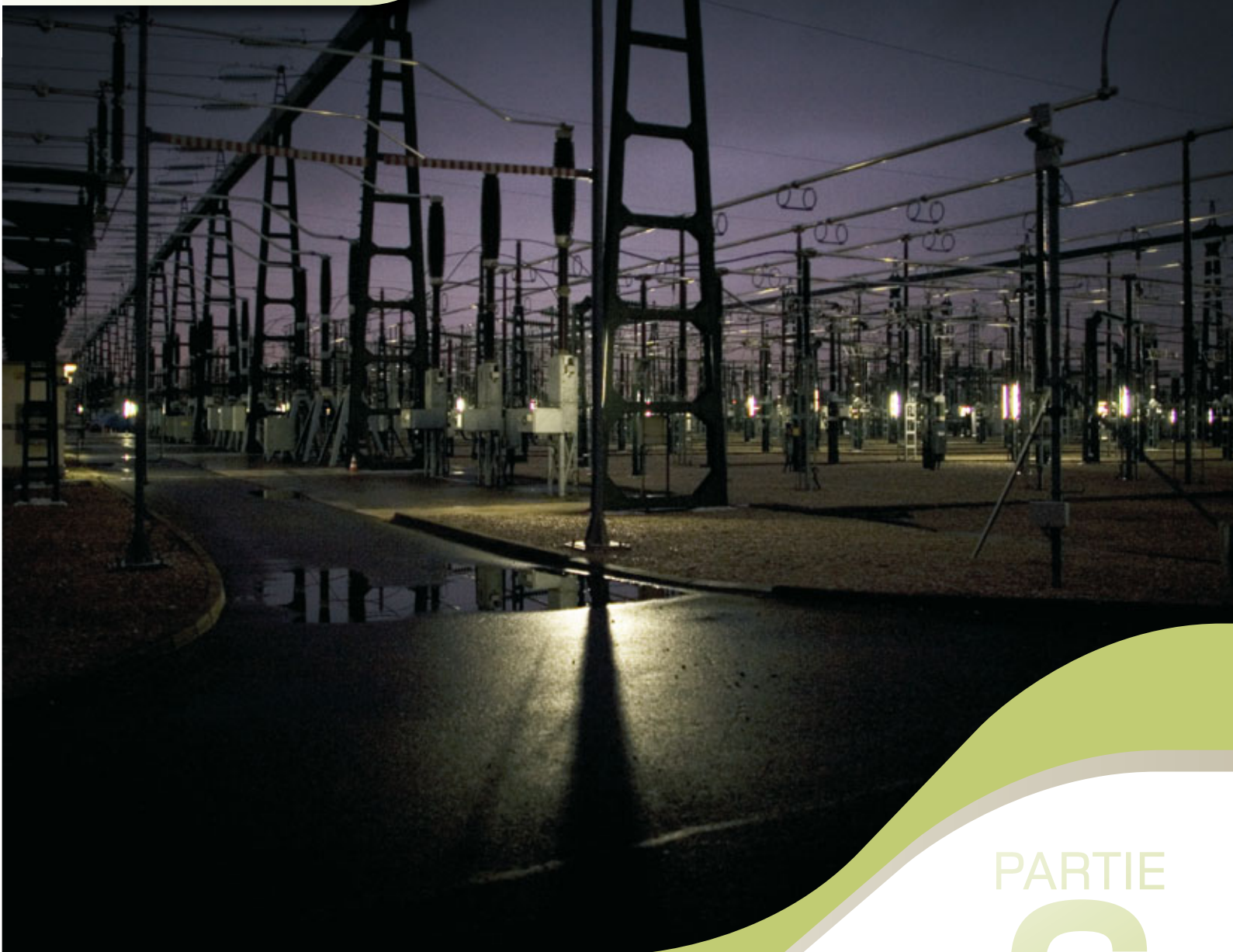
De plus, des contraintes de financement à court terme liées à la crise économique actuelle pourraient conduire

à des reports de projets, voire à l'abandon de certains et à leur remplacement ultérieur par d'autres projets, d'autres investisseurs, dans d'autres pays. L'évaluation présentée ci-dessus risque donc d'être revue à la baisse s'agissant des horizons les plus lointains.

En résumé, les conclusions quant à la contribution éventuelle des pays voisins à l'équilibre offre-demande français à l'horizon 2015 sont les suivantes :

- l'accroissement de la marge disponible dans les pays voisins permet d'envisager qu'au moment des pointes de consommation françaises, des moyens de production seront effectivement disponibles chez nos voisins ;
- la capacité totale d'importation du réseau français devrait permettre de rapatrier tout ou partie de ces marges, si nécessaire.

L'augmentation des marges dans les pays voisins sécurise le recours éventuel à des importations dans les situations tendues de l'équilibre offre-demande français.



PARTIE 6

ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À MOYEN TERME

- 6.1 Objectif et méthode
- 6.2 Analyse du scénario le plus probable
- 6.3 Analyse de variantes sur l'offre et sur la demande

6

**ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE
OFFRE-DEMANDE À MOYEN TERME**

Le principal objet de ce chapitre est de vérifier la capacité du système électrique de la France continentale, en interaction avec les systèmes voisins, à satisfaire convenablement la demande au cours des cinq prochaines années. Cette évaluation est actualisée annuellement.

6.1 OBJECTIF ET MÉTHODE

L'enjeu principal du Bilan Prévisionnel, à un horizon de cinq ans, est d'évaluer les risques de non-satisfaction de la demande lors des pointes de consommation. Cette analyse est fondée sur une trajectoire d'évolution de l'offre qui intègre, par anticipation, l'effet de certaines décisions non irrévocables mais qui apparaissent très probables. L'évolution de la demande retenue comme hypothèse centrale est celle du scénario de consommation « Référence ». L'analyse comporte en outre une étude de sensibilité aux principaux facteurs d'incertitude que sont l'évolution de la demande à la hausse, ou à la baisse (s'il y a renforcement des mesures de MDE), et l'évolution de l'offre, en centrales thermiques ou d'origine renouvelable.

Il est généralement constaté que la construction de turbines à combustion ou d'un parc éolien réclame un à deux ans alors que le temps de développement de CCG ou de mise en place de nouveaux effacements dans un volume significatif se situe plutôt entre trois et quatre ans. Cela signifie que le développement de nouveaux moyens offre une marge d'ajustement réduite à horizon de cinq ans, soit 2014 pour la présente édition.

On fait le choix de traiter de manière similaire l'horizon 2015 afin de permettre la comparaison avec les études menées sur cette échéance dans les Bilans Prévisionnels précédents.

6.1.1 Une approche probabiliste

La confrontation de l'offre et de la demande dans le futur est réalisée au travers de simulations de fonctionnement du système électrique français, menées sur une année complète. Ces simulations tiennent compte des principaux phénomènes aléatoires qui peuvent faire peser des risques sur la sécurité d'approvisionnement : les températures extérieures (qui génèrent des excursions de puissance appelée, tant en hiver du fait du chauffage qu'en été du fait de la climatisation), les indisponibilités fortuites des groupes de production, les apports hydrauliques et les vitesses de vent.

Un ensemble de séries temporelles (de puissance appelée pour la demande, de puissance disponible pour les groupes de production) traduisant diverses réalisations possibles de cet aléa, est constitué pour chacun des phénomènes aléatoires considérés. Ces séries sont combinées entre elles, en nombre suffisamment élevé (voisin de 500 pour chaque année étudiée) pour fournir des résultats statistiquement significatifs tant sur les risques de non-satisfaction de la demande (défaillance) que sur les bilans énergétiques annuels (production des différents groupes, échanges avec les systèmes voisins). On pourra se reporter à l'annexe 4 pour des informations plus détaillées.

D'autres facteurs de risque dont on sait qu'ils existent mais dont la probabilité d'occurrence (au demeurant faible) ne peut être précisément déterminée, sont délibérément ignorés : avarie générique sur une famille de groupes de production, rupture d'approvisionnement d'un combustible...

6.1.2 Méthode et critères d'évaluation du risque de défaillance

Le critère d'adéquation : comme l'électricité ne se stocke pas et que l'offre et la demande sont toutes deux soumises à des aléas (effet des températures extérieures sur la demande, pannes de groupes de production, débits des rivières, vitesses de vent...), il est en toute rigueur impossible de garantir que la demande qui s'exprime puisse être satisfaite à tout moment et en toutes circonstances. Lorsqu'une conjonction particulièrement défavorable d'aléas conduit à ce que la production disponible devienne inférieure à la demande, le maintien de l'équilibre entre production et consommation oblige à couper l'alimentation d'une partie des consommateurs (délestage).

Faute de pouvoir garantir avec une certitude absolue la satisfaction de la demande, le dimensionnement de l'offre doit s'attacher à maintenir le risque de défaillance à un niveau socialement et économiquement acceptable. La défaillance peut être mesurée de différentes manières : par la fréquence des délestages, leur durée, l'énergie non délivrée... Pour une demande donnée, tous ces paramètres sont une fonction décroissante de la puissance installée, mais les relations qui les lient entre eux sont complexes à déterminer, et de plus, dépendantes de la nature et de l'ampleur des aléas affectant le système électrique concerné : il est donc nécessaire de ne retenir qu'un seul paramètre comme grandeur de mesure. Quant au seuil que cette mesure ne doit pas dépasser, il résulte d'un arbitrage entre, d'une part les avantages retirés par les consommateurs du fait de défaillances moindres, et d'autre part le coût des moyens de production supplémentaires qu'il faut installer.

Conformément à l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans Prévisionnels, le critère d'adéquation retenu est l'espérance de durée de défaillance annuelle, qui doit demeurer inférieure à trois heures par an.

Par ailleurs, deux hypothèses complémentaires sont nécessaires pour l'identification des besoins :

- l'annulation du solde des échanges est ponctuellement possible, en espérance, pour passer des situations tendues ;
- le volume des effacements de consommation est maintenu à 3 GW sur toute la période.

En complément, on suppose qu'une majorité des pompes à chaleurs déployées dans le parc de logements anciens seront installées en relève de chaudière ou, d'une façon plus générale, associées dans des solutions bi-énergie : inserts bois, etc. (cf. paragraphe 3.3.2). Cette configuration permet, les jours de grand froid, de basculer l'énergie de chauffage de l'électricité vers une énergie fossile, le fioul pour l'essentiel. Ce comportement s'apparente à un effacement de consommation d'électricité dont les périodes d'activation et l'effet en journée sont assez similaires de ceux de l'EJP (cf. paragraphe 3.2). L'hypothèse de développement des pompes à chaleur retenue dans le scénario de demande de référence conduit à un volume d'effacement par transfert d'énergie des PAC évalué à 1,5 GW les jours très froids à l'horizon 2013.

Le critère d'adéquation, tout comme les hypothèses sur les échanges et les effacements de consommation, sont identiques à ceux retenus dans les précédents Bilans Prévisionnels.

La durée de défaillance moyenne annuelle est évaluée à l'issue des simulations de fonctionnement du système électrique. Si elle est inférieure à trois heures par an, l'offre est suffisante, et il n'y a pas besoin d'en susciter davantage. Dans le cas contraire, les simulations sont reprises, pour évaluer la puissance manquante, en rajoutant de nouveaux moyens d'offre, jusqu'à ce que la moyenne des durées de défaillance soit ramenée à trois heures par an. Cette offre fictive est modélisée, par convention, avec les caractéristiques de groupes de production thermiques. Cette convention ne préjuge en rien de la nature des moyens d'offre qui pourront être mis en service (groupes thermiques, énergies renouvelables, effacements de consommation...).

6.2 ANALYSE DU SCÉNARIO LE PLUS PROBABLE

L'élaboration du scénario le plus probable de parc de production reprend la définition du scénario

« Projets engagés » énoncée dans le Bilan Prévisionnel 2007.

Description de l'offre « Projets engagés »

• Le parc nucléaire :

Un nouveau groupe (l'EPR de Flamanville) est mis en service en 2012.

Les groupes actuels restent en activité dix ans au-delà de leur troisième visite décennale, donc sur l'horizon d'étude de moyen terme.

• Le parc thermique classique centralisé :

L'ajout de nouveaux groupes à ceux exploités au 1^{er} janvier 2009 concerne :

- trois TAC dont la mise en service est prévue pour 2009 et 2010, pour une puissance cumulée de 550 MW.
- dix cycles combinés au gaz, tous à un stade plus ou moins avancé de construction et en incluant la tranche raccordée au réseau fin 2008, pour une puissance cumulée de 4 300 MW. Les dates de pleine disponibilité retenues, volontairement plus conservatrices que les annonces des producteurs, prévoient deux tranches opérationnelles pour l'hiver 2009-2010, puis quatre unités supplémentaires pour 2010-2011, suivies de trois tranches de plus en 2011 et une en 2012.
- Au-delà de ce volume dès à présent acquis, il semble probable qu'un CCG supplémentaire parmi l'ensemble des projets connus soit mis en service en 2013.

Concernant la filière charbon, l'hypothèse de déclassement d'ici fin 2015⁴⁶ de groupes exploités au 1^{er} janvier 2009 représente 3 600 MW ; compte tenu des prévisions d'utilisation actuellement envisagées par les exploitants, les fermetures s'étaleront essentiellement entre 2013 et 2015.

Concernant la filière fioul, trois groupes sont soumis à la directive GIC, pour une puissance cumulée de 750 MW. La pérennité du fonctionnement des autres groupes semble assurée jusqu'en 2015. Le maintien de ces installations

après 2015 apparaît plus incertain, dépendant en particulier de l'évolution des réglementations environnementales.

• Le parc thermique décentralisé :

L'érosion du parc de cogénération au terme de leur contrat d'achat actuel est évalué à 2 GW entre 2009 et 2015.

Les installations retenues lors des appels d'offres Biomasse de 2006 et 2008 sont ajoutées à hauteur de 50 % de la puissance installée prévue, par mesure de prudence et au vu des résultats du premier appel d'offre Biomasse de 2003.

• Le parc éolien :

Le développement du parc se poursuit au rythme de 1 GW par an, soit une puissance cumulée atteignant 5 GW au cours de l'année 2010, puis 10 GW vers 2015.

• Le parc photovoltaïque :

L'ensemble des mécanismes d'incitation au développement du parc photovoltaïque, au sol ou en intégration au bâti, devrait permettre d'atteindre une puissance installée de 1 400 MWc d'ici 2015, point de passage compatible avec l'objectif du Grenelle de l'environnement de 5 400 MWc en 2020.

• Le parc hydroélectrique :

L'équipement actuel est supposé se maintenir en l'état.

La production annuelle attendue est de 65,4 TWh en moyenne ; cette valeur est de 5 % inférieure à la productibilité annoncée au chapitre 4.5, pour tenir compte, d'une part des pertes éventuelles dues à l'accroissement des débits réservés, et surtout des inévitables pertes de production, dues notamment aux avaries de machines.

Ces tranches, concernées par la directive GIC, sont soumises au crédit de 20 000 heures de fonctionnement depuis le 1^{er} janvier 2008, et sont supposées être définitivement arrêtées au plus tard le 31 décembre 2015.

Celui-ci repose sur le parc en service actuellement, auquel sont intégrées les installations en cours de construction et duquel sont déduits les arrêts probables de groupes de production (déclassements). Il convient également de prendre en compte une partie des projets déclarés qui n'ont pas atteint aujourd'hui le stade d'irréversibilité, mais seront probablement mis en service d'ici 2014. C'est essentiellement le cas

des projets dont le délai de construction est relativement court, comme les installations photovoltaïques, les éoliennes ou les turbines à combustion (TAC), ou des projets de cycles combinés au gaz (CCG) dont les dossiers d'instruction sont déjà largement avancés.

L'offre « Projets engagés » est récapitulée de manière synthétique dans les tableaux ci-dessous :

Puissance du parc de production exploité en France – « Projets engagés » (GW)

	01/01/2009	01/01/2011	01/01/2012	01/01/2013	01/01/2014	01/01/2015
Nucléaire	63.3	63.2	63.2	64.7	64.7	64.7
Charbon	6.8	6.8	6.8	5.9	4.9	3.9
CCG	1.5	3.8	4.7	5.6	5.9	5.9
Fioul & TAC	7.1	7.0	7.2	7.0	7.0	7.0
Hydraulique	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4
Éolien	3.4	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5
Autres moyens de production	8.7	8.8	8.6	8.3	8.4	8.5

Énergie annuelle productible du parc de production exploité en France – « Projets engagés » (TWh)

	2008	2011	2012	2013	2014	2015
Thermique décentralisé & photovoltaïque	26.1	26.2	26.6	24.4	23.0	22.7
<i>dont origine renouvelable</i>	3.7	5.1	5.2	5.5	6.9	7.4
Éolien	5.6	11.9	14.0	16.2	18.3	20.5
Hydraulique*	62.7	65.4	65.4	65.4	65.4	65.4

* hors turbinage des STEP – pour 2008, valeur réalisée

6.2.1 Évaluation du risque de défaillance

Les résultats de la confrontation du scénario d'offre précédemment exposé et de la demande du scénario « Référence » sont présentés dans le tableau ci-après. Bien que le critère d'adéquation ne concerne que l'espérance de défaillance annuelle, d'autres indicateurs sont également fournis à titre d'information : la probabilité de défaillance (i.e. : la probabilité qu'il y ait au moins un délestage au cours d'une année) et l'espérance d'énergie non desservie du fait des délestages.

Sur la dernière ligne figure (lorsque cela est nécessaire) la puissance manquante, c'est-à-dire la puissance des groupes fictifs qu'il a fallu rajouter pour respecter le critère d'une espérance annuelle de défaillance inférieure au seuil admissible de trois heures par an.

L'hiver 2014-2015, bien qu'au-delà de l'horizon proche de cinq ans, est également présenté afin de situer l'ampleur des besoins au milieu de la décennie. Le risque de défaillance y est cependant évalué par excès car le scénario d'offre « Projets engagés »

n'évolue plus après 2013 par construction, s'agissant de nouveaux groupes thermiques, alors que les délais sont suffisants pour que des moyens supplémentaires soient opérationnels en 2015.

Enfin, l'hiver 2009-2010 fera l'objet d'ici à l'automne d'une étude particulière plus détaillée de RTE dans le cadre de « l'Analyse du passage de l'hiver », et n'est donc pas traité ici.

Risque de défaillance – trajectoire probable

	2011	2012	2013	2014	2015
Probabilité de défaillance	6.7 %	8.2 %	10.5 %	14.9 %	24.6 %
Énergie de défaillance en espérance (GWh)	4.6	5.3	8.2	14.1	31.9
Espérance de durée de défaillance	2 h 09	2 h 30	3 h 33	5 h 25	10 h 22
Puissance manquante	—	—	0.4 GW	1.8 GW	4 GW

Le critère d'adéquation est respecté jusqu'en 2012. Il est ensuite légèrement dépassé en 2013 et plus nettement en 2014. À l'horizon de cinq ans, la puissance complémentaire nécessaire pour maintenir le risque de défaillance à un niveau accepté se chiffre à 1 800 MW.

La détection d'un besoin significatif à l'horizon de cinq ans était déjà apparue lors du Bilan Prévisionnel de 2005, dans lequel l'analyse pour 2010 aboutissait à une évaluation comparable. Actant la fin d'une période de surcapacité, la conclusion avait alors été d'alerter sur l'urgence d'engager la construction de nouveaux moyens de production.

Cependant, le contexte actuel apparaît, par de nombreux aspects, très différent de celui de 2005. En premier lieu, une nouvelle dynamique d'investissements est née dès 2006, se traduisant notamment par la construction et la remise en service de moyens de pointe, le développement de l'éolien et par le lancement de l'EPR de Flamanville et de nombreux projets de CCG. Si les décisions d'engagement ont marqué une pause en 2008, plusieurs projets de CCG, qui n'ont pas été retenus ici par prudence, sont suffisamment avancés sur les plans administratif et industriel pour une mise en service possible d'ici 2014.

Par ailleurs, le calcul du risque de défaillance suppose que l'annulation du solde des échanges soit ponctuellement possible, en espérance, pour passer des situations tendues. Or les études menées par les GRT européens (cf. paragraphe 5.3) montrent que

les marges de production en hiver dans les pays voisins de la France vont s'accroître globalement d'environ 10 GW d'ici 2015. Ainsi, l'hypothèse d'annulation du solde des échanges peut sembler trop conservatrice, dès lors qu'on la confronte à l'analyse de l'équilibre offre-demande étendue à un ensemble de pays fortement interconnectés et disposant manifestement de marges suffisantes. L'accroissement de la marge disponible à la pointe d'hiver dans les pays voisins de la France devrait permettre de sécuriser les possibilités de recours à des importations pour l'équilibre offre-demande français.

6.2.2 Bilans énergétiques

Les bilans énergétiques, issus du modèle de simulation de fonctionnement du système électrique utilisé pour évaluer la défaillance, apportent des enseignements sur trois points principaux :

- le taux de couverture de la demande nationale par les énergies renouvelables. Il s'agit du ratio de la production renouvelable brute (incluant donc la consommation des auxiliaires) sur la consommation totale brute. Cette dernière correspond à la production totale brute, de laquelle on soustrait le solde des échanges. La contribution de l'hydroélectricité se limite à la production des apports naturels, à l'exclusion du turbinage de l'eau pompée dans les STEP. La production d'électricité à partir des déchets ménagers est considérée renouvelable à 50 %.
- les émissions de CO₂ de l'ensemble du secteur électrique français. Leur calcul repose sur l'utilisation de taux normatifs par type de production

(0,96 tCO₂/MWh pour les groupes charbon, 0,8 pour les groupes fioul, 0,36 pour les CCG, et 0,4 tCO₂/MWh pour les équipements thermiques décentralisés d'origine non renouvelable, fonctionnant majoritairement en cogénération et consommant du gaz naturel). L'influence du solde exportateur sur les émissions de CO₂ hors de France n'est pas exposée dans les tableaux.

- les exportations. Issus de simulation, les soldes exportateurs reflètent la disponibilité et la compétitivité des moyens de production nationaux sur la plaque européenne. Ils peuvent être également destinés à être comparés aux capacités des infrastructures d'interconnexion, de manière à déceler d'éventuelles limitations induites par ces dernières.

Bilan énergétique – trajectoire probable (TWh)

	2008**	2011	2012	2013	2014	2015
Consommation nationale	492.5	498.6	506.0	513.5	508.7	515.9
Pompage	6.6	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4
Solde exportateur	48.6	66.3	65.1	66.9	71.1	69.2
DEMANDE	547.7	572.2	578.4	587.7	587.2	592.4
Nucléaire	418.3	429.8	430.3	436.3	440.2	442.3
Charbon	21.5	18.0	18.6	18.5	14.3	14.3
CCG	5.9	14.2	16.5	20.2	18.9	19.3
Fioul, TAC et effacements	2.5	1.3	1.4	1.4	1.8	2.7
Thermique décentralisé non EnR	22.4	21.1	21.5	18.9	16.2	15.2
Hydraulique*	67.5	70.8	70.8	70.8	70.7	70.6
Éolien	5.5	11.9	14.0	16.2	18.3	20.5
Autres EnR	4.1	5.1	5.2	5.5	6.9	7.4
OFFRE	547.7	572.2	578.4	587.7	587.2	592.4
Ratio EnR	14.0 %	15.7 %	15.9 %	16.1 %	16.9 %	17.1 %
Estimation CO₂ émis par le secteur électrique français (MtCO₂)	33.7	31.8	33.4	33.6	28.3	28.6

* y compris turbinage des STEP

** 2008 en données brutes, non corrigées des aléas climatiques

Ces résultats appellent les observations suivantes :

- Le solde exportateur remonte à 65-70 TWh, porté par le développement de moyens de production de base (énergies renouvelables et EPR) et de semi-base (la production à partir de CCG passe de près de 6 TWh en 2008 à 20 TWh en 2013). Il faut cependant noter que les exportations de l'année 2008 ont été impactées par une disponibilité du parc nucléaire en retrait par rapport à ce qu'elle était en 2005 et 2006, et par un supplément de consommation lié aux conditions climatiques.
- Les émissions de CO₂ du parc de production d'élec-

tricité sont stables en France autour de 33 millions de tonnes par an, puis devraient à nouveau baisser à partir de 2014 avec l'arrêt des centrales charbon en dérogation GIC. En revanche, l'augmentation des exportations représente autant de sollicitation de moyens de production thermiques hors de France évitée. Considérant que l'économie de consommation de combustible concerne essentiellement le charbon et le gaz, on peut estimer que chaque TWh supplémentaire d'exportation minore les émissions de CO₂ en Europe d'environ 500 000 à 600 000 tonnes à court et moyen terme.

- Entre 2008 et 2014, la production d'électricité d'origine renouvelable progresse de 16 TWh dans des conditions climatiques moyennes. Ainsi, le taux de couverture de la demande nationale par les EnR augmente de 3 % pour atteindre 16,8 % en 2014.

Cette part d'origine renouvelable, dynamisée par la filière éolienne, reste toutefois sensiblement en deçà de l'objectif de 21 % de la consommation nationale d'électricité, assigné par la loi POPE du 13 juillet 2005.

6.3 ANALYSE DE VARIANTES SUR L'OFFRE ET SUR LA DEMANDE

6.3.1 Sensibilité à une offre minimale de production

Alors que le scénario d'offre « Projets engagés » suppose la réalisation d'un certain nombre de moyens de production dont la construction n'est pas encore entamée, il convient d'examiner les conséquences

qui résulteraient d'un report des décisions d'investissement. On se base pour cela sur le **scénario de consommation jugé le plus crédible (scénario « Référence »)**, en ne tenant compte que des **moyens d'offre dont la présence est quasiment certaine (offre « Acquisée »)**.

Description de l'offre « Acquisée »

Ce scénario d'offre minimal se distingue du scénario « Projets engagés » sur plusieurs points :

- **Cycles combinés au gaz** : les dix tranches en cours de construction sont prises en compte, mais pas le CCG supplémentaire non engagé mais jugé probable pour 2013.
- **Éolien** : seules les éoliennes en cours de construction et les projets disposant d'un permis de construire au 1^{er} janvier 2009 sont pris en compte. De ce fait, la puissance éolienne acquise s'élève à 7 000 MW à compter de 2012 et ne progresse plus au-delà.
- **Photovoltaïque** : la puissance photovoltaïque acquise reste constante, égale à 150 MW, niveau considéré comme minimal au vu du parc raccordé au 1^{er} janvier 2009 et des projets en attente de raccordement.
- **Biomasse** : la prise en compte des développements de centrales dans le cadre des appels d'offre est limitée aux installations en cours de construction.

L'offre « Acquisée » est récapitulée de manière synthétique dans le tableau ci-dessous :

Puissance du parc de production exploité en France – offre « Acquisée » (GW)

	01/01/2009	01/01/2011	01/01/2012	01/01/2013	01/01/2014	01/01/2015
Nucléaire	63.3	63.2	63.2	64.7	64.7	64.7
Charbon	6.8	6.8	6.8	5.9	4.9	3.9
CCG	1.5	3.8	4.7	5.6	5.9	5.9
Fioul & TAC	7.1	7.0	7.2	7.0	7.0	7.0
Hydraulique	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4
Éolien	3.4	5.5	6.5	7.0	7.0	7.0
Autres moyens de production	8.7	8.6	8.3	7.7	7.3	6.9

Le tableau suivant présente les résultats relatifs à la défaillance issus des simulations de la confrontation de l'offre « Acquisée » et de la demande du scénario « Référence ». Bien que le critère d'adéquation ne concerne que l'espérance de défaillance annuelle, d'autres indicateurs sont également fournis à titre d'information : la probabilité de défaillance (i.e. : la probabilité qu'il y ait au moins un délestage au cours

d'une année) et l'espérance d'énergie non desservie du fait des délestages.

Sur la dernière ligne figure (lorsque cela est nécessaire) la puissance manquante, c'est-à-dire la puissance des groupes fictifs qu'il faut rajouter pour respecter le critère d'une espérance annuelle de défaillance inférieure au seuil admissible de trois heures par an.

Risque de défaillance – offre minimale de production

	2011	2012	2013	2014	2015
Probabilité de défaillance	7.4 %	8.4 %	12.8 %	19.3 %	30.7 %
Énergie de défaillance en espérance (GWh)	4.9	5.6	10.9	19.2	47.3
Espérance de durée de défaillance	2 h 17	2 h 39	4 h 35	7 h 11	14 h 48
Puissance manquante	–	–	1.1 GW	2.6 GW	4.7 GW

L'évolution du parc de production actuel intégrant les moyens en construction à ce jour permet de respecter le critère d'ajustement du parc jusqu'en 2012, dans le scénario de demande « Référence ». Des moyens supplémentaires, à hauteur de 1 100 MW, apparaissent nécessaires à l'automne 2012.

Par rapport à l'actualisation du Bilan Prévisionnel de 2008, le besoin de puissance supplémentaire identifié à l'horizon 2013 s'est accru d'un peu plus de 1 000 MW. Cette évolution s'explique par la révision à la hausse des puissances de pointe de consommation et une érosion plus marquée du parc de cogénérations. L'hypothèse de développement des cycles combinés au gaz est, en revanche, identique.

En fin d'horizon, et tout particulièrement en 2015, le besoin identifié devient très important, proche de 5 000 MW. L'arrêt entre 2013 et 2015 des centrales charbon en dérogation GIC est, y compris dans le scénario le plus probable, la cause principale de cet effet d'accélération du besoin en puissance.

L'arrêt de centrales thermiques autour de 2015 pour obsolescence environnementale touchant l'ensemble de l'Europe, c'est à cette maille et à cette échéance que doit porter toute l'attention des études d'adéquation. Les GRT européens

ont précisément engagé des analyses communes en ce sens. La vigilance sur la sécurité en puissance est d'autant plus importante que les faibles durées de fonctionnement annuel des centrales en fin de vie n'auront peut-être pas un impact énergétique très fort, ce qui risquerait de masquer le problème.

Dans son dernier rapport, l'UCTE qualifie cette période de « zone grise » compte tenu de l'incertitude entourant les plannings d'arrêt et de renouvellement des centrales en dérogation. Dans ce but, RTE s'attachera à promouvoir auprès d'ENTSO-E l'étude de l'année 2016, échéance à laquelle il sera possible d'effectuer un bilan post-GIC.

Il s'avère également important de surveiller les effets de la crise économique et financière sur les développements de production en France, mais aussi ailleurs en Europe. En effet, un gel prolongé des décisions d'engagement, dont la conséquence serait une moindre anticipation du renouvellement des centrales en fin de vie, pourrait renforcer l'accélération des besoins au tournant de 2015.

6.3.2 Sensibilité à une croissance plus forte de la demande

L'objectif poursuivi ici est d'évaluer les risques de défaillance dans l'hypothèse d'une croissance de la

demande plus élevée que celle du scénario « Référence ».

Si le scénario « Haut » de consommation constitue bien le haut de la fourchette des prévisions à long terme, il a été souligné précédemment que les plus récentes informations sur la conjoncture, en particulier l'activité industrielle et la mise en chantier de nou-

veaux logements pour 2009 et 2010, rendent sa réalisation très improbable à court terme. Pour autant, son analyse apporte plusieurs enseignements.

Les résultats présentés proviennent de la simulation du système électrique avec les consommations nationales établies dans le scénario « Haut » de demande et l'offre de production « Projets engagés ».

Risque de défaillance – Scénario « Haut » de consommation

	2011	2012	2013	2014	2015
Probabilité de défaillance	12.0 %	14.7 %	19.5 %	26.1 %	43.3 %
Énergie de défaillance en espérance (GWh)	9.5	13.1	20.2	36.9	83.3
Espérance de durée de défaillance	3h57	5h17	7h15	11h40	22h38
Puissance manquante	0.8 GW	1.6 GW	2.8 GW	4.5 GW	7.4 GW

Dans l'hypothèse où la consommation d'électricité connaîtrait une évolution conforme au scénario « Haut », le seuil de trois heures de défaillance, que l'on doit également interpréter comme le risque de devoir faire appel à des importations pour garantir l'équilibre offre-demande national, se trouverait dépassé dès l'année 2011. Le besoin de puissance supplémentaire augmenterait de 800 MW en 2011 à 4 500 MW en 2014.

À une échéance aussi proche, la panoplie des solutions serait alors réduite, se limitant pour les moyens de production aux turbines à combustion en raison de leur mise en œuvre rapide.

À titre de comparaison, le risque de défaillance serait doublé à l'horizon 2013 par rapport au scénario de consommation « Référence ». En effet, la différence de puissance manquante qui s'élève à 2 400 MW entre les deux scénarios de demande, soit à peine plus d'un degré de baisse de température en hiver, fait passer le risque de 10 % à 20 %.

Le tableau page suivante expose le bilan énergétique consécutif à la prise en compte du scénario « Haut » de consommation. Le supplément de consommation intérieure (par rapport au scénario « Référence ») est satisfait en partie par une réduction des exportations,

et en partie par un accroissement de production des groupes installés en France (faiblement pour le nucléaire, déjà très sollicité – proportionnellement un peu plus pour les groupes charbon ou CCG). En corollaire de ce dernier point, les émissions de CO₂ augmentent légèrement.

Ainsi, en 2014, l'écart de 12 TWh sur la consommation se traduirait par une réduction du solde exportateur d'environ 5 TWh et par une sollicitation des centrales charbon et gaz accrue de 400 à 500 heures sur l'année⁴⁷.

L'écart sur la demande par rapport au scénario « Référence » a des conséquences qui peuvent sembler minimales sur le bilan énergétique alors que le risque de défaillance serait fortement impacté, en fait doublé à horizon de cinq ans.

Il apparaît donc plus que jamais essentiel de rester attentif au développement des usages de pointe (chauffage et usages spécifiques essentiellement) et de leur comportement lors des vagues de froid.

Mais cette vigilance doit tout autant porter sur les conditions du développement de l'offre de pointe que sur l'évolution du potentiel d'effacement, débats auxquels RTE souhaite participer de manière active.

L'écart de 12 TWh de consommation supplémentaire en France entre le scénario « Référence » et le scénario « Haut » en 2014 conduit à un supplément d'émissions directes de CO₂ de la production d'électricité en Europe évalué à environ 6 millions de tonnes. Cet écart suppose un déploiement plus rapide des véhicules électriques qui équivaut à 5,8 milliards de km additionnels transférés de carburants fossiles vers l'électricité.

Bilan énergétique – Scénario « Haut » de consommation (TWh)

	2008**	2011	2012	2013	2014	2015
Consommation nationale	492.5	506.1	515.0	523.9	520.9	529.7
Pompage	6.6	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4
Solde exportateur	48.6	63.4	61.8	63.2	66.6	63.9
DEMANDE	547.7	576.8	584.1	594.4	594.9	601.0
Nucléaire	418.3	431.2	431.8	438.1	442.7	444.9
Charbon	21.5	19.7	20.6	20.5	16.0	15.9
CCG	5.9	15.2	18.0	22.2	21.4	22.1
Fioul, TAC et effacements	2.5	1.9	2.2	2.2	2.8	4.4
Thermique décentralisé non EnR	22.4	21.1	21.5	18.9	16.2	15.2
Hydraulique*	67.5	70.8	70.8	70.8	70.6	70.5
Éolien	5.5	11.9	14.0	16.2	18.3	20.5
Autres EnR	4.1	5.1	5.2	5.5	6.9	7.4
OFFRE	547.7	576.8	584.0	594.3	594.9	601.0
Ratio EnR	14.0 %	15.5 %	15.6 %	15.8 %	16.5 %	16.7 %
Estimation CO₂ émis par le secteur électrique français (MtCO₂)	33.7	34.1	36.3	36.7	31.4	32.1

* y compris turbinage des STEP

** 2008 en données brutes, non corrigées des aléas climatiques

L'imbrication des systèmes électriques et des marchés européens implique que toute évolution du *market design* n'aurait de sens qu'en s'assurant de sa cohérence à l'échelle européenne, tant du côté du diagnostic que des solutions adéquates⁴⁸.

S'agissant des effacements de consommation, l'ensemble des acteurs doit œuvrer à mettre en place des volumes significativement plus élevés qu'aujourd'hui, effacements dont on attend qu'ils soient efficaces en cas de vague de froid.

Cependant, le principal risque concernant l'adéquation du parc de production ne réside finalement pas tant dans son volume global à l'échelle du pays que dans sa répartition géographique sur le territoire. Les incitations à la localisation de production sont insuffisantes, et la situation de l'alimentation électrique de certaines régions (cf. chapitre 8) est, de ce fait, aujourd'hui extrêmement critique.

6.3.3 Sensibilité à une politique de MDE renforcée

L'objectif poursuivi ici est d'observer les conséquences pour le système électrique d'une hypothèse de croissance de la demande plus faible que dans le scénario « Référence », résultant d'une plus grande intensité de l'effort de maîtrise de la demande d'énergie. Le scénario « MDE renforcée » consiste essentiellement à accélérer l'adoption des technologies les plus performantes énergétiquement et à intensifier l'isolation des bâtiments, sans agir sur les paramètres de confort ou d'activité industrielle.

Les résultats présentés proviennent de la simulation du système électrique avec le scénario « MDE renforcée » et l'offre de production « Projets engagés ».

Voir le rapport public du CURTE consacré à l'adéquation de capacité, disponible sur le site de RTE à l'adresse suivante : www.rte-france.com/html/fr/offre/telecharge/CFMA_adequation_de_capacite_synthese_des_travaux.pdf

48

Risque de défaillance – Scénario « MDE renforcée »

	2011	2012	2013	2014	2015
Probabilité de défaillance	2.1 %	2.3 %	2.7 %	4.8 %	9.0 %
Énergie de défaillance en espérance (GWh)	1.4	1.3	1.8	2.8	7.3
Espérance de durée de défaillance	0h43	0h40	0h54	1h21	3h10
Puissance manquante	–	–	–	–	0.1 GW

L'espérance de durée de défaillance reste très en deçà du critère requis jusqu'en 2014. Le critère de défaillance n'est plus tout à fait satisfait en 2015, mais la puissance manquante demeure marginale. Dans l'hypothèse où la consommation d'électricité

connaîtrait une évolution conforme au scénario « MDE renforcée », les projets engagés de nouveaux moyens de production suffiraient durablement à couvrir l'augmentation de la pointe de consommation.

Bilan énergétique – Scénario « MDE renforcée » (TWh)

	2008**	2011	2012	2013	2014	2015
Consommation nationale	492.5	489.8	495.0	500.3	493.4	498.4
Pompage	6.6	7.3	7.3	7.3	7.4	7.4
Solde exportateur	48.6	69.6	69.0	71.7	76.8	75.6
DEMANDE	547.7	566.7	571.3	579.3	577.6	581.4
Nucléaire	418.3	428.3	428.5	434.1	437.2	438.7
Charbon	21.5	15.9	16.1	15.8	12.1	12.0
CCG	5.9	12.9	14.5	17.3	15.5	15.6
Fioul, TAC et effacements	2.5	0.9	0.9	0.8	0.9	1.3
Thermique décentralisé non EnR	22.4	21.1	21.5	18.9	16.2	15.2
Hydraulique*	67.5	70.8	70.8	70.7	70.7	70.6
Éolien	5.5	11.9	14.0	16.2	18.3	20.5
Autres EnR	4.1	5.1	5.2	5.5	6.9	7.4
OFFRE	547.7	566.7	571.3	579.3	577.6	581.4
Ratio EnR	14.0 %	15.9 %	16.2 %	16.5 %	17.4 %	17.7 %
Estimation CO₂ émis par le secteur électrique français (MtCO₂)	33.7	29.0	29.9	29.5	24.2	24.2

* y compris turbinage des STEP

** 2008 en données brutes, non corrigées des aléas climatiques

De manière symétrique à la variante haute, une baisse de consommation d'environ 17 TWh par rapport à l'hypothèse de référence entraîne un solde d'exportations plus élevé, et réduit la sollicitation des groupes de production installés en France.

Ce bilan énergétique se traduit également par des émissions de CO₂ du secteur électrique français en recul de 4,5 millions de tonnes en 2015 par rapport au scénario « Référence ». Une réduction d'au moins 3 millions de tonnes devrait aussi être enregistrée

hors de France, sous l'effet d'un solde exportateur en augmentation de 6 TWh, diminuant la sollicitation de centrales thermiques situées ailleurs en Europe. Ce niveau d'exportation en nette hausse (atteignant 75,6 TWh par an en fin de période) reste largement accessible avec les capacités d'interconnexion globales actuelles. Enfin, d'autres réductions d'émissions n'apparaissent pas dans le bilan électrique, car résultant d'hypothèses plus fortes de développement de pompes à chaleur en remplacement de chaudières au fioul et davantage de véhicules électriques au détriment des carburants fossiles.

Ainsi, la maîtrise de la demande d'électricité peut être vue sous l'angle énergétique, avec un bénéfice immédiat sur les émissions de CO₂, mais aussi sous l'angle de la puissance pour lequel l'intérêt est essentiellement économique et environnemental (en repoussant

les besoins de renforcement des réseaux et de construction de nouveaux moyens de production).

Dès lors que l'effort de MDE est, au moins partiellement, motivé par les préoccupations de dérèglement climatique, son intérêt environnemental doit se mesurer de manière cumulée sur une longue période. Sur ce plan, l'écart de consommation cumulé entre le scénario « Référence » et le scénario « MDE renforcée » sur la période 2010-2015 s'élève à plus de 65 TWh, entraînant une moindre émission de CO₂ en Europe évaluée à environ 30 millions de tonnes⁴⁹. Ce résultat, qui peut sembler ambitieux, exige que le supplément d'effort de MDE par rapport au scénario « Référence » commence dès 2009, tout particulièrement pour les équipements à durée de vie longue et l'isolation des bâtiments a fortiori. En l'espèce, tout retard ne peut être rattrapé.

163 TWh et environ 70 à 80 MtCO₂ en Europe sur la période 2010-2020.

49

L'essentiel

L'enjeu principal du Bilan Prévisionnel, à un horizon de cinq ans, est d'évaluer les risques de défaillance de l'équilibre offre-demande en France, risque que l'on doit également interpréter comme le besoin de recourir à des importations pour garantir l'équilibre offre-demande national. Cette analyse est fondée sur une trajectoire d'évolution de l'offre qui intègre, par anticipation, l'effet de certaines décisions non encore irrévocables mais qui apparaissent très probables. L'évolution de la demande retenue comme hypothèse centrale est celle du scénario « Référence » de consommation.

Le critère d'adéquation, moins de trois heures de défaillance par an en espérance, est respecté jusqu'en 2012. Il est ensuite légèrement dépassé en 2013 et plus nettement en 2014. À l'horizon de cinq ans, la puissance nécessaire pour maintenir le risque de défaillance à un niveau accepté se chiffre à 1 800 MW.

Un tel résultat pourrait conduire à émettre un message d'alerte, comme cela a été le cas dans le Bilan Prévisionnel de 2005. Cependant, le contexte apparaît, par de nombreux aspects, aujourd'hui très différent. En premier lieu, il existe aujourd'hui une dynamique d'investissement de

production qui s'est traduite dès 2006 par la construction et la remise en service de moyens de pointe, le développement de l'éolien et par le lancement de l'EPR de Flamanville et de nombreux projets de CCG. Si les décisions d'engagement ont marqué une pause en 2008, plusieurs projets de CCG sont suffisamment avancés sur les plans administratif et industriel pour une mise en service d'ici 2014. La construction de turbines à combustion, moyens dont la mise en œuvre est typiquement d'un ou deux ans, pourrait également être engagée, le cas échéant.

De plus, le calcul du risque de défaillance suppose que l'annulation du solde des échanges soit ponctuellement possible, en espérance, pour passer des situations tendues. Or plusieurs études menées par les GRT européens montrent que les marges de production en hiver dans les pays voisins de la France vont s'accroître globalement d'environ 10 GW d'ici 2015. Ainsi, l'hypothèse d'annulation du solde des échanges peut sembler trop conservatrice dès lors qu'on la confronte à l'analyse de l'équilibre offre-demande étendue à un ensemble de pays fortement interconnectés.

La vigilance s'impose cependant.

.../...



L'essentiel (suite)

En fin d'horizon, et tout particulièrement en 2015, le besoin identifié devient très important, proche de 5 000 MW. L'arrêt des centrales charbon en dérogation GIC entre 2013 et 2015 est la cause principale de cet effet d'accélération du besoin en puissance. L'arrêt de centrales thermiques autour de 2015 pour obsolescence environnementale étant global à l'échelle de l'Europe, c'est à cette maille et cette échéance que doit porter toute l'attention des études d'adéquation menées par les GRT européens.

Il s'avère également important de surveiller les effets de la crise économique et financière sur les

développements de production en France, mais aussi ailleurs en Europe.

Enfin, il apparaît plus que jamais essentiel de rester attentif au développement des usages de pointe (chauffage et usages spécifiques essentiellement) et de leur comportement lors des vagues de froid.

En corollaire du côté de l'offre, les conditions du développement de moyens de pointe et d'accroissement du potentiel d'effacement sont à examiner.



- 7.1 Objet et modalités d'exploration de l'horizon long terme
- 7.2 Vision « Centrale » - horizons long terme
- 7.3 Sensibilités à l'offre et à la demande



7 ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À LONG TERME

L'objectif premier de l'étude de l'évolution de l'équilibre offre-demande à moyen terme présentée dans le chapitre précédent est d'identifier les besoins en puissance en sus de l'offre « Projets engagés » pour délivrer, le cas échéant, les messages d'alertes appropriés. À long terme au contraire, même si ces besoins en puissance peuvent être importants, il est encore largement temps de décider de nouveaux moyens de production de tous types. Ainsi, la présence d'un groupe de production à l'automne 2019 est compatible avec une prise de décision en 2018 pour des éoliennes, en 2017 pour des TAC, jusqu'en 2015 ou 2016 pour des CCG, et même jusqu'en 2012 ou 2013 pour des groupes charbon ou des installations nucléaires. L'exploration des horizons 2020 et 2025 n'a donc pas pour objet d'attirer l'attention sur les risques de défaillance, mais d'estimer les besoins

en puissance et d'évaluer les conséquences sur l'exploitation future du système (au travers des bilans énergétiques) des choix qui pourront être faits dans les prochaines années en matière de politique énergétique.

Ce chapitre présente les différentes variantes sur l'offre de production et la demande, et les résultats du croisement de ces situations. La vision « Centrale » de l'évolution de l'équilibre offre-demande d'électricité est présentée préalablement, non pas du fait d'une plus grande probabilité d'occurrence (ce scénario n'ayant pas a priori plus de chance de se réaliser qu'un autre), mais plutôt par commodité d'organisation, la vision « Centrale » constituant un scénario pivot autour duquel s'articulent les variantes sur l'offre de production et la demande.

7.1 OBJET ET MODALITÉS D'EXPLORATION DE L'HORIZON LONG TERME

Aux échéances lointaines, les études d'équilibre offre-demande doivent prendre en compte des incertitudes et des marges de décision beaucoup plus grandes qu'à moyen terme. Celles sur la demande sont déjà intégrées dans les prévisions établies au chapitre 3, qui font apparaître, en 2020, des écarts de 44 TWh sur l'énergie annuelle, et de plus de 11 GW sur la demande de pointe (atteinte à une chance sur dix), entre les scénarios « Haut » et « MDE renforcée ». Des évolutions tout aussi contrastées peuvent également être envisagées pour la constitution du parc de production installé en France.

Pour explorer un large éventail de situations, plusieurs configurations d'offre et de demande sont envisagées. Chacune donne lieu à des simulations du système électrique français, qui permettent d'illustrer, au travers des bilans énergétiques résultants, les conséquences des choix qui seront faits au cours des prochaines années, tant sur la nature des moyens de production qu'en matière de consommation. Dans

toutes ces configurations, les parcs de production ont en commun :

- de se situer dans le prolongement de la trajectoire probable jusqu'en 2015 définie au chapitre précédent : les parcs de production en 2020 et 2025 comprennent tous l'offre « Projets engagés » (tableaux du chapitre 6.2), de laquelle sont sous-traités les moyens de production dont la pérennité n'est pas assurée après 2015 ;
- de respecter le critère d'adéquation : des moyens additionnels sont supposés être mis en service avant 2020 et entre 2020 et 2025, en quantité suffisante à cette fin.

Pour évaluer la puissance nécessaire au respect du critère d'adéquation, la durée de défaillance moyenne annuelle est évaluée à l'issue des simulations de fonctionnement du système électrique. Si elle est inférieure à trois heures par an, l'offre est suffisante. Dans le cas contraire, les simulations sont reprises, en ajoutant de nouveaux moyens

d'offre, jusqu'à ce que la moyenne des durées de défaillance soit ramenée à trois heures par an. Cette offre fictive est modélisée, par convention, avec les caractéristiques de groupes de production thermiques (CCG et TAC) ; cette convention ne préjuge en rien de la nature des moyens d'offre qui devront être mis en service.

Aux horizons 2020 et 2025, l'état de l'équilibre offre-demande dans les systèmes voisins est également largement inconnu. Pour les besoins des simulations du système français, les modélisations retenues pour le moyen terme (possibilités d'importation nulles dans les situations de tension en France, interclassement des groupes français et étrangers) ont été reconduites à l'identique. Cette hypothèse relève davantage du domaine de la convention que d'une approche économique. La modification de cette hypothèse conduirait à une modification du volume de moyens additionnels nécessaires.

Les incertitudes sur les prix des combustibles ou des permis d'émission de CO₂, qui peuvent modifier l'ordre de préséance économique des différents groupes, ne sont pas davantage traitées dans cet exercice. Il s'ensuit que les valeurs estimées de chaque terme du bilan énergétique n'ont qu'une valeur indicative ; leurs variations en fonction des différentes configurations examinées (calculées « toutes autres choses égales par ailleurs ») sont bien plus significatives.

Pour faciliter l'interprétation des résultats en énergie, le parti a été pris de construire les diverses configurations de telle sorte que toutes ne diffèrent de l'une d'elles que par un couple de paramètres (demande / puissance installée en CCG et TAC pour les variantes sur la demande ; puissance installée en CCG et TAC / puissance installée d'une autre filière de production pour les variantes sur l'offre). Une configuration, la vision « Centrale », se voit ainsi attribuer un rôle particulier de pivot, sans qu'elle n'en soit pour autant plus probable. Elle est présentée au préalable, dans le chapitre qui suit.

7.2 VISION « CENTRALE » - HORIZONS LONG TERME

La vision « Centrale » reprend la demande prévue en 2020 et en 2025 dans le scénario « Référence ».

L'offre de production correspondante est décrite dans l'encadré ci-dessous.

Description de l'offre « Centrale »

Seules les filières présentant un écart avec l'offre « Projets engagés » de 2015 sont mentionnées.

• Le parc nucléaire :

L'opinion la plus communément admise est que les groupes REP actuels sont aptes à fonctionner à *minima* pendant quarante ans. Les premiers déclassements ne devraient donc pas intervenir avant le tournant des années 2020, au moment de la quatrième visite décennale des groupes de 900 MW, laquelle concerne 24 tranches d'ici 2025.

L'accroissement de puissance de 14 tranches nucléaires du palier CP1, suite au remplacement des rotors, est pris en compte à cet horizon (30 MW supplémentaires par tranche concernée). Ne connaissant pas aujourd'hui le rythme et l'ampleur du déclassement des tranches REP,

il est supposé, ce de manière tout à fait conventionnelle, que de nouveaux EPR seront construits pour compenser la puissance des tranches déclassées, le cas échéant.

La puissance du parc de production nucléaire qui résulte de ces retraits et ajouts est de 65 GW en 2020 et 2025.

• Le parc thermique classique centralisé :

Concernant la filière charbon, seuls les groupes de 600 MW sont maintenus en service, ce jusqu'en 2025.

Concernant la filière fioul, l'hypothèse prise ici est celle d'un arrêt de l'ensemble des tranches fioul (5 080 MW) entre 2015 et 2020, compte tenu de l'incertitude réglementaire qui pèse sur leur pérennité. .../...

Description de l'offre « Centrale » (suite)

• **Le parc thermique décentralisé :**

Le parc de cogénération est maintenu constant à partir de 2016 à un niveau résultant d'une érosion du parc actuel de l'ordre de 40 %.

• **Le parc éolien :**

Le développement du parc se poursuit au rythme d'environ 1 GW par an, soit une puissance

cumulée atteignant 17 GW en 2020 puis 22 GW en 2025.

• **Le parc photovoltaïque :**

L'objectif du Grenelle de l'environnement de 5,4 GW est retenu pour 2020, puis prolongé à 10 GW en 2025.

Le résultat des simulations de l'équilibre offre-demande montre, naturellement, des besoins en puissance importants pour maintenir le risque de défaillance à un niveau accepté. **Ils s'élèvent pour 2020 à 12,6 GW**, ce volume incluant le remplacement de 5,1 GW de centrales au fioul déclassées entre 2015 et 2020.

Sachant que le respect du critère d'ajustement réclame 4 GW supplémentaires dès 2015 par rapport au scénario « Projets engagés », et en supposant que les centrales au fioul ne soient pas déclassées, le volume de moyens requis entre 2015 et 2020 serait encore de 3,5 GW, en plus de l'évolution supposée du parc nucléaire et des énergies renouvelables.

Le respect du critère d'ajustement **en 2025 réclame 3,7 GW de moyens supplémentaires** par rapport à 2020.

La vision « Centrale » est récapitulée de manière synthétique dans les tableaux ci-dessous :

- avec en rappel la situation 2015 « Projets engagés », dans laquelle il manque 4 GW pour respecter le critère de défaillance ;
- en supposant que les parcs de production en 2020 et 2025 ont été complétés de moyens additionnels permettant de satisfaire le critère de défaillance, ces compléments étant couverts pour les deux tiers par des moyens de pointe de type TAC et des CCG pour le solde.

Puissances installées en France – Vision « Centrale » (GW)

	Offre « Projets engagés » 2015*	Vision « Centrale » 2020	Vision « Centrale » 2025
Nucléaire	65	65	65
Charbon	3.9	2.9	2.9
CCG	5.9	9.9	11.4
Fioul et TAC	7.0	10.5	12.7
Thermique décentralisé	7.1	7.0	7.0
Hydraulique	25.4	25.4	25.4
Éolien	9.5	17.0	22.0
Photovoltaïque	1.4	5.4	10.0

* il manque 4 GW en 2015 pour respecter le critère d'ajustement

Bilans énergétiques – Vision « Centrale » (TWh)

	2015	2020	2025
Consommation nationale	515.9	535.4	559.1
Pompage	7.4	7.4	7.4
Solde exportateur	69.2	76.0	74.3
DEMANDE	592.4	618.9	640.8
Nucléaire	442.3	446.4	447.5
Charbon	14.3	6.4	6.9
CCG	19.3	30.3	34.3
Fioul, TAC et effacements	2.7	1.9	2.3
Thermique décentralisé non EnR	15.2	14.9	14.9
Thermique décentralisé EnR	5.9	5.9	5.9
Hydraulique*	70.6	70.6	70.6
Éolien	20.5	36.6	47.4
Photovoltaïque	1.6	6.0	11.1
OFFRE	592.4	618.9	640.8
Ratio EnR	17.1 %	20.2 %	22.1 %
Estimation CO ₂ émis par le secteur électrique français (MtCO ₂)**	28.4	23.3	25.5

* y compris turbinage des STEP

** sans captage ni stockage du CO₂ sur les équipements charbon

Dans la vision « Centrale », la consommation nationale croît de 43 TWh entre 2015 et 2025. Cette croissance est principalement couverte par les énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque), qui voient leur contribution augmenter de 36 TWh par rapport à 2015.

Dans le même temps, l'augmentation en puissance de la pointe de consommation associée à la fermeture supposée du parc de centrales fioul entraîne de forts besoins de développement et de renouvellement des moyens de pointe. Pour rappel, la pointe de consommation croît de 8 GW entre 2015 et 2025, alors que le déclassement des centrales fioul représente 5 GW.

Plusieurs alternatives sont possibles pour satisfaire le critère de défaillance à ces horizons, un développement important du parc de production de pointe (centrales de type TAC par exemple, choix retenu par convention pour les simulations présentées, en complément de

CCG supplémentaires), mais aussi l'augmentation des capacités d'effacement à la pointe de consommation ou encore le recours à des importations, ces différentes alternatives pouvant être couplées.

Résultant du choix de couvrir une partie des besoins de puissance avec des CCG et alors que la croissance des énergies renouvelables concourt à l'essentiel de la croissance de la demande, le solde des échanges est orienté à la hausse pour atteindre 76 TWh en 2020, puis se stabilise. Pour les mêmes raisons, le taux de couverture de la demande nationale par des EnR augmente pour atteindre 20,2 % en 2020 puis 22,1 % en 2025. Enfin, les émissions de CO₂ du parc de production d'électricité en France diminuent après 2015 pour atteindre environ 24 millions de tonnes par an.

Au-delà des bilans annuels moyens, l'augmentation des sensibilités climatiques est un fait significatif. Elle est reflétée par la croissance importante des pointes de consommation et du gradient de température



qu'on estime atteindre 2 500 MW par degré avant 2025. Le second constat majeur porte sur le très fort accroissement des productions fatales et intermittentes, en France mais aussi généralement en Europe.

Ces évolutions réclameront à terme une mutualisation des capacités de production européennes plus

importante qu'aujourd'hui, ce qui signifie une très forte intégration des réseaux européens, tant en terme de capacités physiques que d'aptitude à en optimiser l'utilisation avec une grande réactivité. Sans prétendre ici le quantifier, il apparaît qu'un renforcement des interconnexions sera nécessaire, *a minima* pour maintenir le système électrique au même niveau de robustesse et de sécurité qu'aujourd'hui.

7.3 SENSIBILITÉS À L'OFFRE ET À LA DEMANDE

7.3.1 Présentation des variantes étudiées

Afin d'élargir l'horizon des possibles et de prendre en compte les incertitudes importantes tant sur l'offre que sur la demande d'électricité à long terme, des variantes volontairement contrastées sont étudiées. Les résultats détaillés de l'ensemble des simulations sont présentés en annexe 5. Ce premier paragraphe présente les hypothèses retenues.

• Variantes sur la demande

La première variante sur la demande, dénommée variante « Consommation haute », est construite en reprenant les prévisions de consommation du scénario « Haut » décrit dans le chapitre 2, supérieures de 21 TWh au scénario « Référence » en 2020.

Le supplément de consommation réclame, pour satisfaire le critère d'adéquation, de développer davantage de moyens thermiques ou leur équivalent que dans la vision « Centrale ». Ce complément est évalué à 5,8 GW en 2020 et 7,9 GW en 2025.

La seconde variante dénommée « MDE renforcée » consiste à envisager une croissance de la demande plus faible que le scénario « Référence » du fait d'un renforcement de l'efficacité des actions de MDE tel que décrit dans le chapitre 2. L'écart avec le scénario « Référence » est de 21 TWh à l'horizon 2020.

Sur la base d'un développement des énergies renouvelables identique à celui de la vision « Centrale » et des moyens thermiques retenus dans le scénario « Projets engagés » à l'horizon 2015, les besoins de nouveaux moyens pour 2020 sont inférieurs de 5,1 GW à la vision « Centrale ».

Dans un cas comme dans l'autre, l'ajustement modélisé porte exclusivement sur des CCG et des TAC, le développement des énergies renouvelables et des autres moyens de production thermique étant supposé rigoureusement identique à celui de la vision « Centrale ». Il faut cependant assimiler les TAC à des moyens génériques de pointe, ceux-ci pouvant tout aussi bien être des centrales au fioul que des effacements de consommation.

Le tableau suivant récapitule pour l'année 2020 les puissances installées par filière pour les différentes variantes de consommation :

- avec en rappel la situation 2015 « Projets engagés » dans laquelle il manque 4 GW pour respecter le critère de défaillance dans l'hypothèse d'une croissance de la consommation conforme au scénario « Référence » ;
- en supposant que les besoins identifiés en 2020 sont couverts pour les deux tiers par des moyens de pointe de type TAC, et des CCG pour le solde.

Puissances installées en France – Variantes sur la demande (GW)

	Offre « Projets engagés » 2015*	Variante « MDE renforcée » 2020	Vision « Centrale » 2020	Variante « Consommation Haute » 2020
Nucléaire	64.7	65	65	65
Charbon	3.9	2.9	2.9	2.9
CCG	5.9	8.4	9.9	11.9
Fioul et TAC	7.0	6.9	10.5	14.3
Thermique décentralisé	7.1	7.0	7.0	7.0
Hydraulique	25.4	25.4	25.4	25.4
Éolien	9.5	17.0	17.0	17.0
Photovoltaïque	1.4	5.4	5.4	5.4

* il manque 4 GW en 2015 pour respecter le critère d'ajustement

• Variantes sur l'offre

Les variantes sur l'offre de production sont confrontées au scénario de consommation « Référence » en 2020 et 2025. Ces variantes portent sur l'évolution des parcs de production nucléaire et renouvelable. Le parc thermique (CCG et TAC) est quant à lui utilisé en variable d'ajustement pour satisfaire le critère de défaillance. On présente ci-dessous les caractéristiques propres à chacune de ces variantes, en différentiel par rapport à la vision « Centrale » présentée préalablement :

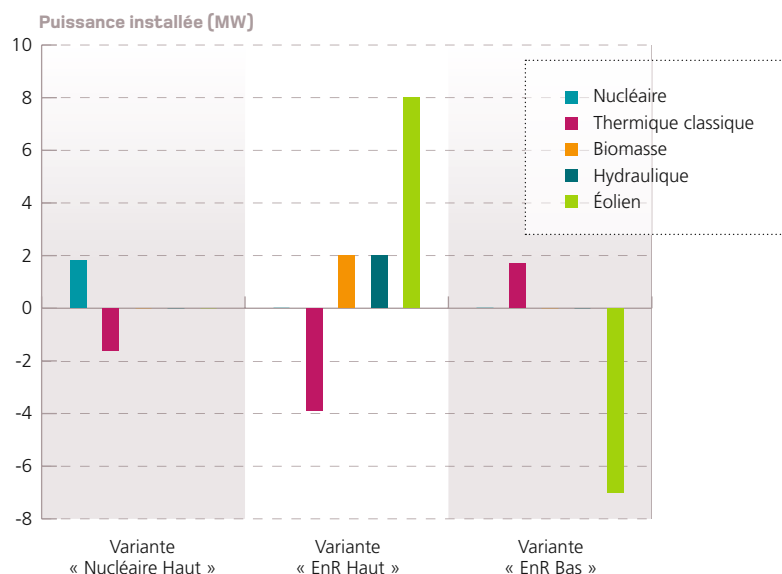
Variantes sur le parc nucléaire pour 2020 et 2025 :

- La variante « Nucléaire Haut » consiste à prolonger la durée d'exploitation des centrales d'au moins dix ans, donc de ne retenir aucun déclassement sur la période d'étude, et à prendre en compte la mise en service d'un EPR par an dès 2020. Elle conduit à une puissance totale du parc nucléaire de 74,8 GW en 2025.
- La variante « Nucléaire Bas » consiste à prendre en compte la mise en service d'un EPR par an ainsi que le déclassement des 24 tranches REP qui atteignent leur quatrième visite décennale d'ici 2025. Les nouvelles tranches ne compenseraient alors que partiellement le déclassement des REP. La puissance totale du parc nucléaire s'élèverait alors à 53,7 GW en 2025.

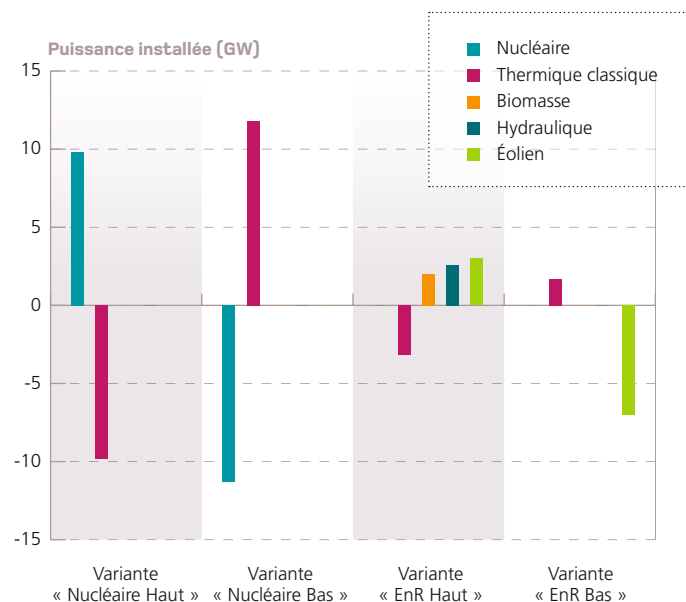
Variantes sur la production d'origine renouvelable pour 2020 et 2025 :

- La variante « EnR Haut » reprend l'intégralité des objectifs de développement des énergies renouvelables du Grenelle de l'environnement pour 2020. Ce scénario est prolongé à 2025 pour atteindre au total 10 GW de photovoltaïque.
- La variante « EnR Bas » explore les conséquences d'un moindre développement de l'éolien, soit 10 GW en 2020 et 15 GW en 2025.

Variantes de production par comparaison à la vision « Centrale », en 2020



Variantes de production par comparaison à la vision « Centrale », en 2025



Ici encore, l'ajustement du parc nécessaire pour le respect du critère d'adéquation porte par convention sur des CCG et des TAC et est exprimé par différence avec la vision « Centrale ».

En 2020, les besoins de développement du parc thermique (ou leur équivalent en effacement ou dans d'autres filières) sont réduits de 1,6 GW pour la variante

« Nucléaire Haut » et de 3,9 GW pour la variante « EnR Haut ». La variante « EnR Bas » nécessite quant à elle un complément de production, à hauteur de 1,7 GW.

En 2025, les besoins de développement du parc thermique (ou leur équivalent) sont réduits de 9,8 GW pour la variante « Nucléaire Haut » et de 3,2 GW pour la variante « EnR Haut ». La variante « Nucléaire Bas » nécessite quant à elle un complément de moyens à hauteur de 11,8 GW, alors que la variante « EnR Bas » engendre un besoin de développement de 1,7 GW de moyens thermiques supplémentaires.

7.3.2 Analyse des résultats

Le nombre de variantes traitées étant important, les résultats ne sont pas tous explicitement commentés dans ce paragraphe. Ils sont en revanche présentés de façon exhaustive en annexe 5, laissant la possibilité au lecteur d'en faire l'analyse.

Le choix est fait ici de présenter l'impact de variantes contrastées sur le parc de production, à l'horizon 2025. Pour faciliter l'inter-comparaison des variantes, la vision « Centrale » est rappelée dans la dernière colonne.

Les parcs de production installés dans chacune de ces variantes sont constitués comme suit :

Puissances installées en 2025 – Sensibilités à l'offre (GW)

	Variante « Nucléaire Haut »	Variante « Nucléaire Bas »	Variante « EnR Haut »	Variante « EnR Bas »	Vision « Centrale »
Nucléaire	74.8	53.7	65	65	65
Charbon	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
CCG	8.4	15.4	10.4	11.9	11.4
Fioul et TAC	5.9	20.5	10.5	13.9	12.7
Thermique décentralisé	7.0	7.0	9.0	7.0	7.0
Hydraulique	25.4	25.4	27.4	25.4	25.4
Éolien	22.0	22.0	25.0	15.0	22.0
Photovoltaïque	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0

Les bilans énergétiques issus des simulations de fonctionnement du système électrique français sont présentés ci-après :

Bilans énergétiques 2025 – Sensibilités à l'offre (TWh)

	Variante « Nucléaire Haut »	Variante « Nucléaire Bas »	Variante « EnR Haut »	Variante « EnR Bas »	Vision « Centrale »
Consommation nationale	559.1	559.1	559.1	559.1	559.1
Pompage	7.4	7.2	7.5	7.4	7.4
Solde exportateur	94.6	56.5	82.1	70.3	74.3
DEMANDE	661.0	622.8	648.7	636.8	640.8
Nucléaire	495.6	378.9	438.8	450.9	447.5
Charbon	2.6	12.1	4.9	7.9	6.9
CCG	12.4	74.5	24.6	40.2	34.3
Fioul, TAC et effacements	0.6	7.6	1.5	3.0	2.3
Thermique décentralisé non EnR	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9
Thermique décentralisé EnR	5.9	5.9	16.7	5.9	5.9
Hydraulique*	70.5	70.4	77.4	70.6	70.6
Éolien	47.4	47.4	58.8	32.3	47.4
Photovoltaïque	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
OFFRE	661.0	622.8	648.7	636.8	640.8
Ratio EnR	22.1 %	22.0 %	27.0 %	19.4 %	22.1 %
Estimation CO₂ émis par le secteur électrique français (MtCO₂)**	12.9	47.6	19.9	29.1	25.5

* y compris turbinage des STEP

** sans captage ni stockage du CO₂ sur les équipements charbon

La comparaison des bilans énergétiques des variantes « Nucléaire Haut » (75 GW) et « Nucléaire Bas » (54 GW) fait apparaître des résultats très contrastés résultants de la prolongation ou non de la durée d'exploitation des REP de 10 ans après leur quatrième visite décennale.

La compensation de l'écart de puissance nucléaire par des moyens thermiques de semi-base et de pointe se traduit par des émissions de CO₂ qui diffèrent de 35 millions de tonnes pour le parc de production français. On constate également une forte amplitude sur le solde des échanges (56 TWh

et 95 TWh), ce qui implique un fort impact sur les émissions de CO₂ dans le reste de l'Europe.

Le constat est similaire lorsque l'on compare les variantes « EnR Haut » et « EnR Bas », ceci découlant de la proximité entre les productions fatales et la production nucléaire au sein du *merit order* européen.

Il apparaît également intéressant de se pencher sur deux variantes qui conduisent à des soldes exportateurs en hausse très sensible, le scénario « Nucléaire Haut » en 2025 avec près de 95 TWh, et le scénario « EnR Haut » en 2020 avec 88 TWh (cf. annexe 5).



Le problème est dès à présent constaté en Espagne où la production éolienne est parfois limitée, faute de pouvoir être évacuée dans le reste de l'Europe (cf. chapitre 5).

50

Ces résultats sont obtenus en tenant compte dans les simulations des projets de renforcement des interconnexions portés par RTE et qui apportent un gain global de 3 à 4 GW de capacité d'exportation à l'horizon 2020.

Si l'on n'intègre pas ces évolutions de réseau, la fréquence des situations de saturation des interconnexions augmente significativement. Les plus fortes contraintes sont observées de mai à septembre, période de l'année où la consommation française est plus faible, mais aussi les week-ends ou lorsque le vent est fort sur le territoire. L'accroissement des capacités d'interconnexions permet, entre autres, une augmentation de la durée de fonctionnement du nucléaire, et donc indirecte-

ment une diminution des émissions de CO₂. Cette dés-optimisation est estimée ici à plusieurs TWh par an et montre que le développement des capacités d'échange est nécessaire, *a minima* pour maintenir la robustesse du système ouest-européen à son niveau actuel⁵⁰.

Remarquons par ailleurs que même dans ces variantes de solde annuel des échanges très élevé, des situations d'importation massive peuvent avoir lieu, en particulier lors de vagues de froid accompagnées d'absence de vent. Même à ces niveaux d'exportation, les interconnexions conservent leur rôle fondamental pour la sécurité d'approvisionnement, en permettant le recours à des importations en période de forte tension sur l'équilibre offre-demande français.



PARTIE 8

VOLETS RÉGIONAUX

- 8.1 Région Provence-Alpes-Côte d'Azur
- 8.2 Région Ouest



8

ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À MOYEN TERME

L'étude développée dans les premiers chapitres de ce Bilan Prévisionnel s'est intéressée à la réalisation de l'équilibre entre la demande d'électricité et l'offre de production, au niveau national et de façon globale, en s'affranchissant des répartitions géographiques entre zones de production et zones de consommation, donc des éventuelles contraintes de réseau. Or la sécurité d'approvisionnement de chaque consommateur dépend aussi de la consistance du réseau, c'est-à-dire de sa capacité à faire transiter l'énergie entre centrales de production et zones de consommation. Sur l'ensemble du territoire français, la répartition respective des consommateurs (densité de populations, entreprises) et des sites de production peut : tantôt ne pas poser problème, grâce à une répartition équilibrée des uns et des autres et à un maillage satisfaisant du réseau ; tantôt être source de difficulté lorsque la topologie « sites consommateurs-sites de production » est plus défavorable et présente de trop forts déséquilibres par rapport à la capacité du réseau.

L'objet de ce chapitre n'est pas d'examiner toutes les contraintes susceptibles d'apparaître sur les réseaux : cet exercice est mené dans le cadre du « Schéma de développement du Réseau Public de Transport », où chaque région administrative fait l'objet d'un volet particulier.

L'analyse régionale du présent Bilan Prévisionnel est donc circonscrite à des zones géographiques qui ont en commun d'être déficitaires en moyens de production et, se trouvant géographiquement excentrées, d'être alimentées comme des quasi-péninsules électriques par le réseau national. Les grandes longueurs de réseau nécessaires à l'acheminement de la production génèrent alors, de par les lois de la physique, des contraintes qui réduisent la puissance disponible à la source. À ces particularités d'alimentation s'ajoutent des évolutions de consommation plutôt dynamiques (résidentielles et tertiaires), qui tendent rapidement à saturer les capacités de transit des réseaux existants, avec le risque fort de ne plus être satisfaites dès qu'un élément du réseau est indisponible.

Ces deux caractéristiques confèrent, en l'état actuel, un rôle de toute première importance aux capacités et à la disponibilité du Réseau Public de Transport (RPT) pour

assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Les deux zones concernées sont :

- La région Provence – Alpes – Côte d'Azur (PACA), particulièrement l'Est de la région,
- Une zone Ouest, recouvrant la région administrative Bretagne et deux départements de la région administrative des Pays de Loire : Loire-Atlantique et Vendée.

Les réponses de RTE à l'amélioration de la situation ne peuvent être les seules. Si des solutions réseaux sont retenues pour résoudre les contraintes à court terme, les équilibres à plus long terme doivent pouvoir compter sur d'autres moyens pour soulager la charge. Ils passent par une juste répartition entre maîtrise de la demande d'électricité, production locale et réseau.

La mise en œuvre des solutions (capacités, échéances) dépend également du rythme auquel se développe la consommation. Celle-ci est estimée par le biais de scénarios à long terme déclinés des scénarios nationaux présentés dans les chapitres précédents. Ces scénarios prennent en compte les spécificités régionales (démographie, activités économiques) et intègrent des hypothèses possibles de maîtrise de la demande d'électricité, dont la mise en œuvre est organisée à l'échelle nationale ou régionale.

La capacité de transit

La capacité de transit du réseau de transport est limitée, principalement pour deux raisons⁵¹ :

- Le courant transité par les éléments du réseau (ligne, transformateur) génère également l'échauffement de ces derniers et son intensité doit rester inférieure à une valeur maximale admissible en permanence (IMAP) ; des surcharges temporaires sont cependant tolérées pour des durées de quelques minutes (d'autant plus courtes que le dépassement de charge est important), le temps de modifier la configuration du réseau ou le plan de production pour ramener l'intensité en dessous de la valeur admissible en permanence.
- La valeur de la tension doit être maintenue en tous points dans une plage étroite ; en deçà d'un seuil bas (« tension critique ») se développe un phénomène incontrôlable d'écroulement qui conduit à ne plus pouvoir transiter de puissance active, qui est la puissance utile en courant alternatif. Elle est réglée localement par l'absorption ou l'injection de puissance réactive que les groupes de produc-

tion fournissent généralement en même temps que la puissance active ; le transport de courant alternatif sur une longue distance s'accompagnant de chutes de tension lorsque les groupes de production sont en nombre insuffisant dans une zone, il est nécessaire soit de limiter la puissance transitée, avec le risque de ne plus satisfaire l'ensemble des clients raccordés, soit d'installer des moyens complémentaires compensant les chutes de tension (compensateurs tournants ou compensateurs statiques).

De plus, un fonctionnement sûr requiert que ces deux conditions soient respectées, même en cas de défaut d'un des composants du système (perte d'un groupe de production, d'une ligne ou d'un transformateur) : c'est la règle dite « règle du N-1 ». Certains défauts doubles, là où leur risque d'apparition n'est pas négligeable (par exemple sur des lignes à deux circuits) et dont les conséquences seraient graves, sont parfois pris en compte (application de la « règle du N-2 »).

Une présentation plus complète des modes de dégradation de la sûreté du système figure dans le « Mémento de la Sûreté du Système Electrique », document disponible sur le site http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/vie_publi_annu_memento.jsp

51

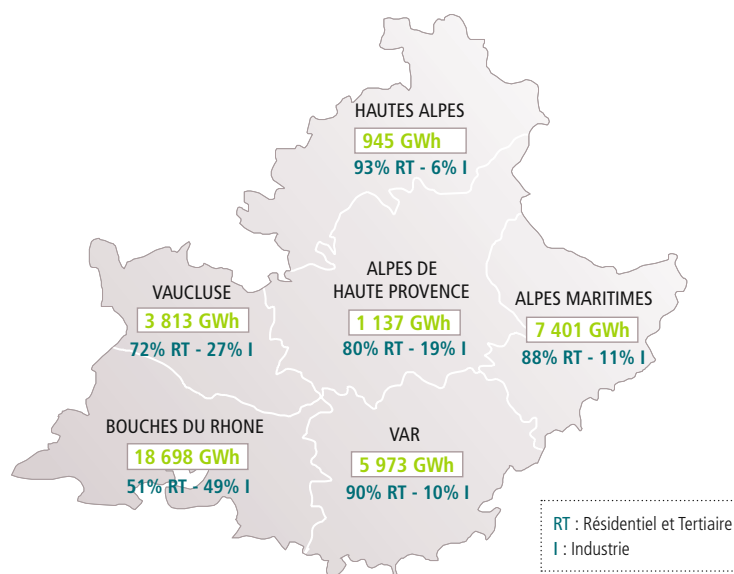
8.1 RÉGION PROVENCE – ALPES – CÔTE D'AZUR (PACA)

8.1.1 La consommation d'électricité en région PACA aujourd'hui

La consommation d'électricité de la région PACA s'est élevée à 37,9 TWh en 2008, soit 7,7 % de la consommation finale d'électricité en France. Elle est très inégalement répartie géographiquement : environ 75 % sont concentrés dans les trois départements côtiers et près de la moitié dans le seul département des Bouches-du-Rhône.

La répartition sectorielle est aussi très inégale : les établissements industriels fortement consommateurs d'électricité qui se concentrent sur le port de Fos-sur-Mer et autour de l'étang de Berre représentent la moitié des consommations d'électricité dans les Bouches-du-Rhône. À l'inverse, dans le Var et les Alpes-Maritimes, la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire est largement prédominante.

Consommations brutes d'électricité en 2008





Au cours des dernières années, la croissance de la consommation en région PACA a été globalement supérieure à celle observée dans l'ensemble de la France : +1,7 % en moyenne annuelle depuis 2001, après correction climatique, à comparer aux +1,4 % observés pour la France. Ce constat global masque cependant une importante disparité entre les départements côtiers de l'Est, où la croissance a été de l'ordre de 2,9 % par an, en liaison avec une évolution démographique elle-même plus rapide que dans le reste de la France, et les Bouches-du-Rhône, où le poids du secteur industriel explique une croissance de la demande plus lente.

En dépit d'un climat chaud en été et du développement de la climatisation et des activités liées au tourisme, la pointe de consommation se situe, comme dans toutes les régions françaises, en hiver.

La sensibilité aux conditions climatiques est forte : 175 MW/°C en hiver, 55 MW/°C en été. Les effacements liés aux contrats d'effacement EJP représentent 140 MW (cf. paragraphe 3.2).

La puissance maximale appelée s'est établie à 6 972 MW le 5 janvier 2009, sous une température extérieure de 5°C inférieure à la normale, sans activation des EJP. Un niveau proche (6 910 MW) avait déjà été atteint le 29 décembre 2005, avec une température inférieure de 8°C à la normale et sans activation des EJP.

8.1.2 La production d'électricité en région PACA aujourd'hui

Plusieurs centrales de production thermique sont aujourd'hui installées aux environs de Marseille, à Gardanne (810 MW au charbon) et à Martigues (750 MW au fioul). EDF a engagé la conversion de la centrale au fioul de Martigues en une centrale à cycle combiné au gaz, de puissance supérieure à la centrale existante. Pour sa part, la principale unité de Gardanne (600 MW) a fait l'objet d'investissements pour respecter la réglementation environnementale européenne et pouvoir continuer à fonctionner au-delà de 2015.

Différents groupes de cogénération, d'une puissance cumulée de 500 MW, sont également présents dans la région, principalement autour de l'étang de Berre.

Leur futur, à l'expiration des contrats d'achat aux alentours de 2010, reste incertain. Par ailleurs, le groupe GDF Suez a engagé la construction de deux nouvelles centrales à cycle combiné au gaz naturel dans la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer. D'autres projets sont à l'étude dans cette zone.

En matière de production hydroélectrique, la région possède un des aménagements les plus importants de France : celui de la Durance. Il est constitué d'une retenue de grande capacité (lac de Serre-Ponçon), à l'aval de laquelle sont disposées en série onze usines, reliées par des canaux jusqu'à l'étang de Berre. Cette configuration permet de disposer d'une puissance de 1 500 MW rapidement mobilisable en cas de besoin. Toutefois, les contraintes de plus en plus fortes sont susceptibles de réduire ces souplesses d'exploitation. D'autres aménagements, notamment dans l'arrière pays niçois (Var, Tinée, Roya – près de 300 MW), et sur les affluents de la Haute Durance (environ 100 MW), apportent un complément non négligeable.

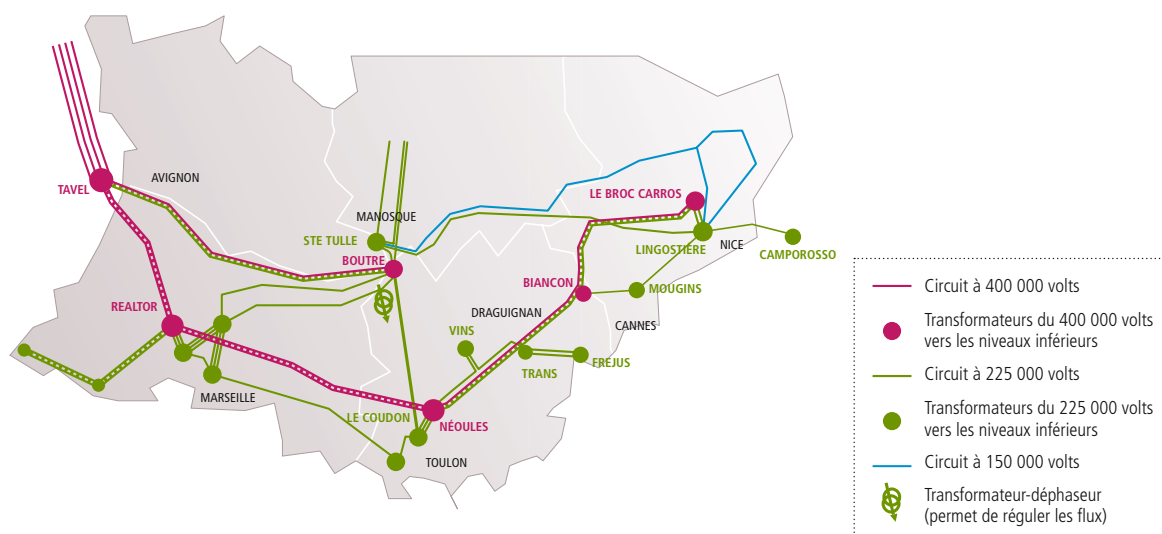
8.1.3 Le réseau actuel et les risques sur la sécurité d'approvisionnement

L'alimentation électrique de la PACA et, en particulier, des départements du Var et des Alpes-Maritimes, dépend pour l'essentiel d'un seul axe à 400 000 volts situé au sud de la région. Cet axe, au départ de Tavel (Avignon), dessert les postes électriques de Réaltor (Marseille - Aix en Provence), Néoules (Toulon - Hyères), Trans (Draguignan - Saint Tropez - Fréjus), Biançon (Cannes - Grasse - Antibes) et Broc Carros (Nice - Menton) ; l'un des circuits est aujourd'hui exploité à 225 000 volts dans la partie terminale entre les postes de Néoules et de Broc Carros.

Cette situation pose aujourd'hui plusieurs types de difficultés :

- Cet axe à 400 000 volts arrive aujourd'hui à saturation aux heures de pointe, notamment en hiver aux heures de forte consommation d'électricité, **avec un risque d'effacement de tension.**
- En cas d'avarie de l'unique circuit à 400 000 volts qui dessert l'Est PACA, le réseau à 225 000 volts sous-jacent est souvent incapable d'assurer la totalité de l'alimentation de la zone. L'Est PACA est de

Le réseau de la région PACA aujourd'hui



ce fait exposé à **des risques de délestage** pendant environ 1 500 heures par an, essentiellement en hiver et en été.

- En cas d'avarie de cet axe à 400 000 volts ou en cas d'incendie sous les conducteurs électriques conduisant à la mise hors tension de cet axe, les chemins alternatifs pour l'électricité sont largement insuffisants pour couvrir les besoins, ce qui se traduit par **du délestage de consommation, voire par un « black-out »**.

Plusieurs situations critiques ou incidents récents viennent attester de cette fragilité :

- Depuis 2005, plusieurs jours chaque hiver, il est nécessaire de recourir à des moyens exceptionnels (démarrage à puissance maximale de l'hydraulique des Alpes-Maritimes et des groupes diesel dits « dispatchables »⁵², baisse forcée de tension de 5 % par rapport à la valeur nominale sur les réseaux de distribution) pour ne pas franchir le seuil critique.
- Dans l'après-midi du 6 mai 2005, le préfet de région a approuvé la demande des pompiers de mise hors tension de l'axe à 400 000 volts en raison de la présence d'un incendie de forêt à proximité de la ligne. Le réseau restant ne permettant plus d'alimenter que la moitié de la consommation régionale, environ 1,2 million de foyers et d'entreprises disséminés sur l'ensemble de la région ont dû être coupés. D'autres coupures de ce type sont

intervenus dans les Alpes-Maritimes en 2003 et dans le Var en 2007.

- Le 3 novembre 2008, un violent coup de foudre a touché l'axe à 400 000 volts et en a fait disjoncter les deux circuits. Le courant s'est alors immédiatement reporté sur les autres lignes, trop peu nombreuses et de plus faible puissance, qui ont disjoncté à leur tour, privant d'électricité environ 1,5 million de foyers et d'entreprises du Var et des Alpes-Maritimes.

Pour résoudre les fragilités de l'alimentation électrique de la région PACA, RTE avait préconisé de longue date la construction d'une ligne à 400 000 volts reliant les postes de Boute et de Broc Carros. Un tel projet permet la création d'une « boucle électrique » garantissant la sécurisation de l'alimentation régionale. Conformément aux préconisations du débat public qui s'est tenu en 1998, une décision interministérielle avait retenu la réalisation d'une nouvelle ligne sur un tracé en substitution des deux lignes à haute tension existante. Le projet a été déclaré d'utilité publique en décembre 2005. Toutefois, le Conseil d'État a annulé cette décision en juillet 2006.

8.1.4 Les perspectives d'évolution sur l'ensemble de la région PACA à l'horizon 2015

La décision du Conseil d'État a conduit RTE à engager des mesures d'urgence pour renforcer le réseau existant. Ces mesures consistent essentiellement à :

Groupes diesels sollicités pour participer à l'équilibre offre-demande.



- Utiliser le deuxième terme de la liaison Néoules - Broc Carros à la tension de 400 000 volts ; cela n'induit aucune modification de la ligne elle-même, conçue pour ce niveau de tension, mais nécessite d'importants travaux dans les postes intermédiaires desservis par cette ligne.
- Installer un transformateur-déphaseur sur la ligne 225 000 volts Boute - Coudon, afin de favoriser l'utilisation de cette ligne dont la capacité a été accrue en 2003.
- Installer des bancs de condensateurs supplémentaires pour améliorer le contrôle de la tension.

Ces mesures seront efficaces dès l'hiver 2009-2010. Elles permettent une augmentation de la capacité de transit de l'axe à 400 000 volts de l'ordre de 30 % vers le Var et les Alpes-Maritimes et conduisent à limiter les risques d'écroulement de tension ou de coupure liée à l'avarie d'un seul circuit jusqu'aux alentours de 2015. En revanche, ces mesures d'urgence ne changent rien aux conséquences d'une avarie grave sur l'axe à 400 000 volts ou d'un incendie à proximité immédiate de cet axe, comme celles connues en mai 2005 ou novembre 2008.

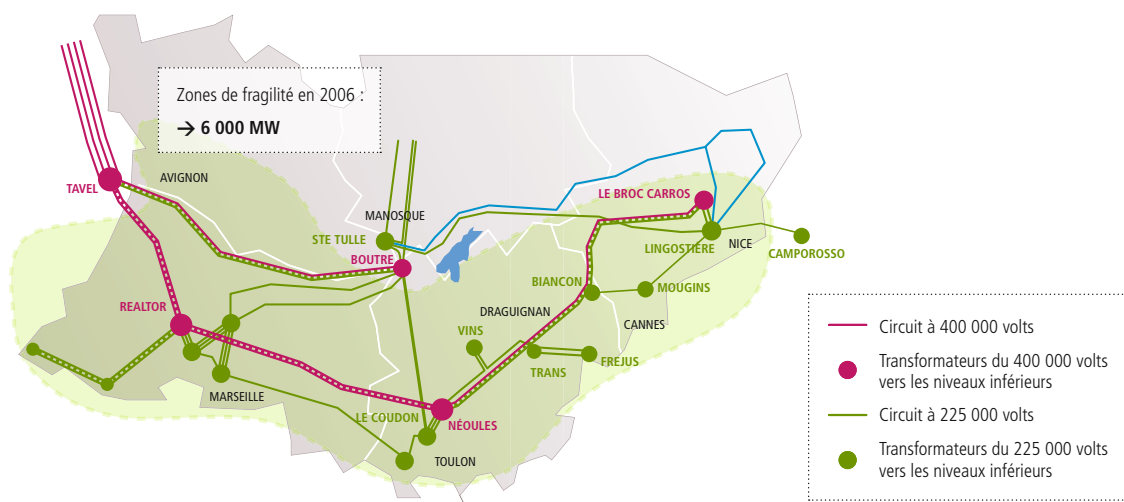
Par ailleurs, plusieurs acteurs industriels se sont engagés depuis 2005 dans la construction de nouvelles centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel dans les zones industrielles des Bouches-du-Rhône. De son côté, RTE a engagé l'adaptation de son réseau pour accueillir l'électricité produite

par ces nouvelles centrales, notamment dans le golfe de Fos. Environ 50 kilomètres de lignes à 400 000 volts avaient été construits à la fin des années 60, en lien avec les ambitions initiales de l'aménagement de la zone industrielo-portuaire de Fos, mais sont restés exploités à 225 000 volts suite à l'abandon de certains projets. Deux nouveaux postes électriques à 400 000 volts vont être créés et raccordés à ces lignes, pour desservir respectivement la zone industrielle de Ponteau-Lavéra et la zone industrielle de Fos-sur-Mer. Au total, environ 2 000 MW de production nouvelle, toutes origines confondues, devraient voir le jour autour du golfe de Fos d'ici 2012. D'autres projets sont à l'étude, pour un horizon de réalisation plus lointain.

Le département des Bouches-du-Rhône verrait ainsi ses besoins en électricité sécurisés par la production locale. Il convient cependant de noter que d'un point de vue national, l'arrivée de ces moyens de production, conjuguée à l'arrêt de l'actuelle usine d'enrichissement d'uranium raccordée au poste de Tricastin, modifiera à terme les flux circulant en vallée du Rhône et vers le Languedoc et l'Espagne : des adaptations du réseau de transport sont donc à envisager, dans un périmètre couvrant un vaste quart sud-est de la France.

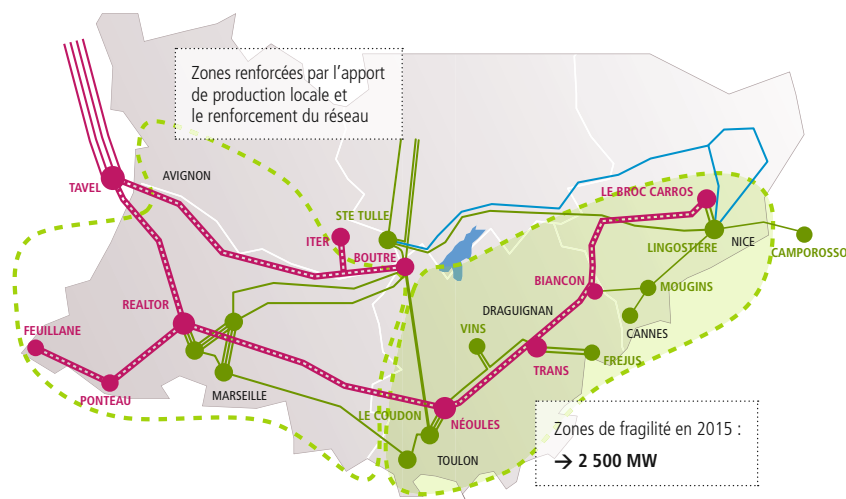
La fragilité de l'alimentation électrique en région PACA est donc susceptible d'évoluer de manière significative dans les années à venir. Actuellement, la quasi-totalité de la région est en situation de fragilité, ce qui représente une puissance cumulée d'environ 6 000 MW à la pointe d'hiver :

Zones de fragilité d'alimentation en région PACA en 2006



Avec le développement des nouveaux moyens de production d'électricité dans les Bouches-du-Rhône et sous réserve du bon aboutissement des projets de renforcement du réseau public de transport de l'électricité mis en service en 2010, **la zone de fragilité à l'horizon 2015 se concentrera sur les départements du Var et des Alpes-Maritimes**, soit une puissance cumulée à la pointe d'hiver de l'ordre de 2 500 MW :

Zones de fragilité d'alimentation en région PACA en 2015



Des mesures complémentaires sont donc nécessaires pour résorber cette zone de fragilité.

8.1.5 Perspectives sur l'Est de la région PACA jusqu'à 2025 et au-delà

• Perspectives d'évolution de la production et de la consommation à l'horizon 2025

Au regard de la fragilité d'alimentation électrique régionale qui subsiste après l'horizon 2015, **l'État et RTE ont souhaité engager une réflexion prospective sur l'évolution du paysage électrique régional**. Un groupe de travail a été constitué en

2008, à la demande du préfet de la région PACA, avec notamment pour mission d'élaborer plusieurs scénarios d'évolution de la consommation et de la production d'électricité dans les départements du Var et des Alpes-Maritimes.

Dans un premier temps, RTE a proposé trois projections différentes de l'évolution de la consommation, cohérentes avec les scénarios envisagés pour le bilan prévisionnel national. Les résultats de ces projections sont résumés dans le tableau suivant. Ces projections intègrent une perspective d'évolution de la population d'environ 0,8 %/an, conforme aux prévisions de l'INSEE.

Taux de croissance moyens annuels de la consommation de l'Est PACA (Var, Alpes-Maritimes, Monaco)

	2005/2010	2010/2015	2015/2020
Haut	2.6 %	2.0 %	1.6 %
Référence	2.5 %	1.7 %	1.4 %
MDE renforcée	2.0 %	1.2 %	1.2 %



Dans un deuxième temps, ces projections de consommation ont été affinées. En particulier, les scénarios étudiés par le groupe de travail intègrent une hausse de consommation liée au développement des transports ferroviaires et urbains plus significative que les scénarios nationaux, pour tenir compte des ambitions affichées par les différentes autorités organisatrices des transports ainsi que du projet de nouvelle ligne ferroviaire à grande vitesse. Ils intègrent également, à partir de 2020, un parc significatif de véhicules particuliers électriques.

Par ailleurs, ces scénarios ont été complétés par l'intégration d'un programme régional de maîtrise de la demande en énergie et par des hypothèses différenciées de développement de la production locale. En ce qui concerne la maîtrise de la demande, l'ADEME a proposé la mise en œuvre d'un programme volontariste associé au développement des énergies renouvelables, permettant de mobiliser en quelques années un potentiel significatif. Le groupe de travail a également intégré une diffusion des dispositifs de gestion des « pointes de demande » en électricité, actuellement en cours d'expérimentation par différents opérateurs.

En ce qui concerne la production décentralisée, il a été tenu compte dans la plupart des scénarios d'un

apport supplémentaire de 200 à 300 MW à l'horizon 2020, en majeure partie grâce au développement des productions d'origine photovoltaïque et hydraulique. Cette contribution se retrouve donc essentiellement à la pointe d'été (qui intervient vers 13 h) et très peu à la pointe d'hiver (qui intervient vers 19 h, donc de nuit).

En ce qui concerne la production centralisée, deux types de projets potentiels ont été identifiés. Le premier type est une centrale électrique fonctionnant au gaz naturel, qui fonctionnerait l'hiver ainsi que l'été à puissance plus réduite. Le second est une centrale hydraulique de type « station de transfert d'énergie par pompage » (STEP) qui « stockerait » de l'énergie aux périodes creuses en pompant de l'eau vers un bassin situé en altitude et pourrait restituer cette énergie pendant la journée aux heures de forte consommation. Le groupe de travail a souhaité étudier des scénarios intégrant ce type de projet, sans sous-estimer leurs difficultés de réalisation : contraintes foncières, d'acheminement du combustible, contraintes d'insertion environnementale, risques géologiques, rentabilité pour l'investisseur...

Le tableau qui suit présente différents scénarios de consommation, maîtrise de la demande et production étudiés sur l'Est de la région.

Scénarios à l'étude pour la région Est-PACA

Nom du scénario	Scénario de base d'évolution de la consommation	Actions complémentaires de maîtrise de la demande	Production décentralisée	Production centralisée
Tendanciel	« Référence »	Non	Maintien du parc actuel	Non
Développement électrique durable (DED)	« MDE renforcée »	Gestion de la pointe de demande	Production photovoltaïque et hydraulique	Non
Volontariste	« MDE renforcée »	Programme régional volontariste, y.c. gestion de la pointe de demande et production photovoltaïque et hydraulique		Non
DED + centrale au gaz	« MDE renforcée »	Gestion de la pointe de demande	Production photovoltaïque et hydraulique	Centrale au gaz
DED + centrale hydraulique	« MDE renforcée »	Gestion de la pointe de demande	Production photovoltaïque et hydraulique	Centrale hydraulique (STEP)

Les graphes ci-contre présentent l'évolution différenciée à l'horizon 2030 des besoins d'acheminement par le réseau de transport de l'électricité aux pointes d'hiver (19 h) et d'été (13 h), selon quelques-uns des scénarios examinés par le groupe de travail.

Sur la base de ces différents scénarios, RTE a pu comparer l'efficacité de différentes stratégies de renforcement du réseau régional : renforcement limité aux seules mesures d'urgence en cours, bouclage à 400 000 volts tel que prévu initialement, nouvelle interconnexion avec l'Italie ou réalisation d'un renforcement du réseau à 225 000 volts. Les résultats de ces études ont été présentés lors de la réunion interministérielle du 1^{er} décembre 2008.

• La décision ministérielle du 1^{er} décembre 2008

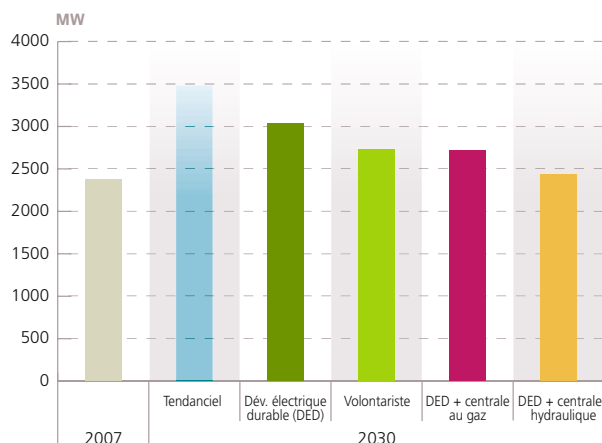
Suite à l'incident du 3 novembre 2008 ayant conduit au délestage des Alpes-Maritimes et du Var, **le MEEDDAT a souhaité réunir les principaux acteurs concernés pour identifier les mesures propres à éviter à l'avenir la reproduction d'un tel incident.** En effet, les mesures d'urgence en cours de réalisation sont nécessaires, mais insuffisantes vis-à-vis des risques liés aux incendies ou à une avarie grave de l'axe double. Les résultats du groupe de travail évoqué ci-avant ont été présentés lors de cette réunion. Il est apparu que la sécurisation électrique de l'Est de la région passait nécessairement par une action conjointe et cohérente sur les trois piliers que sont :

- la maîtrise de la demande en électricité ;
- le développement de la production locale ;
- le renforcement du réseau public de transport d'électricité.

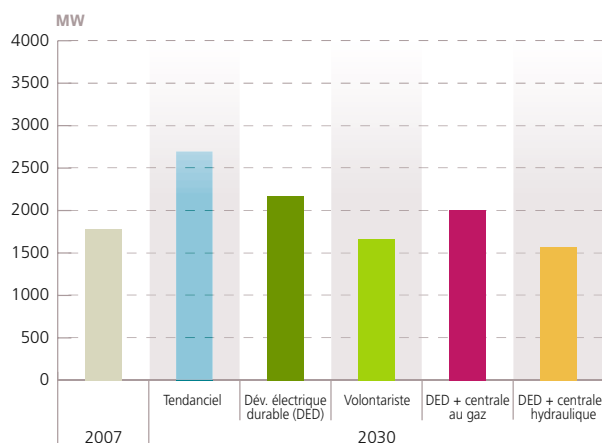
En ce qui concerne la maîtrise de la demande, **l'État et les collectivités locales se sont engagés à mettre en œuvre un programme ambitieux de maîtrise de la demande en énergie**, s'appuyant pleinement sur les orientations du Grenelle de l'environnement.

Pour ce qui concerne la production locale d'électricité, les participants à la réunion se sont engagés à mettre en œuvre les instruments nécessaires à ce que la part de cette production locale augmente significativement.

Évolution de la pointe d'hiver dans le Var et les Alpes-Maritimes vue du réseau de transport d'électricité selon différents scénarios du groupe de travail



Évolution de la pointe d'été dans le Var et les Alpes-Maritimes vue du réseau de transport d'électricité selon différents scénarios du groupe de travail



Enfin, s'agissant du renforcement du réseau, la décision ministérielle a retenu la stratégie dite du « filet de sécurité » à 225 000 volts proposée par RTE. En complément du renforcement en cours des lignes existantes à 400 000 volts, cette stratégie consiste à **améliorer le maillage du réseau à 225 000 volts**, de manière à disposer de suffisamment « d'itinéraires bis » en cas d'avarie ou d'incendie sur l'axe principal à 400 000 volts. Plus précisément, il s'agit de compléter les lignes existantes à 225 000 volts par des nouvelles liaisons entre les postes électriques de Boutre (Manosque) et Trans (Draguignan) d'une part, et de Fréjus et Bocca (Cannes) via le poste de Biançon d'autre part. Malgré un coût notablement plus élevé, la maîtrise de la technologie souterraine pour ce niveau de tension permet d'envisager une réalisation de ces projets



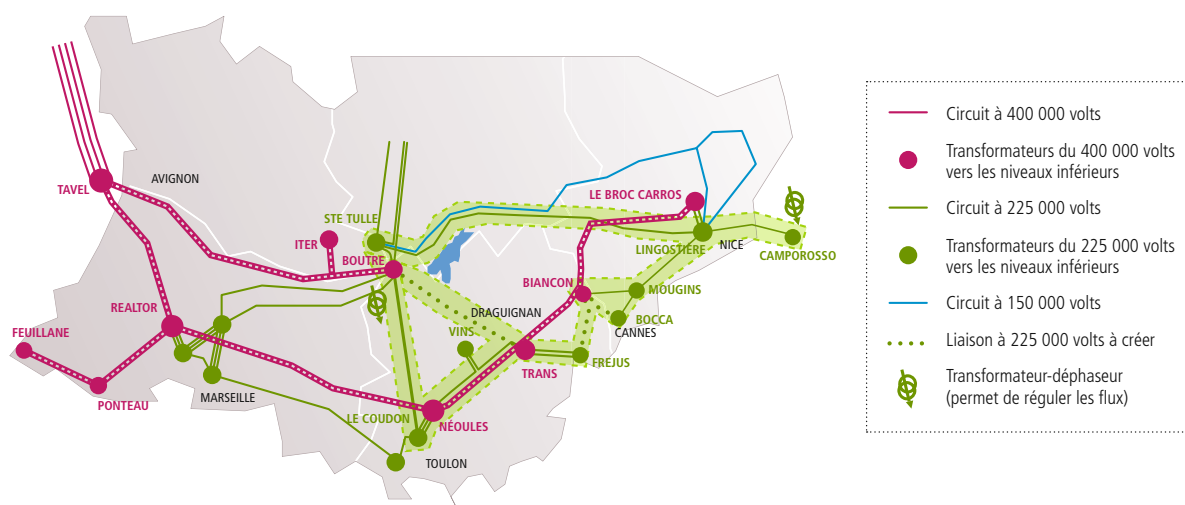
majoritairement en souterrain. Par ailleurs, la ligne existante à 225 000 volts entre la France et l'Italie sera équipée d'un transformateur-déphaseur permettant de renforcer l'utilisation de cette ligne en secours mutuel entre les deux pays.

La réalisation de ces différents projets et notamment de la liaison Boutre - Trans de plus de 70 kilomètres

constitue une première mondiale et, dans sa phase travaux, un réel défi technique. RTE s'est toutefois engagé à mettre en service les différents projets avant la fin de l'année 2015.

La carte ci-dessous met en évidence les ouvrages existants ou à créer constitutifs du « filet de sécurité » à 225 000 volts :

Constitution d'un « filet de sécurité » pour la région Est-PACA



En terme de faisabilité et d'acceptabilité, **la stratégie du « filet de sécurité » à 225 000 volts apparaît plus favorable que les stratégies à 400 000 volts**. La technique souterraine en courant alternatif est maîtrisée à ce niveau de tension, même si elle n'a jamais été mise en œuvre sur de telles longueurs. À l'inverse, **la stratégie du « filet de sécurité » à 225 000 volts est moins efficace qu'un « bouclage » du réseau national à 400 000 volts**. En particulier, son efficacité est limitée à l'horizon 2025 pour le scénario tendanciel d'évolution de la consommation et de la production. Cette analyse confirme la nécessité d'envisager cette stratégie en complémentarité avec la maîtrise de la demande et le développement de la production locale.

8.1.6 Conclusion

Divers incidents récents attestent de la fragilité actuelle de l'alimentation électrique de la région PACA. Du point de vue du réseau, cette fragilité sera traitée en deux étapes. La première étape devrait être

pleinement effective en 2010. Elle est constituée par les « mesures d'urgence » décidées après l'annulation de la déclaration d'utilité publique du projet Boutre - Broc Carros. La deuxième étape complètera et prolongera les effets de la première à l'horizon 2015 : elle consiste en la réalisation du « filet de sécurité » à 225 000 volts, de manière à soulager, voire à suppléer l'axe principal à 400 000 volts.

La pertinence de cette deuxième étape repose sur diverses hypothèses d'évolution du paysage électrique régional, notamment le développement de la production d'électricité à partir de gaz dans les Bouches-du-Rhône, le développement de la production renouvelable dans toute la région, ainsi que la montée en puissance des préoccupations d'économies d'énergie et l'expérimentation de dispositifs de maîtrise de la pointe de demande en électricité, majoritairement autour des départements du Var et des Alpes-Maritimes. C'est bien **l'alliance de la maîtrise de la demande, du développement de la production locale et du « filet de sécurité à**

225 000 volts » qui doit permettre de garantir à l'Est PACA un niveau de sécurité de l'alimentation électrique comparable à celui observé sur le reste du territoire national, et ce au-delà de 2030.

8.2 RÉGION OUEST

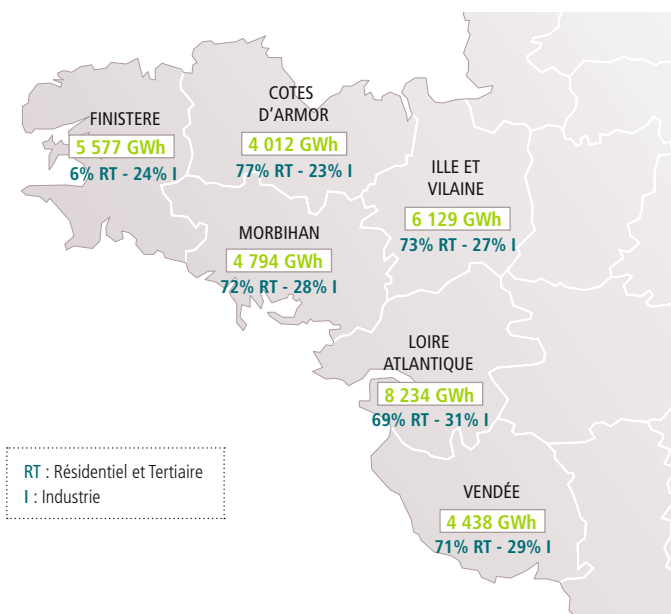
8.2.1 La consommation d'électricité

La consommation de l'ensemble des six départements étudiés a atteint 33,2 TWh en 2008, soit 7,6 % de la consommation finale d'électricité en France. Depuis l'année 2001, elle a connu une croissance moyenne annuelle de 2,9 %, nettement supérieure à la moyenne nationale de 1,4 % sur la même période. Cette croissance est portée essentiellement par la clientèle domestique et la consommation du secteur tertiaire fortement corrélée à l'évolution démographique. L'ensemble de ces deux secteurs représente en effet 70 % de la consommation de la zone contre 63 % au niveau national. Ces évolutions reflètent le dynamisme récent du chauffage électrique et la progression des usages spécifiques dans le résidentiel notamment. La part de la consommation du secteur industriel de la région (28 %) est en revanche un peu moins importante que sur l'ensemble France (34 %).

La sensibilité de la consommation aux températures froides d'hiver est forte, avec un accroissement de plus de 200 MW par degré de température sur la zone Ouest. Sur les six dernières années cette sensibilité s'est accrue en moyenne de 4 %, conséquence de l'accroissement de population et de la pénétration du chauffage électrique. Les effacements tarifaires de consommation (EJP, cf. chapitre 3) constituent un moyen d'action permettant de maîtriser la sécurité d'alimentation sur la zone. Cependant, leur impact présente une érosion depuis quelques années et l'effacement en puissance est estimé en moyenne à 210 MW pour l'hiver 2008-2009. Le maximum de puissance appelée observé jusqu'à ce jour est de 7 070 MW, atteint le 7 janvier 2009 à 19 heures (température de 8°C inférieure aux normales saisonnières, EJP activé). **La progression de la puissance consommée aux périodes de pointes est de 23 % sur les six dernières années, soit en moyenne**

Dans les années à venir, RTE contribuera au suivi et à l'analyse de l'évolution de la consommation et de la production d'électricité dans le Var et les Alpes-Maritimes, de manière à pouvoir évaluer l'efficacité des politiques énergétiques mises en œuvre.

Consommations brutes d'électricité en 2008



3,5 % par an. Cette évolution est supérieure à la dynamique observée sur les consommations énergétiques (2,9 % par an).

Les perspectives relatives à la demande de consommation électrique sur la région Ouest restent toujours orientées à la hausse, même si le taux de croissance annuel se réduit.

Taux de croissance moyens annuels de la consommation de la région Ouest

	2008/2015	2015/2025
Haut	2,2 %	1,4 %
Référence	1,8 %	1,2 %
MDE renforcée	1,4 %	1,0 %



Ainsi, dans le scénario « Référence », les prévisions de croissance annuelles envisagées sur deux périodes successives sont les suivantes : +1,8 % jusqu'en 2015, +1,2 % de 2015 à 2025.

Ces prévisions sont fondées sur le scénario de population central élaboré par l'INSEE (+16 % sur la population de la zone entre 2005 et 2030 correspondant à 900 000 habitants supplémentaires) et intègrent des gains effectués sur les consommations unitaires par usages, liés à l'efficacité énergétique, ainsi que des mesures de MDE volontaristes. Elles demeurent supérieures à la moyenne nationale, en raison notamment du dynamisme de la croissance démographique, du déploiement du chauffage électrique dans les logements neufs ainsi que de sa substitution à d'autres moyens de chauffage (gaz, fuel) dans l'habitat existant. La progression des consommations en puissance de pointe reste plus élevée que la croissance en énergie. Les réalisations en puissance présentent en effet une forte volatilité liée aux conditions climatiques hivernales compte tenu de la progression des usages sensibles aux températures froides (chauffage électrique et plus récemment développement des pompes à chaleur).

Dans un scénario « MDE renforcée », l'accélération de la maîtrise de la demande globale d'énergie, au travers des lois Grenelle et des directives européennes, entraîne un tassement de quelques dixièmes de points sur les prévisions par rapport au scénario « Référence ».

Inversement, dans un scénario « Haut », reposant sur une variante de la démographie plus élevée (scénario haut de l'INSEE, soit + 19 % sur la population de la zone entre 2005 et 2030) en partie dopée par l'arrivée de la LGV Bretagne et ses répercussions sur le secteur tertiaire, les prévisions de croissance du scénario « Référence » sont revues à la hausse.

8.2.2 La production

• Les centrales thermiques

La principale centrale de production de la région se trouve à Cordemais, à l'ouest de Nantes, où sont actuellement en fonctionnement deux groupes de 580 MW

au charbon et deux groupes fioul de 685 MW chacun. La puissance disponible sur le site atteint 2 530 MW.

Cinq turbines à combustion (TAC) sont localisées à Brennilis et à Dirinon dans le Finistère, pour une puissance totale installée de 480 MW. Il s'agit d'installations exploitées uniquement lors des pointes de consommation, lorsque le réseau de transport approche de la saturation ou dans des configurations particulières du système d'exploitation, soit quelques centaines d'heures par an.

Ces installations seront exploitées au moins jusqu'en 2015, mais après cette date se pose la question de leur pérennité, du fait :

- d'une limite technique pour quatre TAC de Brennilis et Dirinon qui atteignent la fin de leur durée de vie ;
- de la perspective de la révision de la directive IPPC, qui pourrait se traduire par un durcissement des exigences environnementales s'appliquant aux centrales thermiques (cf. paragraphe 4.3.2). Il a été mis en évidence, lors des travaux préparatoires de la PPI 2009, que l'exploitation au-delà de 2015 des centrales fonctionnant au fioul, parmi lesquelles les deux tranches fioul de Cordemais, dépendra fortement de l'évolution du cadre réglementaire.

Par ailleurs, de nouveaux moyens de production centralisée doivent être raccordés sur le Réseau Public de Transport dans les prochaines années :

- une centrale de type Cycle Combiné à Gaz d'une puissance de 500 MW annoncée en fin d'année 2009 sur la commune de Montoir-de-Bretagne (Loire-Atlantique) sur l'estuaire de la Loire ;
- une centrale d'une puissance d'environ 200 MW dans la région de Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor), actuellement en instruction suite à l'appel d'offres lancé par RTE en 2006.

• Les énergies renouvelables et la production décentralisée

Le dernier équipement important de production installé dans la région est l'usine marémotrice de la Rance dans les Côtes-d'Armor. La puissance installée est de 240 MW, mais, étant tributaire des horaires de marées, sa disponibilité au moment des pointes de consommation n'est pas garantie.

L'éolien terrestre s'est développé fortement sur la région. Plus de 500 MW de puissance sont en service actuellement, et près de 650 MW supplémentaires sont en projet. Le littoral de la région Ouest dispose en outre d'un potentiel éolien offshore. Malgré la contribution évidente de ces installations à l'équilibre offre-demande régional, la puissance qu'elles apportent reste incertaine lors des pics de consommation, du fait du caractère intermittent de la production de cette source d'énergie : le foisonnement constaté au plan national n'existe pas à l'échelle du territoire étudié.

Le reste de la production décentralisée occupe une place relativement modeste :

- environ 300 MW d'équipements thermiques, installés dans des établissements industriels raccordés au Réseau Public de Transport ou raccordés aux Réseaux de Distribution (usines d'incinération des ordures ménagères, petites cogénérations...);
- 30 MW de puissance installée en équipements hydrauliques.

Compte tenu des incertitudes précédemment mentionnées, il convient d'analyser différents scénarios relatifs à la présence des moyens de productions pour caractériser la sécurité d'approvisionnement de la région :

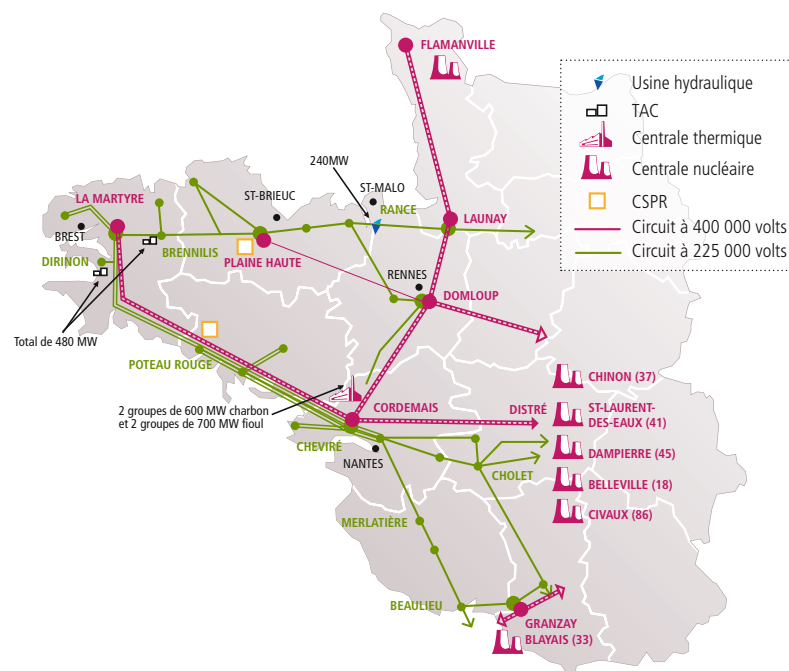
- un scénario de référence où l'ensemble des moyens sont disponibles et maintenus ;
- un scénario sans développement de production à Saint-Brieuc : scénario alternatif 1 ;
- un scénario tenant compte de l'absence supplémentaire des 4 TAC sur les sites de Brennilis et Dirinon et des 2 groupes fioul de Cordemais : scénario alternatif 2.

En synthèse, dans les conditions les plus favorables du scénario de référence, la production mobilisable sur le réseau de transport avoisine les 3 700 MW, un seuil bien inférieur aux puissances maximales appelées par les consommateurs sur la région Ouest, qui peuvent atteindre 7 000 MW.

8.2.3 Le réseau de transport d'électricité

Les moyens de production situés dans l'estuaire de la Loire ne fournissant qu'une partie de l'électricité consommée dans la région Ouest, cette dernière est essentiellement produite à l'extérieur de la région et acheminée sur de longues distances via le réseau de transport. La puissance disponible sur le territoire national est mise à disposition de la zone via un axe 400 000 volts double circuit Launay (Avranches) – Domloup (Rennes) – Cordemais (Nantes), décrivant un arc le long de la limite Est de la Bretagne. Cet arc est solidement raccordé au réseau 400 000 volts national, par trois lignes à double circuit.

Réseau et production actuels de la région Ouest



La répartition des transits d'électricité vers la Bretagne s'effectue via des antennes :

- au Sud-Bretagne, depuis le poste de Cordemais, d'où partent une ligne à double circuit 400 000 volts, et un faisceau de cinq lignes 225 000 volts, en direction du Nord-Ouest vers les postes de Poteau-Rouge (Lorient) et La Martyre (Brest) ;
- au Nord-Bretagne, essentiellement depuis le poste de Domloup, à partir d'une ligne 400 000 volts à un seul circuit, sous-tendue par un réseau 225 000 volts issu des postes de Domloup et de Launay.



L'alimentation des territoires du sud des Pays de la Loire, dont le département de la Vendée, est assurée par un réseau 225 000 volts maillé. Il s'appuie sur les postes 400 000 volts de Cordemais (Nantes) au Nord-Ouest, Distré (Saumur) au Nord-Est et Granzay (Niort) au Sud.

8.2.4 La sécurité d'approvisionnement

Du fait de l'éloignement entre les centres de production et les lieux de consommation, la tenue de tension constitue une problématique spécifique de l'Ouest. Elle conduit de plus à une limitation importante des possibilités d'acheminement de puissance.

La capacité de transit en puissance active des ouvrages de transport actuels (lignes et transformateurs) atteint ses limites, et des contraintes apparaîtront sur les lignes de desserte régionale à des niveaux de charge attendus dans les prochaines années, compte tenu de la croissance prévue. Elles sont localisées sur trois zones géographiques :

- Sud-Bretagne, du fait de l'engorgement des lignes 225 000 volts entre Nantes et Lorient ;
- Nord-Bretagne, dont l'alimentation, en cas d'indisponibilité du circuit à 400 000 volts Domloup - Plaine-Haute, ne repose plus que sur des lignes 225 000 volts de capacité insuffisante ;
- Sud des Pays de la Loire, où les lignes 225 000 volts sont saturées par les appels de charges des consommations locales qui sont de plus en plus élevées, auxquels se superposent des flux de transits interrégionaux directement liés aux importations en Bretagne.

• La tenue de tension

Les problèmes de tenue de tension affectent tout l'Ouest de la France, au-delà des six départements traités. Ils découlent du faible niveau de production installé dans la zone qui engendre un déficit d'énergie réactive. Celle-ci doit être acheminée sur de longues distances via le réseau de transport entraînant des chutes de tension. Pour répondre à cette problématique, RTE a déjà engagé dans les années passées un programme important de renforcement des moyens de compensation (+700 MVAR) en procédant à l'installation de batteries de condensateurs en 2004, et

en mettant en fonctionnement industriel en 2006 deux Compensateurs Statiques de Puissance Réactive (CSPR – les premiers, et seuls jusqu'à présent, installés en France) dans les postes de Plaine-Haute et Poteau-Rouge.

Ce programme sera complété par de nouveaux moyens de compensation prévus d'ici l'hiver 2010, puis par le remplacement, en 2011, d'un des deux compensateurs synchrones installés à Cheviré (au sud de Nantes) par un CSPR, avant le renouvellement complet des deux équipements.

L'ensemble de ces moyens permet de faire en sorte que les capacités de transit ne soient plus limitées par le risque d'écroulement de tension, mais uniquement par la capacité des lignes. L'arrivée de nouveaux moyens de production à Montoir, et surtout dans la région de Saint-Brieuc, permet de conforter cette analyse et d'apporter un volume complémentaire d'énergie réactive indispensable à la tenue de tension et aux transits en Bretagne pour la décennie à venir. Au-delà de cette échéance, l'arrivée de nouveaux moyens de production sur la région est nécessaire pour lever cette difficulté.

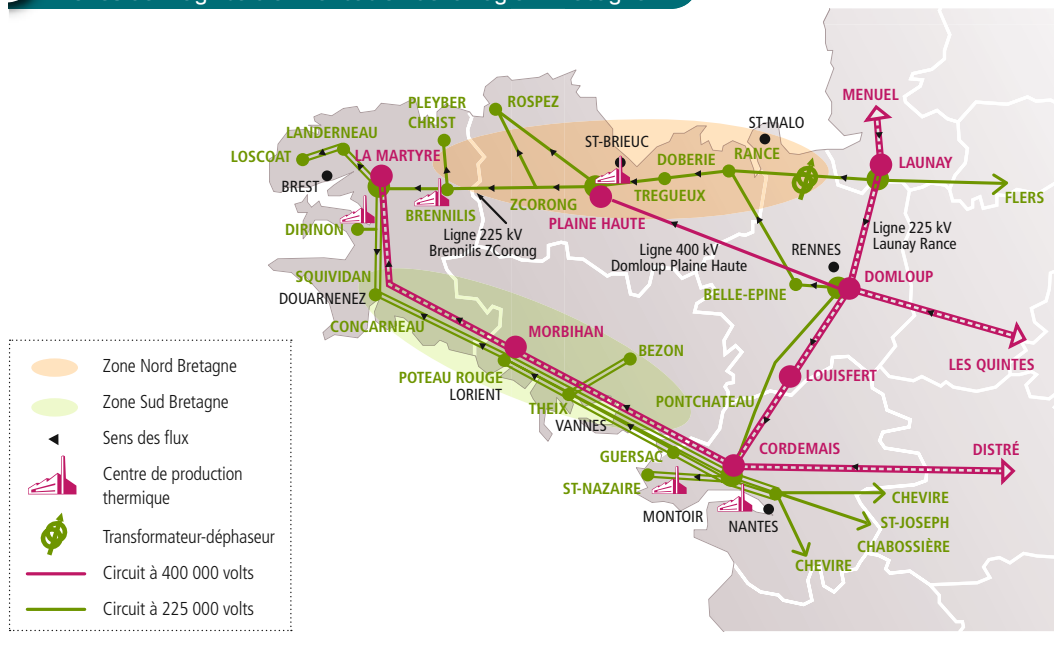
Dans les scénarios alternatifs intégrant une présence partielle de l'ensemble des moyens de production précédemment mentionnés au paragraphe 8.2.2, la tenue de tension ne serait plus garantie en cas de défaut sur le réseau de transport. Par conséquent, la pérennisation de la production actuelle, ou la substitution de moyens équivalents, apparaît essentielle pour la tenue de tension de la région.

La pérennité de la tenue de tension sera également facilitée par les évolutions préconisées pour assurer la sécurité d'approvisionnement et abordées ci-après.

• La sécurité d'approvisionnement en Sud-Bretagne

En hiver, lors des pointes de consommation, près des deux tiers de la puissance produite sur l'estuaire de la Loire transitent vers l'ouest pour alimenter la Bretagne via les cinq lignes 225 000 volts issues de Cordemais sous-tendant l'axe double 400 000 volts Cordemais-La Martyre. En cas de forte consommation

Zones de fragilité d'alimentation de la région Bretagne



dans l'ensemble de la zone Ouest, sur perte d'une de ces lignes, il apparaît des surcharges inadmissibles sur les lignes voisines, conduisant à la perte de l'intégralité de l'alimentation de la zone si des mesures de sauvegarde ne sont pas mises en œuvre.

Ces mesures de sauvegarde consistent dans un premier temps à mobiliser la production des TAC disponibles en Bretagne et à adapter la topologie du réseau pour limiter l'ampleur d'un black-out. À partir de certains niveaux de charge, ces parades ne suffisent plus et la mise en œuvre de délestages devient inévitable pour circonscrire la défaillance du réseau en cas d'incidents. De tels niveaux de consommation pourront être atteints d'ici 2010, et beaucoup plus fréquemment au-delà. Une évolution du réseau, destinée à faire face à ce problème, consiste en la création d'un poste 400 000 / 225 000 volts près de Lorient, créant un cheminement préférentiel de la puissance sur les lignes 400 000 volts au sortir de Cordemais. En 2010, la création de ce poste électrique 400 000 / 225 000 volts « Morbihan » sera associée à une liaison souterraine 225 000 volts reliant ce nouveau point d'injection à celui de Poteau-Rouge. Les travaux débuteront dès l'été 2009. Grâce à ces ouvrages, les contraintes ne réapparaîtront sur les lignes 225 000 volts issues du poste de Cordemais qu'à des niveaux de consommation relevés de 15 %

par rapport aux valeurs limites actuelles. **La sécurité d'approvisionnement du Sud-Bretagne sera donc assurée pour une période d'une dizaine d'années suite à ces travaux si les moyens actuels de production sont maintenus.** Au-delà de cette échéance, de nouvelles adaptations du réseau seront nécessaires pour garantir l'alimentation si les hypothèses de production n'évoluent pas favorablement en Bretagne.

L'installation de moyens de production supplémentaires constituerait un complément à la solution réseau mise en œuvre pour résoudre les problèmes précédemment évoqués. Cependant, ils ne seraient pleinement efficaces que s'ils étaient implantés à l'extrémité des lignes où apparaissent les contraintes, soit à l'ouest de Vannes. La sécurité d'alimentation de la zone serait alors assurée jusqu'au-delà de 2020, même dans le scénario haut de croissance de la demande. Cette production réduirait aussi sensiblement les pertes par effet Joule sur le réseau, et apporterait de la puissance réactive là où elle est la plus efficace pour maintenir le niveau de tension en tout point du réseau.

L'installation de moyens de production dans la zone de Cordemais ne présenterait pas autant d'intérêt pour la problématique de la zone Sud-Bretagne,



dans la mesure où elle accroîtrait les transits des lignes 225 000 volts déjà les plus chargées.

• La sécurité d'approvisionnement en Nord-Bretagne

La zone Nord-Bretagne (recouvrant la plus grande partie du département des Côtes-d'Armor et les agglomérations de Saint-Malo et Dinard) est alimentée par une ligne à un seul circuit 400 000 volts, et deux lignes 225 000 volts convergeant vers la Rance, à l'Est. Elle est reliée à la zone Sud-Bretagne par une simple ligne 225 000 volts à l'Ouest depuis le poste de La Martyre.

L'incident le plus préjudiciable à l'alimentation de la zone Nord est la perte de la ligne 400 000 volts entre Rennes et Saint-Brieuc.

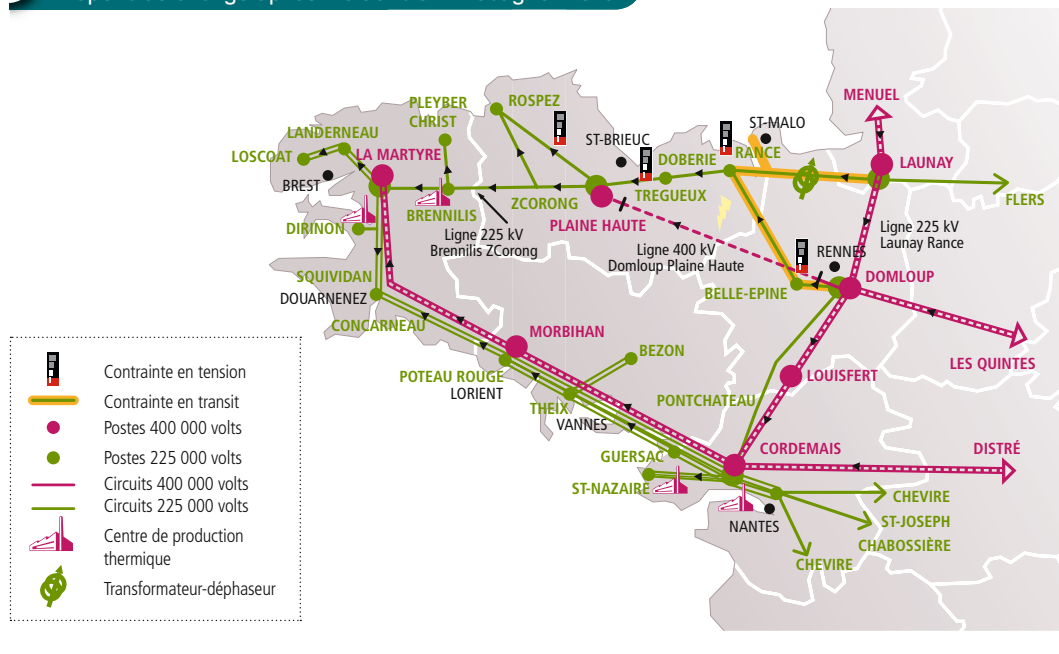
Bien qu'une partie de la puissance nécessaire parvienne alors depuis La Martyre par la ligne 225 000 volts issue de Brennilis située à l'Ouest, des surcharges apparaissent sur les deux lignes 225 000 volts de l'Est alimentant la Rance. La maîtrise de la surcharge sur la ligne Launay - Rance a déjà nécessité l'installation en 2002, d'un Transformateur Déphaseur (TD) au poste de la Rance, de manière à rééquilibrer les flux entre les deux

lignes 225 000 volts de l'Est. Néanmoins, le simple rééquilibrage devient insuffisant d'ici 2010 : c'est la capacité de transit globale qui est alors trop faible. Des surcharges inadmissibles, aggravées par les chutes de tension associées dans la zone de la Rance, apparaissent alors sur les deux lignes 225 000 volts de l'Est et conduisent en cascade à la perte de l'intégralité de l'alimentation de la zone si l'on ne procède pas à la mise en œuvre de délestage sur le Nord-Bretagne.

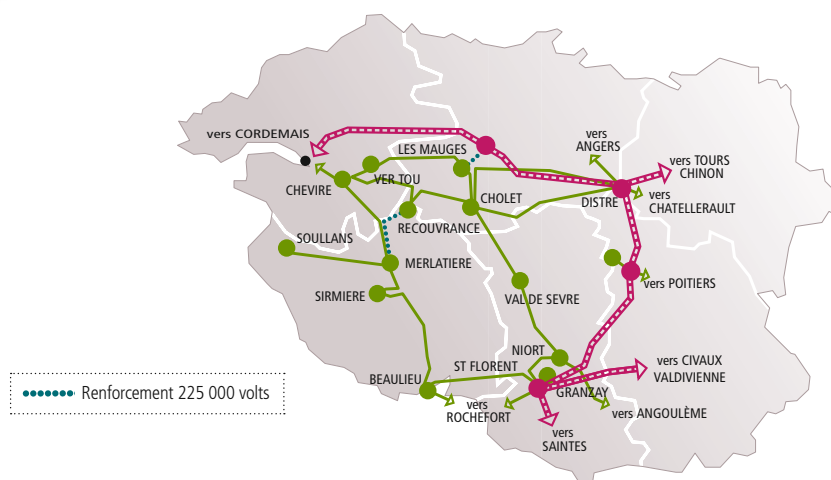
Une solution à ce problème a été initiée à la fin de l'année 2006 : à la suite d'un appel d'offres lancé par RTE pour mise à disposition de puissance dans la région de Saint-Brieuc, un producteur (qui sera propriétaire et exploitant de ses installations) a été retenu pour installer une centrale d'une puissance de 200 MW. RTE pourra mobiliser la production de cette installation dans le respect des règles d'exploitation du réseau lorsque la sécurité d'alimentation de la zone Nord-Bretagne l'exigera.

En attendant sa mise en service possible à partir de 2012, **la situation sur le Nord-Bretagne sera très fragilisée durant les prochains hivers pendant les pointes de consommation, comme l'épisode de froid du début d'année 2009 a pu en donner un premier aperçu.**

Report de charge après incident en Bretagne-Nord



Renforcements du réseau du Sud des Pays de la Loire



Cette solution est la seule qui permette de traiter dans des délais courts les contraintes en transits et en tension, et de les différer d'une dizaine d'années. À cette échéance, il apparaît que la sécurisation électrique de la zone passe nécessairement par une action conjointe et cohérente suivant trois axes : la maîtrise de la demande d'électricité, le développement de la production locale, et le renforcement du réseau public de transport.

• **La sécurité d'approvisionnement du Sud des Pays de la Loire**

La forte croissance de la consommation enregistrée au cours des dernières années sur ces territoires associée aux besoins en électricité de l'agglomération nantaise et de la région Bretagne sont générateurs de transits importants conduisant à une saturation des axes 225 000 volts (Cheviré - Merlatière - Sirmière - Beaulieu) et Cholet - Distré. En effet, les capacités de ces axes deviennent insuffisantes et ne permettent plus de garantir la puissance nécessaire à l'alimentation électrique de la région, notamment en période de fortes demandes en hiver. Cette saturation est susceptible d'entraîner dès aujourd'hui des risques importants de délestage, notamment en cas de défaillance de l'une des lignes 225 000 volts. La création fin 2006 du poste 225 000 / 90 000 volts de Val de Sèvre et l'installation d'un transformateur déphaseur au poste de Niort, apportent une réponse à court terme pour sécuriser et accompagner le développement de la partie Est du Sud des Pays de la Loire.

Ces projets valorisent les infrastructures existantes en utilisant au mieux les capacités restant encore disponibles sur les réseaux. Dans la même optique, le poste 225 000 / 90 000 volts de Soullans, dont la mise en service est effective depuis mai 2009, permet de lever les contraintes de saturation du réseau 90 000 volts du littoral du Sud des Pays de la Loire. Ces renforcements qui s'appuient sur les ouvrages existants du réseau de transport d'électricité, ne sont que des solutions de renforcement locales, qui nécessitent à moyen terme un renforcement structurel du réseau amont (225 000 volts et 400 000 volts), devenu indispensable.

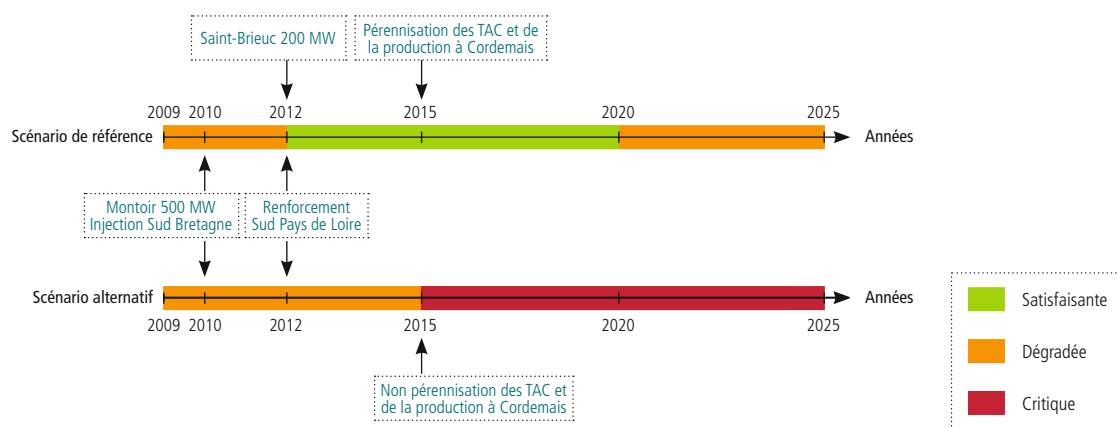
Ce projet de renforcement de l'alimentation électrique du Sud des Pays de la Loire, actuellement en instruction, permet de lever les contraintes jusqu'à l'horizon 2025, et d'éliminer durablement la fragilité du réseau 225 kV. Il consiste à réaliser simultanément avec une échéance de mise en service visée en 2012 :

- d'une part, la construction d'un nouveau poste de transformation 400 000 / 225 000 volts à proximité immédiate de la ligne 400 000 volts Corde-mais - Distré et sa liaison 225 000 volts sur le poste des Mauges ;
- d'autre part, la création d'une liaison 225 000 volts entre les postes de Recouvrance et de Merlatière.

L'arrivée de production et d'actions significatives de maîtrise de la demande d'électricité pourrait garantir la sécurité d'approvisionnement à plus long terme, au-delà de 2025.



Évolution de la sécurité d'alimentation dans l'Ouest



8.2.5 Conclusion

RTE a pris au cours de ces dernières années plusieurs dispositions destinées à renforcer la sécurité d'alimentation de la région Ouest. Dans un scénario de référence intégrant le maintien des moyens de production actuels, la mise en œuvre de ces actions permettra de maintenir une sécurité d'approvisionnement satisfaisante dans l'ouest de la France pour la prochaine décennie. Ces mesures sont fondées sur :

- des renforcements du réseau (injection 400 000 / 225 000 volts en Sud-Bretagne, renouvellement des compensateurs de Cheviré pour la tenue de tension, injection 400 000 / 225 000 volts et réalisation de liaisons 225 000 V pour alimenter le Sud des Pays de la Loire) ;
- l'incitation au développement de production locale (près de Saint-Brieuc, pour le Nord-Bretagne).

Toutefois, avec le réseau actuel et sans ces dispositions, les simulations de l'équilibre offre/demande menées à l'échelle de la région Ouest mettent en évidence des situations d'exploitation du système électrique de plus en plus tendues et alarmantes.

La mise en service d'un moyen de production dans la région de Saint-Brieuc, en complément du parc de production existant, apparaît comme la seule solution praticable permettant de faire face dans des délais courts à l'augmentation très significative des pointes de consommation. En parallèle, toute action de maîtrise de la demande en

électricité en Bretagne est particulièrement à encourager. À ce titre, RTE, l'État et la Région sensibilisent depuis l'hiver 2008/2009 les consommateurs locaux à modérer leur consommation en lançant des alertes ECOWATT lors des périodes les plus froides de l'hiver, où l'appel de puissance sur le réseau est le plus fort. Leur efficacité est directement fonction du nombre de foyers mobilisés, aujourd'hui encore modeste.

Dans le scénario alternatif où le volume et la localisation des moyens de production existants (les quatre TAC de Brennilis et Dirinon et les deux tranches fioul de Cordemais) ne seraient pas maintenus, la situation deviendrait critique : au moins 1 300 MW de production supplémentaire judicieusement répartis à l'ouest d'une ligne Lorient - Saint Brieuc seraient alors nécessaires pour assurer une sécurité d'approvisionnement satisfaisante jusqu'en 2020. À défaut, la sécurité d'approvisionnement serait extrêmement dégradée et RTE devrait recourir à des mesures de sauvegarde (demandes d'effacements, baisse de tension puis délestages tournants) dès l'arrêt de ces moyens. Ces mesures pourront être nécessaires pendant plus d'un quart de l'hiver à l'horizon 2020.

Au-delà de cette échéance et quel que soit le scénario envisagé, il apparaît que la sécurisation électrique de la région passe nécessairement par une action conjointe et cohérente sur les trois piliers que sont la MDE, le développement de la production locale et le renforcement du réseau public de transport.



PARTIE

9

CONCLUSION

9 CONCLUSION

Les prévisions de consommation s'inscrivent dans un contexte qui a fortement évolué depuis le Bilan Prévisionnel publié en juillet 2007 :

- le paquet « Énergie Climat » au niveau européen et le Grenelle de l'environnement ont donné une forte impulsion pour la mise en place d'une politique de maîtrise de la demande d'énergie volontaire ;
- le chauffage électrique, et notamment les pompes à chaleur, s'est fortement développé dans un contexte de volatilité des prix du pétrole ;
- la consommation des usages spécifiques de l'électricité est en forte croissance ;
- la consommation de la grande industrie poursuit son recul depuis 2005 ;
- enfin, la crise économique, dont on ne connaît pas l'issue, induit une incertitude inhabituelle à court terme sur l'évolution des consommations d'électricité.

Ainsi, dans le scénario « Référence », la croissance des consommations d'électricité en France continentale croît en moyenne de 0,9 % par an sur la période 2008 - 2015, puis de 0,8 % sur la décennie suivante, ce qui conduit à une consommation annuelle en énergie de 516 TWh en 2015, 535 TWh en 2020 et 559 TWh en 2025.

Trois autres scénarios encadrent la demande du scénario « Référence » à l'horizon 2025 :

- un scénario « Haut », dans lequel on retient une démographie plus forte et une maîtrise de la demande moins soutenue, qui conduit à 530 TWh en 2015, 558 TWh en 2020 et 591 TWh en 2025.
- un scénario « MDE renforcée » qui se distingue du scénario « Référence » uniquement par une accélération, au travers des lois Grenelle et des directives européennes, de la maîtrise de la demande globale d'énergie et qui conduit à 498 TWh en 2015, 515 TWh en 2020 et 532 TWh en 2025.
- un scénario « Bas », cumulant les effets d'une croissance faible et d'une démographie basse, qui conduit à 489 TWh en 2015, 498 TWh en 2020 et 509 TWh en 2025.

Ces évolutions en énergie annuelle combinées aux évolutions de forme de certaines courbes de charge par usage aboutissent notamment à ce que les pointes de puissance du matin, actuellement inférieures aux pointes du soir en hiver, sont susceptibles de leur devenir supérieures en fin d'horizon.

La sensibilité à la température de la consommation d'électricité, qui peut atteindre aujourd'hui 2 100 MW/°C à certaines heures de la journée, va s'accroître avec le développement du chauffage électrique, notamment des pompes à chaleur. En conséquence, la « pointe à une chance sur dix » associée au scénario « Référence » devrait atteindre 104 GW en 2015 et 108 GW en 2020, avant activation des effacements. Par rapport au Bilan Prévisionnel 2007 et à l'actualisation 2008, les différences d'évolution en structure de la consommation induisent des augmentations de puissance de plus de 3 GW à ces horizons, alors que les prévisions en énergie sont proches.

S'agissant de l'**offre de production à moyen terme**, la dynamique de construction de centrales s'est maintenue en 2007 et 2008.

L'événement marquant est le décollage du photovoltaïque, qui peut atteindre l'objectif fixé lors du Grenelle de l'environnement de 5,4 GW en 2020, si le contexte, aujourd'hui porteur, perdure. Le rythme de croissance de la filière éolienne semble devoir se maintenir en moyenne à près de 1 GW de nouvelle puissance installée chaque année. La filière biomasse se développe au rythme des appels d'offres gouvernementaux. La production hydroélectrique devrait connaître une relative stabilité, quelques nouveaux équipements compensant des pertes de productibles liées notamment à l'accroissement des débits réservés.

Par ailleurs, un réacteur nucléaire de type EPR, et dix Cycles Combinés Gaz (CCG) sont actuellement en cours de construction. Un autre projet de réacteur EPR a été annoncé en début d'année et des propositions de recordement pour près de 23 GW de projets de centrales thermiques classiques, au total, ont été acceptées par

leurs promoteurs. Cela marque une intense prospection de la part des producteurs, sans pouvoir préjuger de la manière dont ces projets se concrétiseront. Tous n'ont en effet pas vocation à être poursuivis, et le contexte actuel de crise financière peut inciter des porteurs de projets concurrents à marquer une pause.

Il convient de rappeler que l'accueil de ces nouveaux moyens de production, quelle que soit la filière énergétique retenue, nécessite un développement majeur du réseau de transport d'électricité sur le territoire métropolitain, et une prise de conscience collective des enjeux de sécurité d'approvisionnement qui s'y attachent.

En revanche, au terme des contrats d'achat d'électricité ayant favorisé l'essor de la filière, le parc de cogénération va probablement s'éroder, avec une perte estimée à 2 GW d'ici 2015. Par ailleurs, les centrales de production au charbon les moins performantes sur le plan environnemental (pour un total de 3,6 GW) vont être déclassées d'ici 2015, conformément à la directive GIC. Trois centrales au fioul (pour un total de 750 MW), également contraintes au déclasserment d'ici 2015, vont être transformées en CCG. Le devenir entre 2015 et 2020 du reste du parc fioul existant (près de 5 GW) dépendra de la révision de la directive IPPC et du calendrier de durcissement des valeurs limites d'émissions.

En matière d'offre, RTE est attentif et entend contribuer au développement annoncé de leviers de maîtrise de la courbe de charge, permettant d'effacer des consommations d'électricité (par substitution avec des dispositifs bi-énergie, ou simple report à une période ultérieure). En la matière, l'avènement d'une offre significative, c'est-à-dire à même de constituer une véritable alternative au développement de centrales de production de pointe, requiert une coordination de l'ensemble des acteurs de la filière, et la proposition d'un cadre réglementaire globalement cohérent susceptible de rémunérer justement l'activation de moyens de pointe.

Les échanges avec l'étranger sont par ailleurs amenés à jouer demain un rôle toujours plus important en Europe, et leur modélisation dans le cadre de cet exercice de Bilan Prévisionnel a fait l'objet d'une attention accrue.

Les échanges internationaux participent pleinement à l'équilibre offre-demande. Aujourd'hui comme hier, les ouvrages de réseau et les interconnexions entre les pays européens permettent de foisonner la demande, et de lui confronter l'offre de l'ensemble des centrales de production au-delà des frontières nationales. En offrant aux systèmes nationaux des possibilités de respiration, des capacités d'interconnexion adaptées permettent de pallier localement les variations de production d'origine renouvelable, sans limiter leur développement là où se trouvent les ressources primaires, ou devoir se priver temporairement d'une énergie propre et gratuite. D'une façon plus générale, en cas d'aléa défavorable (température, vent, précipitations, pannes, etc.), elles donnent la possibilité de recourir aux secours souvent disponibles à l'étranger. Elles autorisent aussi un appel aux centrales de production thermique des moins chères aux plus chères, les mettant en concurrence à l'échelle du territoire interconnecté. Les acteurs du marché peuvent ainsi arbitrer entre les technologies et, au jour le jour, atténuer l'impact des fluctuations des prix des combustibles primaires sur le coût de l'électricité ou, à une échelle pluriannuelle, planifier des investissements.

Dans le cas particulier de la France, la croissance forte de la consommation, et notamment des pointes lors des vagues de froid risque de rendre plus fréquentes que par le passé des situations ponctuelles d'importations pour satisfaire la demande instantanée. Le risque de défaillance de l'équilibre offre-demande en France, analysé dans cet exercice de Bilan Prévisionnel, peut donc bien s'interpréter aussi simplement comme le besoin de devoir recourir à des importations pour garantir l'équilibre offre-demande national.

De plus, le développement important des filières renouvelables, éolienne au premier chef, en France et dans les pays voisins rend plus aigu le besoin de nouvelles capacités d'échange : d'une part pour maintenir la robustesse du système ouest-européen à son niveau actuel ; d'autre part pour bénéficier pleinement des ressources renouvelables, et éviter les situations de congestion ou des difficultés de constitution de réserves de production imposant leur substitution par des énergies fossiles.

Cet exercice de Bilan Prévisionnel tient compte des projets de renforcement des interconnexions portés par RTE, et qui apportent un gain global de 3 à 4 GW de capacité d'échanges à l'horizon 2020.

À moyen terme, c'est-à-dire à un horizon de cinq ans, l'enjeu principal du Bilan Prévisionnel est d'évaluer des risques quant à l'équilibre offre-demande en France.

En comparant le scénario de consommation « Référence » et l'offre « Projets engagés », on constate que le critère d'adéquation – moins de trois heures de défaillance par an en espérance – est respecté jusqu'en 2012. Il est ensuite légèrement dépassé en 2013 et plus nettement en 2014. À l'horizon de cinq ans, la puissance additionnelle nécessaire pour maintenir le risque de défaillance au niveau requis se chiffre à 1 800 MW.

Un tel résultat pourrait conduire à émettre un message d'alerte, comme cela a été le cas dans le Bilan Prévisionnel de 2005. Cependant, par de nombreux aspects, le contexte apparaît aujourd'hui très différent. En premier lieu, il existe aujourd'hui une dynamique d'investissement de production qui s'est traduite dès 2006 par la construction et la remise en service de moyens de pointe, le développement de l'éolien et par le lancement de l'EPR de Flamanville et de nombreux projets de CCG. Si les décisions d'engagement ont marqué une pause en 2008, plusieurs projets de CCG sont suffisamment avancés sur les plans administratif et industriel pour une mise en service d'ici 2014. La construction de turbines à combustions, moyens dont la mise en œuvre est typiquement d'un ou deux ans, pourrait également être engagée, le cas échéant. De plus, le calcul du risque de défaillance suppose que l'annulation du solde des échanges soit ponctuellement possible, en espérance, pour passer des situations tendues. Or plusieurs études menées par les GRT européens montrent que les marges de production en hiver dans les pays voisins de la France vont s'accroître globalement d'environ 10 GW d'ici 2015. Ainsi, l'hypothèse d'annulation du solde des échanges pour passer les pointes peut sembler trop conservatrice dès lors qu'on la confronte à l'analyse de l'équilibre offre-demande étendue à un ensemble de pays fortement interconnectés.

La vigilance s'impose cependant :

- En fin d'horizon, et tout particulièrement en 2015, le besoin identifié devient très important, proche de 5 000 MW au-delà du parc actuel qui restera en exploitation ou aujourd'hui en construction. L'arrêt des centrales charbon en dérogation GIC entre 2013 et 2015 est la cause principale de cet effet d'accélération du besoin en puissance. L'arrêt de centrales thermiques autour de 2015 pour obsolescence environnementale étant global à l'échelle de l'Europe, c'est à cette maille et cette échéance que doit porter toute l'attention des études d'adéquation menées par les GRT européens.
- Il s'avère également important de surveiller les effets de la crise économique et financière qui peut retarder les développements de production en France, mais aussi ailleurs en Europe.
- Enfin, il apparaît plus que jamais essentiel de rester attentif au développement des usages de pointe (chauffage et usages spécifiques essentiellement) et de leur impact lors des vagues de froid ou autres conditions météorologiques extrêmes.
- En corollaire du côté de l'offre, il faut dès maintenant examiner les conditions du développement de moyens de pointe et d'accroissement du potentiel d'effacement.

À plus long terme, c'est-à-dire à un horizon quinze ans, les perspectives sont très ouvertes. Il n'est plus réellement question d'alerter quant aux risques pour l'équilibre offre-demande, puisqu'il est encore temps de prendre toutes décisions d'investissement. Il s'agit plutôt d'esquisser un panorama aussi large que possible des conséquences, en termes de bilans énergétiques et d'émissions de CO₂, que peuvent entraîner différentes options de politique énergétique :

- Comme on l'a évoqué plus haut, l'évolution de la consommation peut suivre des trajectoires passablement divergentes, selon l'efficacité des mesures de MDE déployées et les transferts d'usage, choisis ou subis, des énergies fossiles vers l'électricité.
- Les perspectives de développement des filières renouvelables peuvent également être très différentes selon que la concrétisation des objectifs du Grenelle de l'environnement est rapide ou ralentie.
- Les centrales nucléaires les plus anciennes auront atteint une durée de vie de 40 ans, et la question de la prolongation de leur exploitation ou de leur fermeture sera posée.

Dans le scénario de consommation « Référence », compte tenu des perspectives d'évolutions des filières renouvelables et d'un maintien de la puissance du parc nucléaire à 65 GW, la satisfaction du critère d'adéquation à chaque horizon d'étude requiert 4 GW à l'horizon 2015, plus de 12 GW au total à l'horizon 2020 (en supposant déclassés d'ici là les moyens fioul aujourd'hui en exploitation), et 16 GW au total à l'horizon 2025 ; ou en d'autres termes un rythme d'investissement de 4 à 5 GW par tranche de cinq ans.

Des sensibilités ont été testées, d'une part aux quatre scénarios de demande, d'autre part à des scénarios d'offre (développement ou diminution du parc nucléaire, développement fort ou ralenti des énergies renouvelables). Par convention, à des fins de comparaison des variantes, un seul terme de bouclage des bilans est considéré : le développement du parc thermique classique (gaz et fioul). On peut résumer cette analyse de sensibilité à l'horizon 2025 de façon très synthétique :

- Un fort développement du nucléaire (+10 GW) ; ou des énergies renouvelables (25 GW éoliens) ; ou encore une maîtrise de la demande (scénario « MDE renforcée ») résultent assez naturellement en de très importants soldes exportateurs, entre 80 et 100 TWh, et de très faibles émissions de CO₂ dues à la production d'électricité sur le territoire français, à moins de 20 MtCO₂.
- A contrario, avec une réduction du parc nucléaire installé (-10 GW) ; ou un moindre développement des filières renouvelables (15 GW éoliens) ; ou une consommation plus forte (scénario « Haut ») le solde exportateur diminue par rapport à la vision « Centrale », mais reste largement positif, entre 50 et 70 TWh, alors que les émissions de CO₂ en France peuvent sensiblement augmenter, entre 30 et 50 MtCO₂.

Dans toutes les variantes considérées, la France présente ainsi toujours un solde annuel très exportateur. Cependant, dans le même temps, l'augmentation des sensibilités climatiques est un fait significatif. Elle est reflétée par la croissance importante des pointes de consommation et du gradient de température qu'on estime atteindre 2 500 MW/°C avant 2025. On anticipe par ailleurs un très fort accroissement des productions renouvelables intermittentes, en France mais aussi généralement en Europe.

Ces évolutions réclameront à terme une mutualisation des capacités de production européennes plus importante qu'aujourd'hui, ce qui signifie une très forte intégration des réseaux européens, tant en terme de capacités physiques que d'aptitude à en optimiser l'utilisation avec une grande réactivité. Sans prétendre ici le quantifier, il apparaît qu'un renforcement des interconnexions sera nécessaire, *a minima* pour maintenir le système électrique au même niveau de robustesse et de sécurité qu'aujourd'hui.

Les situations particulières des régions PACA et Bretagne étendue à la Loire-Atlantique et à la Vendée, sont également présentées. Ces deux régions ont en commun une croissance très dynamique de leur consommation d'électricité, portée par la démographie et supérieure à la moyenne nationale, alimentée pour l'essentiel par l'intermédiaire du réseau de transport, et de manière excentrée par la production régionale. Ce déséquilibre, d'ores et déjà alarmant, conduit RTE à promouvoir dès aujourd'hui des solutions pour renforcer la sécurité d'alimentation à court et moyen termes en Bretagne et dans l'Est-PACA. À plus long terme, la sécurité d'approvisionnement de ces deux régions repose sur trois piliers : maîtrise de la demande d'électricité et des pointes, développement de production locale, et développement du réseau.

ANNEXES

- 1 Analyse sectorielle des consommations d'énergie
- 2 Analyse de l'effet des mesures de MDE
- 3 Production photovoltaïque
- 4 Méthode de simulation de l'équilibre offre-demande
- 5 Équilibre offre-demande à Long Terme

A1 ANALYSE SECTORIELLE DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE

L'industrie, le tertiaire et le résidentiel sont les trois principaux secteurs sur le plan de la consommation d'électricité. Ils sont jusqu'à présent d'un poids sensiblement équivalent, mais le secteur résidentiel pèsera plus sur la consommation totale à moyen terme. Il convient d'y ajouter les secteurs du transport, de l'agriculture et de l'énergie, moindres consommateurs.

Prévisions de consommation par secteurs (TWh)

	2007	2020				2025			
		Bas	MDE renforcée	Référence	Haut	Bas	MDE renforcée	Référence	Haut
Industrie	134.3	139.7	144.3	147.5	149.7	142.5	148.7	153.1	155.3
Tertiaire	121.7	126.2	130.2	139.9	142.8	126.3	131.3	144.5	148.3
Résidentiel	144.7	158.5	159.3	170.2	181.5	161.8	162.2	177.5	192.8
Transport	12.5	16.4	22.5	17.6	22.6	19.3	29.8	21.5	30.2
Agriculture	8.2	9.4	9.4	9.4	9.4	10.0	10.0	10.0	10.0
Énergie (dont pertes réseaux)	58.0	47.7	48.9	50.7	52.3	48.6	50.4	52.6	54.8
Consommation intérieure	479.4	497.9	514.6	535.4	558.3	508.5	532.4	559.1	591.3

A1-1 INDUSTRIE

Les prévisions de consommation d'électricité dans l'industrie s'appuient sur une décomposition en secteurs d'activités. L'énergie électrique consommée est principalement déterminée par le volume produit par les entreprises (tonnes, nombre de produits, chiffre d'affaires), et le besoin en énergie électrique par unité produite. Ces deux déterminants de la consommation d'un secteur d'activité font l'objet d'hypothèses construites à partir d'analyses économiques (potentiel de croissance, attractivité du territoire, stratégies de développement des entreprises du secteur, conjoncture), et techniques (procédés de fabrication, progrès technique, mesures d'efficacité énergétique, substitutions de sources d'énergie).

Certaines activités sont en déclin sur le territoire et d'autres sont plus dynamiques, notamment certains secteurs des biens d'équipement (matériels électriques, mécaniques, aéronautiques, ferroviaires) et l'industrie agroalimentaire.

Les prévisions d'activité sectorielles ne présupposent pas de délocalisations de gros sites industriels supplémentaires à celles déjà annoncées. L'impact de la crise économique doit être relativisé compte tenu de l'horizon de prévision de l'exercice, et est considéré avec prudence. Les hypothèses de reprise diffèrent selon les scénarios. Le niveau de production de 2007 serait ainsi retrouvé à une échéance comprise entre 2010 et 2012.

L'impact du Grenelle de l'environnement est également traduit dans les hypothèses de croissances sectorielles notamment par le développement du recyclage, de la construction et de la rénovation des bâtiments.

Les hypothèses sectorielles sont encadrées par une hypothèse globale portant sur l'indice de croissance de la production industrielle, évalué à 1,2 % par an, en moyenne sur la période, dans l'ensemble des scénarios, excepté le scénario bas où il est évalué à 1 %.

Concernant les process, cette nouvelle édition se base sur une étude plus fine des consommations des moteurs électriques (représentant 60 % des consommations totales de l'industrie). Le potentiel d'économies d'énergies est ainsi principalement attribué aux moteurs, grâce au développement de la vitesse variable et au remplacement du parc de moteurs par des moteurs de classe d'efficacité supérieure. Les autres économies d'énergie se situent pour l'essentiel au niveau des compresseurs d'air et de froid, de l'éclairage et du chauffage des locaux. Compte tenu des progrès déjà faits, le potentiel total d'économie d'énergie de l'industrie demeure relativement faible par rapport aux secteurs tertiaire et résidentiel (cf. annexe 2).

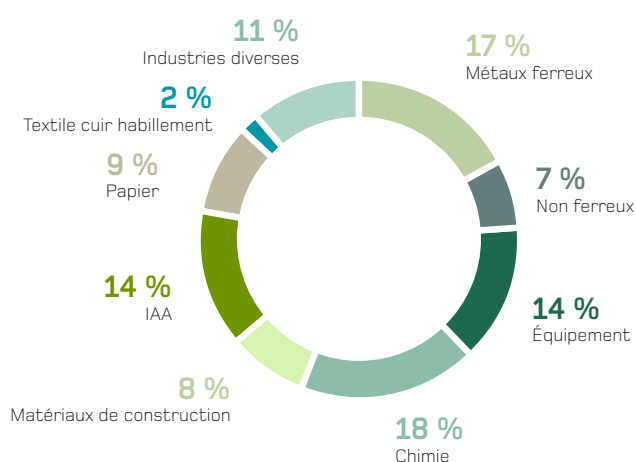
Les hypothèses retenues dans le scénario « Référence » mènent à une croissance moyenne des consommations d'électricité de 0,7 % par an.

Le scénario « MDE renforcée » se traduit par un quasi-doublement des économies d'énergie par rapport au scénario « Référence ». Il favorise le développement du recyclage, et certaines substitutions combustible-électricité, notamment sur les process thermiques. Il en résulte une consommation d'électricité, à l'horizon 2025, en retrait de 3 % par rapport au scénario « Référence ».

Le scénario « Bas » reprend les effets du scénario « MDE renforcée » sur les économies d'énergie, avec une moindre contribution de l'effet des substitutions d'énergie dans les process, et une baisse du volume de consommation importante du fait de l'hypothèse basse sur l'indice de production industrielle.

Le tableau suivant détaille les prévisions de croissance de la consommation d'électricité dans les différents secteurs, suivi de commentaires relatifs à l'évolution de chaque secteur.

Consommation d'électricité dans l'industrie – scénario « Référence »



Répartition par secteurs en 2006

Taux de croissance annuel moyen entre 2006 et 2025

Métaux ferreux	-0,1 %
Non ferreux	-0,7 %
Équipement	0,7 %
Chimie	0,8 %
Matériaux de construction	1,2 %
IAA	1,2 %
Papier	0,9 %
Textile cuir habillement	-1,0 %
Industries diverses	1,2 %
Global	0,7 %

• Métaux

La production nationale d'acier est supposée relativement stable sur l'horizon de prévision, avec cependant un effet de structure lié à la baisse de l'acier

électrique et la hausse de l'acier à oxygène, résultant de fermetures de sites déjà annoncées.

La majorité des sites de production d'aluminium première fusion devrait disparaître d'ici 2025, avec

cependant l'hypothèse du maintien de deux usines de production en France. L'aluminium deuxième fusion devrait augmenter avec le taux de recyclage.

• Équipement

Le secteur des biens d'équipement est globalement en croissance, notamment tiré par la mécanique et les gros matériels électriques dont les débouchés restent porteurs (réseaux, production d'électricité, équipements télécoms, ferroviaire, spatial, médical).

La construction automobile, à long terme, est supposée en légère baisse (pas de fermetures de sites).

• Chimie

Les capacités françaises de production d'ammoniac et d'engrais devraient être maintenues au moins jusqu'en 2015. Il est donc fait l'hypothèse d'un recul modéré, éventuellement amplifié dans un scénario environnemental par le développement de l'agriculture biologique.

La production de chlore est supposée stable, voire en légère décroissance dans un scénario environnemental (préoccupations de santé publique), alors que la production de gaz industriels bénéficie d'un fort dynamisme, notamment à travers le développement de la filière hydrogène.

Enfin, la production française de la chimie organique est supposée suivre en proportion la croissance de la demande européenne.

• Matériaux de construction

La croissance de la production de ciment, plâtre, et chaux, ainsi que des céramiques de types tuiles et briques devrait être tirée par les besoins en rénovation et isolation des bâtiments, et par la construction neuve. Les hypothèses retenues traduisent une contribution de ces deux effets dans le cadre des mesures du Grenelle.

Le verre, et plus particulièrement le verre plat qui est essentiellement utilisé dans le bâtiment et l'automobile, devrait profiter de cet effet positif, notamment avec le développement du triple vitrage.

• Industries agroalimentaires

La production laitière en France devrait augmenter dans les prochaines années. Les craintes de catastrophes climatiques telles que la récente sécheresse en Australie devraient se traduire par un repositionnement des grands industriels sur des zones à très faible risque telles que l'Europe (source ATLA⁵³). De plus, le relâchement des contraintes politiques européennes de régulation de la production agricole et alimentaire (notamment la levée des quotas laitiers en 2015) devrait également favoriser la croissance du secteur.

• Papier

La fabrication de pâtes à papier est supposée poursuivre sa croissance, du fait de l'augmentation du recyclage.

En fort ralentissement depuis 10 ans, la fabrication de papier-carton est supposée en croissance modérée à long terme, du fait du caractère cyclique de l'activité et de la reconfiguration progressive du tissu industriel tendant vers la fermeture des petits sites de production et la construction de gros sites.

• Textile, cuir, habillement

Le secteur peu consommateur est supposé poursuivre son recul entamé depuis quelques années.

• Industries diverses

Le secteur est globalement en croissance avec une contribution positive des principaux sous-segments que sont l'industrie du caoutchouc, dont les débouchés très diffus dans l'ensemble de l'industrie assurent une croissance relativement robuste, l'industrie du plastique, attendue en croissance dans les débouchés du bâtiment, de l'emballage et de l'automobile et l'industrie du bois tirée par le bâtiment.

A1-2 TERTIAIRE

Le secteur tertiaire représente un ensemble très diversifié de consommations d'électricité. Il comprend d'une part les consommations dans les bâtiments, que l'on distingue par branches (bureaux, commerces, maisons de retraite, hôpitaux, établissements d'enseignement, activités de restauration), et d'autre part les consommations hors bâtiments (télécoms, éclairage public, armée, centres de recherche).

L'évolution du parc de bâtiments (construction neuve, désaffectation des bâtiments anciens) est le premier facteur explicatif de l'évolution de la consommation d'électricité dans le tertiaire. Cette évolution est par ailleurs très contrastée d'une branche à l'autre, et corrélée à certains paramètres déterminants comme l'effectif occupé⁵⁴, l'effectif scolarisé... Les hypothèses globales de croissance du PIB encadrent les hypothèses de croissance déclinées par branches.

Les consommations unitaires de certains usages tels que le chauffage ou l'éclairage sont sensibles aux

politiques de maîtrise de la demande d'électricité. L'impact du Grenelle de l'environnement sur l'isolation des bâtiments et des directives européennes sur la pénétration de technologies performantes dans les bâtiments est pris en compte dans l'élaboration des hypothèses.

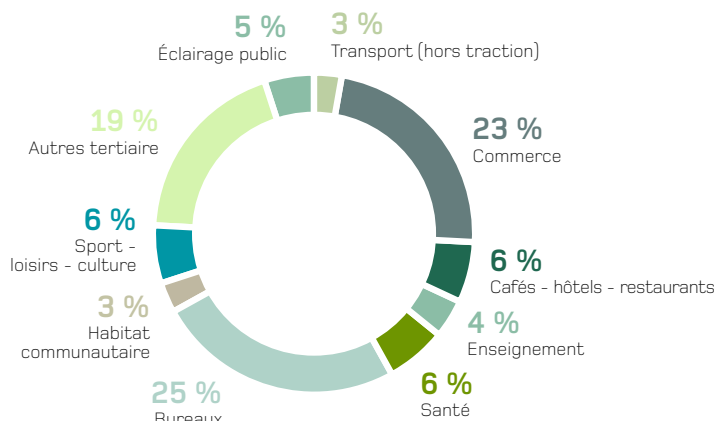
Du fait d'une moindre activité industrielle dans le futur et des hypothèses de croissance du PIB, l'activité économique est considérée se déplacer vers le secteur tertiaire. Malgré une intensité énergétique (énergie/valeur ajoutée) plus faible que l'industrie, et une forte dynamique en matière d'économies d'énergie, le tertiaire assume ainsi une grande part de la croissance de la consommation d'électricité, avec une croissance annuelle moyenne de 1,1 % entre 2006 et 2025.

Les deux tableaux ci-après présentent l'évolution des consommations d'électricité par branches et par usages :

Source : scénarios de population active de l'INSEE.

54

Consommation d'électricité dans le tertiaire - scénario « Référence » - par branches



Répartition par secteurs en 2006

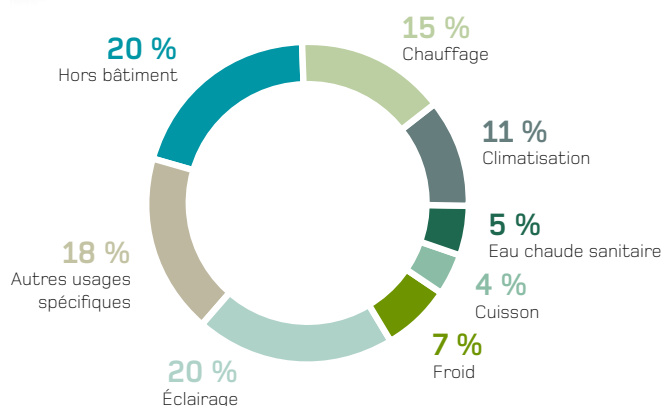
Taux de croissance annuel moyen entre 2006 et 2025	
Transport (hors traction)	1,3 %
Commerce	0,7 %
Cafés - hôtels - restaurants	1,2 %
Enseignement	1,6 %
Santé	1,2 %
Bureaux	0,8 %
Habitat communautaire	2,7 %
Sport - loisirs - culture	1,8 %
Autres tertiaire	1,4 %
Éclairage public	0,9 %
Total	1,1 %

• Croissance du parc de bâtiments

L'impact de la croissance du parc sur les consommations d'électricité peut être tempéré par des baisses de consommation unitaire. Les branches ayant les plus fortes dynamiques de parc sont l'habitat communautaire (comprenant les maisons de retraites) et la branche sports - loisirs - culture avec une augmen-

tation des surfaces chauffées totales de près de 2 % par an entre 2006 et 2025. La plupart des autres branches ont des croissances de surfaces chauffées inférieures à 1 %, excepté la branche bureaux dont les surfaces croissent de 1,2 % par an. Dans le scénario « Référence », les surfaces chauffées, toutes branches confondues, augmentent de 1,1 % par an entre 2006 et 2025.

Consommation d'électricité dans le tertiaire – scénario « Référence » – par usage



Répartition par secteurs en 2006

Taux de croissance annuel moyen entre 2006 et 2025	
Chauffage	1,0 %
Climatisation	2,5 %
Eau chaude sanitaire	2,3 %
Cuisson	2,8 %
Froid	0,6 %
Éclairage	0,2 %
Autres usages spécifiques	0,9 %
Hors bâtiment	0,8 %
Total	1,1 %

• Chauffage

La part du chauffage électrique dans le parc tertiaire existant dépend du volume annuel de surfaces transférées entre chauffage combustible et chauffage électrique. Dans les locaux neufs, on fait l'hypothèse d'un maintien de la part de l'électricité, celle-ci étant influencée par la répartition public-privé : l'électricité est plus souvent choisie comme énergie de chauffage des surfaces privées. Ainsi, la part de l'électricité dans les surfaces chauffées passe de 23 % en 2006 à 29 % en 2025.

La baisse des besoins de chauffage induite par le Grenelle de l'environnement est plus sensible dans la construction neuve que dans les bâtiments anciens, qui font toutefois l'objet de travaux de rénovation. Dans le scénario « Référence », la consommation unitaire de chauffage (par m²) en 2025 baisse de 24 % par rapport à 2006. Elle baisse de 29 % dans le scénario « MDE renforcée ». La consommation unitaire des bâtiments construits avant 2006 baisse de 19 % grâce à la rénovation, celle du parc construit entre 2006 et 2025 présente un besoin moyen en chauffage inférieur de 38 % au parc existant en 2006.

L'augmentation de consommation de l'usage chauffage est finalement tempérée par les gains en isolation avec une croissance annuelle moyenne de 1,0 %.

• Climatisation

L'isolation des bâtiments devrait permettre une réduction des besoins en climatisation, plus sensible

dans la construction neuve que dans le parc existant. La pénétration de technologies performantes telles que les VRV-Inverter, l'eau glacée, et la GTC (Gestion Technique Centralisée) permettront également des baisses de consommation unitaire.

Cependant, on suppose une croissance annuelle de moins d'un point du taux d'équipement en climatisation. Cette augmentation devrait être plus tempérée dans la construction neuve que dans l'ancien, où les travaux d'isolation ne devraient pas faire baisser aussi sensiblement les besoins en climatisation.

En considérant l'ensemble du parc (neuf + ancien), dans le scénario « Référence » le taux de climatisation gagne 16 points entre 2006 et 2025 et la consommation unitaire baisse de 22 %. Dans le scénario « MDE renforcée », le taux de climatisation gagne 10 points et la consommation unitaire baisse de 33 %.

• Éclairage

La disparition progressive de l'incandescence devrait avoir moins d'impact sur le secteur tertiaire que sur le secteur résidentiel (cf. paragraphe 2.3.2) dans la mesure où l'éclairage n'utilise que faiblement ce type d'ampoule. Il reste une part non négligeable d'incandescence, mais celle-ci est en grande partie due à des ampoules non standard dont la vente devrait pour l'instant rester autorisée. L'implantation généralisée de ballasts électroniques et une gestion automatisée du poste d'éclairage devraient permettre une forte baisse des consommations unitaires. Dans

un scénario environnemental, l'implantation de LED permettrait des gains supplémentaires.

La consommation unitaire de l'usage éclairage est

ainsi en retrait de 16 % en 2025, par rapport à 2006, dans le scénario « Référence ». Elle baisse de 29 % dans le scénario « MDE renforcée ».

A1-3 RÉSIDENTIEL

Le résidentiel est, avec le tertiaire, le moteur principal de la croissance de la consommation. Cependant, les orientations actuelles de maîtrise de la demande devraient atténuer cette croissance. Ainsi, la consommation du secteur résidentiel croît de 1,6 % par an jusqu'en 2015 mais se réduit à 0,7 % par an au-delà.

L'évolution de cette consommation est dictée par plusieurs facteurs :

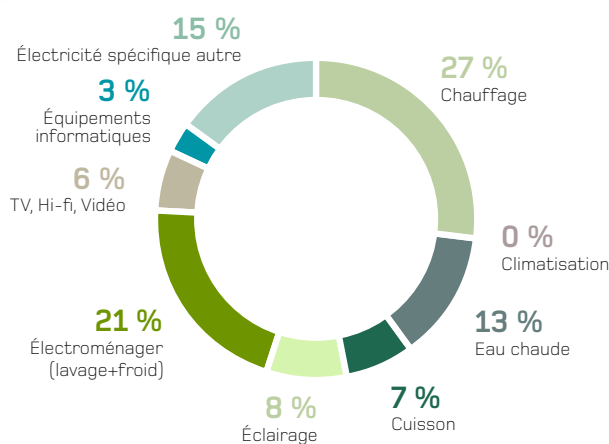
- la croissance du parc de logements (et son renouvellement), elle-même liée à la construction neuve

et à l'augmentation du nombre de ménages ;

- l'évolution structurelle du parc de logements (part des maisons individuelles et des logements collectifs) ;
- l'évolution des taux d'équipement des différentes technologies répondant aux besoins des ménages ;
- l'évolution des consommations unitaires des différents usages (substitutions de technologies plus performantes, isolation des bâtiments, etc.).

Le tableau suivant présente l'évolution des consommations d'électricité par usage :

Consommation d'électricité dans le résidentiel – scénario « Référence »



Répartition par secteurs en 2007

Taux de croissance annuel moyen entre 2007 et 2025	
Chauffage	1,5 %
Eau chaude	1,2 %
Cuisson	1,0 %
Climatisation	7,7 %
Éclairage	-4,1 %
Électroménager (lavage+froid)	-0,4 %
TV, Hi-fi, Vidéo	2,4 %
Équipements informatiques	-0,5 %
Électricité spécifique autre	3,8 %
Total	1,3 %

• Croissance du parc de logements

L'évolution du parc de logements résulte de la croissance démographique, de la construction neuve, des évolutions sociales influençant le nombre de personnes par ménages, et de la désaffectation des bâtiments anciens.

Les hypothèses de croissance du nombre de ménages des scénarios « Référence » et « MDE renforcée » reposent sur le scénario médian de l'INSEE. Il résulte de cette hypothèse un taux de croissance annuel moyen du nombre de ménages de 0,9 % par an entre 2007 et 2025.

Ces dernières années, la construction neuve a été exceptionnellement dynamique avec près de 450 000 logements construits en 2007. En 2008 et 2009, ce dynamisme a été stoppé par la crise économique. L'hypothèse retenue dans le scénario « Référence » suppose un rythme annuel de construction d'environ 320 000 logements jusqu'en 2025, avec une part de maisons individuelles stable autour de 60 %.

• Usage chauffage

Le contexte actuel a été très favorable au chauffage électrique, à la fois dans la construction neuve mais

aussi dans le parc existant (transferts du fioul vers l'électricité) pour plusieurs raisons : une forte volatilité des prix des combustibles, des mesures fiscales favorisant la pénétration des pompes à chaleur, un prix élevé de l'immobilier encourageant un choix de système de chauffage à faible investissement. Dans ce contexte réglementaire et économique, la pompe à chaleur aérothermique a réalisé une percée notable dans le parc de maisons individuelles, autant dans le neuf que dans l'ancien, où elle vient se substituer aux chaudières au fioul. Les mesures prises dans le Grenelle de l'environnement contribuent à favoriser le développement des pompes à chaleur.

Ainsi, dans le scénario « Référence », la part du chauffage électrique (toutes technologies confondues) est supposée augmenter d'une dizaine de points à l'horizon 2025, cette part dépendant de la nature collective ou individuelle des logements.

Le renforcement de la réglementation thermique pour la construction neuve et les objectifs de réhabilitation lourde du parc existant se traduisent par des baisses de consommation unitaire, supposées plus fortes dans le scénario « MDE renforcée » :

- Scénario « Référence » : baisse de 29 % dans le neuf et de 17 % dans l'existant ;
- Scénario « MDE renforcée » : baisse de 47 % dans le neuf et de 24 % dans l'existant.

Ainsi, les effets combinés de croissance du parc de logement, de pénétration de nouvelles technologies fonctionnant à l'électricité et de baisse réaliste des consommations unitaires conduisent à un taux de croissance moyen de la consommation de chauffage de 1,5 % par an sur la période de l'étude.

• Eau chaude sanitaire

Le développement des chauffe-eau solaires, des chauffe-eau thermodynamiques ou des pompes à chaleur assurant à la fois le chauffage de l'habitation et de l'eau modifie la structure du parc actuel de chauffe-eau électriques.

Dans le scénario « Référence », le parc de chauffe-eau utilisant partiellement ou totalement l'électricité comme énergie se développe à un rythme de 1,9 % par an.

La pénétration des pompes à chaleur et du solaire thermique permet des apports gratuits et une réduction importante des consommations unitaires d'eau chaude produite via ces technologies. En parallèle, on suppose une stabilité des consommations unitaires des chauffe-eau à accumulation. Ces différentes hypothèses conduisent à une croissance des consommations d'électricité relatives à cet usage de 1,2 % par an jusqu'en 2025.

• Climatisation

Dans un scénario environnemental, l'installation de climatisation dans les logements est restreinte afin d'éviter le surplus de consommation induit par cet équipement.

L'équipement en climatisation des logements résidentiels reste faible. On suppose un doublement du taux d'équipement actuel à l'horizon 2025 dans le scénario « Référence », soit un peu plus de 7 % des ménages équipés. Le scénario « MDE renforcée » conduit à un niveau d'équipement moindre (5 %).

• Éclairage

La disparition de l'incandescence déjà amorcée (cf. paragraphe 2.3.2) conduit à une forte réduction des consommations unitaires de 60 % dans le scénario « Référence », et de 70 % dans le scénario « MDE renforcée » d'ici à 2025.

Cette baisse de consommation unitaire est due au remplacement des ampoules à incandescence par des ampoules fluocompactes ou des halogènes à économie d'énergie, et des diodes à plus long terme : la pénétration plus ou moins rapide de ces nouvelles technologies permet d'afficher une consommation d'électricité en forte baisse malgré la croissance du nombre de logements.

• Électroménager (froid + lavage)

Le taux d'équipement en réfrigérateur est stable et proche de 100 %, tandis que le taux d'équipement en congélateurs augmente sensiblement. Dans le cadre de la directive européenne EuP, les améliorations des performances énergétiques de ces appa-

reils et le nouvel étiquetage permettent une forte baisse des consommations unitaires (cf. annexe 2) qui fait plus que compenser la croissance du parc de réfrigérateurs et de congélateurs : ainsi, la consommation de froid baisse de 1,3 % par an dans le scénario « Référence », et de 2,2 % par an dans le scénario « MDE renforcée ».

En revanche, les baisses de consommations unitaires attendues pour les lave-linge et lave-vaisselle, et dans une moindre mesure pour les sèche-linge, ne suffisent pas à compenser la croissance du parc de ces appareils. La consommation de l'usage lavage (lave-vaisselle, lave-linge et sèche-linge) est en augmentation de 0,5 % par an dans le scénario « Référence », et de 0,2 % par an dans le scénario « MDE renforcée ».

• Cuisson

On suppose une évolution tendancielle des consommations unitaires de cet usage sur un horizon de 15 ans. Dès aujourd'hui, certains constructeurs commencent à réfléchir au concept de «green kitchen», qui optimise la gestion de l'eau et de l'électricité.

• TV, Hi-fi, vidéo

Le taux d'équipement en téléviseurs est proche de 100 % mais les nouvelles technologies utilisées (LCD, plasma) et la taille des écrans vendus ont modifié la structure du parc de téléviseurs ces dernières années (cf. annexe 2). Le renouvellement progressif du parc de téléviseurs devrait conduire à une hausse de la consommation globale de cet usage jusqu'en 2015 ; l'effort accru pour limiter les consommations en veille et améliorer les performances énergétiques des téléviseurs devrait porter ses fruits au-delà de 2015, avec une consommation de cet usage en baisse de 0,1 % par an dans le scénario « Référence » et de 0,6 % par an dans le scénario « MDE renforcée ».

Autour du téléviseur, on trouve également d'autres équipements consommateurs d'électricité comme le décodeur TNT, les consoles de jeu TV, le lecteur DVD, le home cinéma et la Hi-fi. On suppose une baisse de la consommation unitaire des décodeurs TNT et

au mieux une stabilité des consommations unitaires des autres appareils à moyen terme grâce à l'effort qui devrait être porté sur les puissances de veille. La croissance du taux d'équipement de ces différents appareils efface cependant ces quelques gains attendus et conduit à une hausse de 2,7 % par an de leur consommation d'électricité.

• Équipements informatiques

De même que pour les téléviseurs, le parc informatique subit une forte évolution en structure qui modifie la consommation d'électricité liée à cet usage : les ordinateurs portables, moins consommateurs d'énergie, remplacent progressivement les ordinateurs de bureau. Ainsi, même si le taux d'équipement en ordinateurs continue à croître, le renouvellement progressif du parc et l'effort des constructeurs pour réduire leur consommation unitaire devraient commencer à se voir aux alentours de 2015, avec une baisse de consommation de 3,3 % par an dans le scénario « Référence » et de 5,9 % par an dans le scénario « MDE renforcée ».

Autour de l'ordinateur, on trouve également des imprimantes, des modules Wi-fi, des Box ADSL dont le taux d'équipement est en croissance : malgré l'amélioration attendue de leur efficacité énergétique, leur consommation globale est en croissance de 1,5 % par an dans le scénario « Référence ».

• Autres usages spécifiques

Les autres usages spécifiques regroupent les usages émergents et les usages pour lesquels peu d'informations sont disponibles. Il s'agit du solde non expliqué par les usages précédemment présentés. Ils comprennent par exemple le petit électroménager, la domotique et les systèmes d'alarme, les piscines et l'éclairage de jardin, divers équipements de confort – voire gadgets... L'éventuel effet de multiéquipement y est également inclus. La prévision de consommation de ce regroupement très hétérogène d'usages repose sur la prolongation de l'évolution tendancielle observée par le passé.

A1-4 AUTRES SECTEURS

• Agriculture

L'essentiel des consommations d'électricité de l'agriculture concerne la force motrice, l'irrigation et la ventilation. Ces consommations, d'un poids relativement faible, sont attendues en hausse continue sur l'horizon de prévision, avec une croissance annuelle moyenne de 1,1 % jusqu'en 2025.

• Transport

Le secteur transport comprend le transport ferroviaire, qui représente environ 85 % des consommations d'électricité du secteur en 2007, les autres transports (transport routier, transport collectif urbain, transports maritime et aérien), et le véhicule électrique dont l'impact a été intégré à l'horizon des prévisions.

Les hypothèses de croissance du transport ferroviaire de marchandises et de voyageurs sont basées sur les travaux⁵⁵ du MEEDDAT et du GART⁵⁶ dans le cadre du Grenelle de l'environnement et se traduisent par un transfert modal de la route vers le rail (cf. annexe 2). Une politique environnementale renforcée va dans le sens d'une réduction des déplacements routiers au profit du ferroviaire.

Ces hypothèses conduisent à une croissance annuelle moyenne de la consommation globale du ferroviaire d'environ 1,8 % entre 2007 et 2025 dans le scénario « Référence », et 2,4 % dans le scénario « MDE renforcée ».

Concernant les véhicules électriques, le scénario « Référence » est en phase avec les scénarios des constructeurs, à savoir un parc d'un million de véhicules (électriques ou hybrides rechargeables) en 2020. Le scénario « MDE renforcée » fait l'hypothèse d'un développement plus rapide de ce parc pour atteindre plus de 3 millions de véhicules en 2020.

Dans le scénario « Référence », les hypothèses pour ce nouvel usage conduisent à une consommation d'électricité proche de 2 TWh en 2020 et de 4 TWh en 2025.

• Énergie

Au sein du secteur énergie figure l'activité spécifique d'enrichissement de l'uranium. Le passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation comme nouveau procédé d'enrichissement s'accompagnera d'une très forte réduction d'électricité à l'arrêt de l'usine existante prévu aux alentours de 2012.

Les autres consommations concernent pour l'essentiel le raffinage du pétrole, la production et distribution d'eau, la production et distribution d'électricité, et enfin le chauffage urbain.

Il est fait l'hypothèse d'une certaine stabilité des consommations des raffineries, en dépit des restructurations attendues de l'outil industriel destinées à mieux satisfaire les besoins du marché français. Les consommations dans la production et distribution d'eau devraient augmenter en lien avec la croissance du nombre de ménages.

• Pertes

Le taux de pertes sur l'ensemble des réseaux de transport et de distribution est supposé stable et représente 7 % de la consommation intérieure nette. En effet, les mesures d'économies d'énergie envisageables sur ce poste peuvent se trouver annulées par le déploiement de câbles capables de significativement augmenter la capacité d'un ouvrage de réseau sans en changer le gabarit, mais au prix de pertes plus élevées.

« La demande de transport en 2025 » - SESP.

55

Groupement des Autorités Responsables de Transports Publics.

56

A2 ANALYSE DE L'EFFET DES MESURES DE MDE

A2-1 PRODUCTION INDUSTRIELLE

Un renforcement de la politique environnementale aurait d'abord un impact sur la production de certains produits :

- la production d'engrais devrait baisser en raison de sa moindre utilisation dans la production agricole ;
- la production de chlore devrait baisser en raison du bilan environnemental négatif de ce produit ;
- la production de ciment, de chaux, de plâtre, de matériaux de construction et de verre plat devrait augmenter en raison de l'effort accru de rénovation dans le bâtiment ;
- l'augmentation du recyclage de certains produits (ferrailles, récupération d'aluminium, matières plastiques, verre, papier) aura un impact sur le type de process utilisé (acier à l'oxygène/acier électrique, aluminium première fusion/deuxième fusion).

Concernant la MDE proprement dite, des gains importants sont possibles concernant les **usages moteurs**, qui représentent plus de 60 % de la consommation totale d'électricité de l'industrie. Les économies sont engendrées soit par la diffusion de moteurs plus performants, soit par l'amélioration de leur mode de modulation. La Commission européenne a d'ailleurs proposé une mesure de régulation de la consommation électrique des moteurs industriels, mesure qui sera examinée par le Parlement européen et le Conseil, en vue de son adoption mi-2009. Les moteurs industriels les plus consommateurs seront retirés de la vente en Europe en trois étapes : ils devront respecter les nouvelles normes de consommation internationale IE2 en 2011 ; les gros modèles devront respecter la norme IE3 en 2015, puis tous les autres en 2017. Une alternative est toutefois admise : les moteurs IE2 pourront encore être vendus après 2015, à condition qu'ils soient dotés de régulateurs de vitesse, et ce afin d'adapter la consommation aux besoins réels.

Dans le scénario « Référence », les moteurs à faible rendement passent à une classe d'efficacité moyenne et 15 % de ceux d'efficacité moyenne sont remplacés par des moteurs à haut rendement. Dans le scénario « MDE renforcée », la part de moteurs d'efficacité faible ou moyenne basculant vers des moteurs à haut rendement est plus importante. Les différents scénarios intègrent l'installation de moteurs à vitesse variable pour les compresseurs, les pompes ou les ventilateurs : dans le scénario « MDE renforcée », il est admis que le temps de retour sur investissement pris en compte soit un peu plus long. Les économies réalisées dépendent de la tranche de puissance des moteurs.

Les autres gisements d'économies d'énergie se trouvent dans les usages transverses assez largement présents dans toutes les industries : le chauffage des locaux, la production de froid, l'air comprimé et l'éclairage :

- Les pertes de réseau lors de la production de l'air comprimé peuvent être réduites.
- Les COefficients de Performance (COP) des groupes froid peuvent être optimisés.
- Le remplacement de lampes à vapeur de sodium par des tubes fluorescents génère des économies d'électricité.
- La pompe à chaleur peut être utilisée pour le chauffage de certains locaux.

Les effets de la diffusion des techniques électriques performantes peuvent aboutir :

- à des substitutions des consommations de combustibles au profit de l'électricité, quand la technique remplacée utilise de la vapeur ou des combustibles ;
- à une baisse de la consommation d'électricité, quand la technique remplacée utilise déjà l'électricité.

Il peut s'agir par exemple du passage d'un procédé thermique vers un procédé mécanique : en papeterie, un pressage mécanique utilisant l'électricité peut se substituer à un procédé thermique utilisant un combustible pour éliminer l'excès d'eau.

Les économies engendrées par la diffusion de moteurs plus efficaces et par des techniques performantes s'élèvent à 7,6 TWh en 2020 dans le scénario « MDE renforcée », et à 4,5 TWh dans le scénario « Référence » :

Économies d'énergie engendrées par la diffusion de technologies performantes dans l'industrie (TWh)

	À l'horizon 2020				À l'horizon 2025			
	Bas	MDE renforcée	Référence	Haut	Bas	MDE renforcée	Référence	Haut
Industrie	-6,8	-7,6	-4,5	-4,8	-10,7	-11,1	-6,4	-6,6
<i>dont moteurs</i>	-4,4	-4,9	-3,3	-3,6	-6,9	-7,2	-4,8	-4,9
<i>dont usages transverses</i>	-1,9	-2,2	-1,1	-1,2	-3,0	-3,2	-1,6	-1,6

A2-2 RÉNOVATION THERMIQUE DES BÂTIMENTS

La rénovation thermique des bâtiments constitue un chantier prioritaire du Grenelle de l'environnement : un programme de réduction des consommations énergétique des bâtiments est mis en œuvre à grande échelle.

Les objectifs principaux sont :

- la généralisation des bâtiments basse consommation d'ici 2012 ;
- la baisse des consommations d'énergie du parc de bâtiments existants de 38 % d'ici 2020 : à cette fin, un programme de 400 000 rénovations complètes de logements chaque année doit démarrer dès 2013 ;
- la rénovation de 800 000 logements sociaux ;
- la rénovation des bâtiments de l'État, engagée d'ici 2012.

La réglementation thermique s'est renforcée régulièrement, la dernière datant de 2005. La prochaine réglementation thermique qui sera publiée en 2012 intégrera les objectifs du Grenelle de l'environnement. Ces objectifs auront un impact direct sur les consommations d'énergie de cinq usages : le chauffage, l'eau chaude sanitaire, l'éclairage, la climatisation et la ventilation. Leur consommation devra être optimisée pour respecter l'objectif global de consommation unitaire dans les bâtiments neufs.

Pour atteindre les objectifs de réduction de 38 % de consommations des bâtiments existants, le MEEDDAT a estimé, lors de la PPI chaleur, qu'il fallait rénover en priorité 80 % des résidences principales les plus énergivores (classe énergétique E, F ou G) grâce à l'attribution d'un « éco-prêt à taux zéro » et à l'utilisation du crédit d'impôt « développement durable ». Ce prêt est cumulable avec le dispositif des certificats d'économie d'énergie : il pourra ainsi favoriser les différents types de travaux éligibles à l'« éco-prêt à taux zéro ».

Les bâtiments les plus énergivores correspondent à ceux construits entre 1948 et 1975, avec des disparités selon l'énergie de chauffage : la consommation unitaire finale des logements chauffés à l'électricité est plus faible que celle des autres énergies, car ces logements sont mieux isolés⁵⁷. Le gain financier sera maximal à l'issue d'une rénovation totale pour le client final, lorsqu'il combinera logement non isolé et énergie de chauffage potentiellement chère : les baisses de consommations unitaires finales les plus importantes seront vraisemblablement d'abord visibles sur les logements chauffés au fioul ou au gaz.

Les économies maximales attendues en terme de MDE correspondent à l'application stricte des objectifs de la réglementation thermique et au respect des objectifs du Grenelle.

Note de synthèse
du SESP n° 170 –
septembre 2008.

57

Cependant, pour atteindre ces objectifs il faudra être vigilant sur les moyens mis en œuvre :

- formation des professionnels du bâtiment ;
- communication au grand public ;
- large diffusion de l'« éco-prêt à taux zéro » ;
- contrôle du respect de la réglementation ;
- modalités de décisions portant sur la maîtrise de l'énergie dans les copropriétés.

Le dernier « observatoire permanent de l'amélioration énergétique du logement » constate qu'il y a du progrès dans les rénovations thermiques mais que dans 90 % des cas, la qualité énergétique des logements obtenue après les travaux reste à améliorer. Qui plus est l'isolation thermique des parois opaques et des toitures accuse beaucoup de retard par rapport à la trajectoire visée par le Grenelle de l'environnement. Selon cette étude, les professionnels ont du mal à orienter leurs clients vers des rénovations énergétiques exemplaires, qui exigent les compétences de plusieurs corps de métiers : les réhabilitations énergétiques doivent devenir plus performantes.

Afin de rendre compte de manière réaliste des délais nécessaires à l'adaptation technique et industrielle de toute la filière du bâtiment, on considère que l'atteinte des objectifs de rénovation thermique et d'application du label BBC est repoussée d'une dizaine d'années dans le scénario « MDE renforcée » (ce choix était déjà celui du scénario « Grenelle différé », présenté lors des débats de la PPI 2008). Le scénario « Référence » se définit lui-même par un décalage dans le temps de 10 ans de l'atteinte des objectifs par rapport au scénario « MDE renforcée ».

L'impact des travaux de rénovation et d'amélioration de l'enveloppe thermique des bâtiments neufs sur les consommations unitaires de chauffage se traduit par les réductions de consommation suivantes :

Effet des réglementations thermiques sur les consommations de chauffage en 2020 (TW)

	Référence	MDE renforcée
Tertiaire	-2.7	-3.8
Résidentiel	-6.3	-10.7

La baisse de consommation obtenue dans le parc résidentiel existant sur la période 2008-2020 correspond à :

- une action centrée uniquement sur 80 % du parc construit avant 1975 dans le scénario « Référence » (hypothèse du MEEDDAT) ;
- une action appliquée sur tout le parc construit avant 1975 et marginalement appliquée (baisse de l'ordre de 3 %) sur tout le parc construit après 1975 dans le scénario « MDE renforcée ».

La réglementation thermique s'applique également à d'autres usages que le chauffage :

- l'eau chaude évoquée ci-dessous ;
- l'éclairage, traité dans le paragraphe 2.3.2 ;
- la climatisation ;
- la ventilation.

Plus la réglementation sera durcie, plus il deviendra difficile d'installer des climatiseurs spécifiques dans les logements domestiques : le renforcement de l'isolation des bâtiments devrait permettre de garder les logements frais pendant les grosses chaleurs. Les pompes à chaleur air/air réversibles peuvent cependant aussi être utilisées l'été pour rafraîchir le logement. Dans le secteur tertiaire, la climatisation est un usage important, qui représente plus de 10 % de la consommation totale du secteur. Les gains énergétiques pris en compte reposent :

- sur l'amélioration du bâti : meilleure isolation thermique limitant l'utilisation de la climatisation ;
- sur l'utilisation de techniques performantes (technologie VRV⁵⁸-Inverter, réseau d'eau glacée, gestion technique centralisée).

Dans le scénario « MDE renforcée », un taux de pénétration de la climatisation plus faible que dans le scénario « Référence » et une meilleure qualité du bâti permettent d'atteindre des économies d'énergie de 4,8 TWh en 2020. Dans le scénario « Référence », les consommations de climatisation étant plus élevées, le gain lié aux différentes mesures ci-dessus est de 3,5 TWh.

Enfin, le dernier point de la réglementation thermique concerne la ventilation : cet usage va prendre de l'importance au fur et à mesure que l'enveloppe thermique des bâtiments sera renforcée. Actuelle-

Volume réfrigérant variable.

58

ment, deux options permettent de satisfaire le label BBC-Effinergie :

- La ventilation mécanique contrôlée (VMC) hygro-réglable qui adapte les débits d'air entrants et extraits en fonction de l'humidité intérieure adaptée aux climats doux.
- La VMC (ventilation mécanique contrôlée) double flux qui récupère la chaleur de l'air extrait et préchauffe l'air neuf insufflé dans le logement, adaptée dans les régions où les fenêtres restent plutôt fermées. La consommation d'énergie pour chauffer l'air renouvelé disparaît quasiment complètement,

mais est compensée par une augmentation de la consommation des ventilateurs (qui consomment plus du double de l'énergie consommée par une VMC hygro-réglable).

Avec le renforcement de la réglementation thermique (label BBC puis maison passive), la VMC double flux devrait fortement se développer : la consommation supplémentaire engendrée par cette évolution technologique est de 1,6 TWh dans le scénario « Référence » et de 2,5 TWh en 2020 dans le scénario « MDE renforcée ».

A2-3 CRÉDITS D'IMPÔTS

Le système de crédits d'impôts, mis en place en 2005 et renforcé depuis, favorise la pénétration d'installations présentant un intérêt en terme d'économie d'énergie : bois-énergie, pompes à chaleur, chauffe-eau solaires... La volatilité du prix de certaines énergies peut amplifier ce phénomène.

A2-3.1 Pompes à chaleur (PAC)

Avec un crédit d'impôt de 50 % jusqu'en 2008 (abaissé à 40 % depuis janvier 2009), le nombre de pompes à chaleur installées s'est fortement accru : selon l'AFPAC⁵⁹, 133 080 pompes à chaleur aérothermiques ont été installées en 2008 (+ 161 % par rapport à 2007), ainsi que 19 430 pompes à chaleur géothermiques (+3,3 % par rapport à 2007). À ces installations, on peut ajouter plusieurs milliers de PAC de type air/air. Dans son plan de développement des énergies renouvelables, le COMOP 10 a fixé un objectif de 2 millions de pompes à chaleur individuelles installées en 2020. Cet objectif est atteint en 2020 dans le scénario « Référence », et dépassé dans le scénario « MDE renforcée » (2,3 millions de PAC).

L'installation de pompes à chaleur permet de réduire en proportion du COP moyen annuel la consommation annuelle initiale du logement :

- Lorsque cette énergie initiale était l'électricité, l'installation d'une PAC vient réduire la consommation totale de chauffage électrique en France.
- Lorsque cette énergie initiale était du fioul, du gaz, l'installation d'une PAC vient se rajouter aux

consommations totales de chauffage électrique en France.

En 2007, comme en 2008, plus de 60 % des PAC aérothermiques ont été installées dans des logements existants, le plus souvent en substitution ou en relève d'une chaudière fioul. Dans le scénario « Référence », 1,3 million de logements viennent s'ajouter au parc existant chauffé à l'électricité : il s'agit bien là d'actions de maîtrise de la demande permettant une réduction des consommations de fioul, et globalement des ressources primaires, mais qui augmentent la consommation totale d'électricité de plusieurs TWh.

A2-3.2 Eau chaude sanitaire

Concernant la production d'eau chaude sanitaire, le chauffe-eau thermodynamique, le chauffe-eau solaire ou bien la PAC haute température sont trois technologies permettant un gain énergétique important.

Le marché du solaire thermique métropolitain a connu, selon Enerplan⁶⁰, une croissance de +20 % en 2008 par rapport à 2007 : 42 000 Chauffe-Eau Solaires Individuels (CESI) et 5 800 Systèmes Solaires Combinés ont été installés. Le COMOP 10 a fixé un objectif de 4,3 millions de CESI installés en 2020.

Dans le scénario « MDE renforcée », cet objectif est atteint avec 10 ans de retard, et avec 15 ans de retard dans le scénario « Référence » : le coût

Association
Française Pour les
Pompes À Chaleur.

59

Association
professionnelle de
l'énergie solaire.

60

d'investissement d'un CESI reste pour l'instant bien plus élevé que les autres technologies disponibles. L'installation d'un CESI permet de couvrir entre 50 et 70 % des besoins par le solaire. Dans le scénario « MDE renforcée », le fait d'installer un CESI plutôt qu'un chauffe-eau à accumulation électrique permet un gain de plus de 1,3 TWh en 2020 sur les consommations totales d'eau chaude.

Le chauffe-eau thermodynamique commence à se vendre : il s'agit d'une pompe à chaleur dédiée à la production de l'eau chaude sanitaire. Un peu plus de 5 000 unités se sont vendues en 2008. Son coût est nettement moins élevé que celui d'un CESI et permet, avec un COP moyen de l'ordre de 2, de réduire de moitié la

consommation d'énergie par rapport à un chauffe-eau à accumulation. Les pompes à chaleur géothermiques ou aérothermiques installées peuvent également être dimensionnées pour produire de l'eau chaude sanitaire. Dans le scénario « MDE renforcée », 1,7 million de logements sont équipés d'une PAC produisant de l'eau chaude (soit dédiée, soit combinée avec le chauffage) en 2020. Le gain apporté sur les consommations totales d'eau chaude est supérieur à 2,3 TWh.

Ces nouvelles technologies plus efficaces viennent en substitution soit d'un chauffe-eau électrique, soit d'une chaudière fioul ou gaz : selon le cas, la consommation d'électricité totale de cet usage est réduite ou augmentée pour le logement considéré.

A2-4 DIRECTIVE EUROPÉENNE ÉCO-CONCEPTION EUP (« ENERGY USING PRODUCT »)

Eco-design
(2005/32/EC)
Directive.

61

Un cadre législatif complet de directives et de règlements visant à améliorer l'efficacité énergétique des produits est en vigueur au niveau européen : cette législation régit notamment des domaines tels que l'écoconception⁶¹, les équipements de bureau, l'étiquetage⁶². Dans quelques années, tous les appareils et équipements consommateurs d'énergie devront faire l'objet de normes communautaires minimales et répondre à des exigences d'estimation / d'étiquetage de leur performance énergétique, en accordant une attention particulière aux modes « veille ». Les produits non conformes à ces prescriptions minimales ne pourront plus être mis sur le marché.

Adoptée en 1992, la directive sur l'étiquetage énergétique est victime de son succès. La Commission européenne veut désormais étendre son application à 14 groupes de produits prioritaires et réformer l'échelle actuelle de classification. L'étiquetage de A à G des réfrigérateurs, fours, lave-vaisselle ou machines à laver a permis d'informer les consommateurs sur le degré d'efficacité énergétique des produits et stimuler les constructeurs à améliorer les performances de leurs produits. Conséquence directe de cette directive : la plupart des produits ménagers sont désormais classés A ou B. La Commission européenne veut aujourd'hui durcir et

étendre cet étiquetage à d'autres paramètres environnementaux.

Les premiers produits prioritaires traités sont les chaudières, les chauffe-eau, l'ordinateur, le photocopieur, la télévision, les décodeurs, le mode « veille », les chargeurs, l'éclairage de bureau, de rue et domestique, les climatiseurs, les moteurs électriques, les réfrigérateurs, les congélateurs (domestique et commercial), les lave-linge et lave-vaisselle.

L'impact de la directive sur les 14 produits identifiés par la Commission européenne a été pris en compte avec un délai d'application plus ou moins long selon le scénario utilisé.

A2-4.1 Électroménager : la plupart des produits ménagers désormais classés A ou B

Avec le progrès technique, plus de 80 % des réfrigérateurs sont désormais classés A. C'est pourquoi il a fallu créer de nouvelles catégories A+ et A++, pour les nouveaux équipements plus performants que le standard classe A : un appareil classé A+ utilise 25 % d'électricité en moins que la classe A. L'économie atteint 45 % pour la classe A++. Les produits étiquetés A+ ont progressé depuis neuf ans pour atteindre aujourd'hui 25 % du

Labelling (92/75/
EEC) Directive.

62

marché. Selon le GIFAM⁶³, en 10 ans, les produits de froid et de lavage ont réduit leur consommation d'eau et d'électricité de 50 %, à efficacité égale : chaque lave-linge acheté en 2008 génère une économie annuelle de 150 kWh par rapport à l'équipement remplacé.

Dans le cadre de la directive EuP, des études européennes ont été menées sur les produits blancs afin de proposer différents scénarios d'étiquetage à la Commission européenne. Ces propositions ont permis de construire des trajectoires différentes de baisse des consommations unitaires sur les produits blancs pour nos propres scénarios.

Concernant les sèche-linge, seule la vitesse d'essorage du linge permet de faire une réelle économie sur la consommation unitaire.

Le gain obtenu par ces nouveaux étiquetages qui seront mis en place par la Commission européenne aboutiront à plus de 10 TWh d'économie en 2020 dans le scénario « Référence », et plus de 12 TWh dans le scénario « MDE renforcée ».

Baisse des consommations unitaires sur la période 2008-2020

	Référence	MDE renforcée
Réfrigérateur	-28 %	-32 %
Congélateur	-30 %	-38 %
Lave-linge	-17 %	-19 %
Décodeur TNT	-14 %	-17 %

A2-4.2 Équipements informatiques des ménages

Plus de 64 % des ménages possèdent au moins un ordinateur et plus d'un foyer sur deux a accès à l'Internet à haut débit. Les ventes d'ordinateurs aux particuliers se sont fortement accrues en 2008 du fait notamment de l'offre d'ordinateurs portables à faible prix et du développement du multi-équipement des ménages.

La structure du parc d'ordinateurs se modifie et, avec elle, les consommations unitaires par ménage :

tandis que le taux de croissance des ventes d'ordinateurs portables dépasse 20 % depuis 3 ans, les ventes d'ordinateurs de bureau reculent depuis 2 ans. Or la consommation unitaire d'un ordinateur de bureau peut dépasser de cinq fois celle d'un ordinateur portable (source étude EuP et campagne de mesure REMODECE⁶⁴). Le simple effet de structure devrait donc permettre une forte baisse des consommations unitaires par ménage.

Les ordinateurs actuels sont aussi puissants que les supercalculateurs d'il y a dix ans : pour atteindre de telles performances, leur consommation électrique a fortement augmenté. Conscients de cette situation, les principaux fabricants se sont lancés depuis deux ans dans une course aux économies d'énergie, anticipant ainsi la directive EuP qui les incitera cette année à produire des machines moins énergivores. Le label international « Energy Star » permet déjà, depuis quelques années, de s'assurer de l'efficacité énergétique de l'ordinateur acheté. Energy Star est un programme international sur une base volontaire concernant l'efficacité énergétique des équipements de bureau et a été approuvé par le Conseil de l'Union européenne en avril 2003. Il a été lancé en 1992 par l'Agence américaine pour la protection de l'environnement (EPA). Selon Energy Star, la consommation annuelle d'électricité d'un ordinateur peut varier entre 40 et 350, voire 400 kWh/an selon qu'il s'agit d'un ordinateur portable, d'un ordinateur de bureau avec écran LCD ou CRT.

Aux consommations de l'ordinateur viennent s'ajouter celles des Box ADSL permettant l'accès Internet haut débit : en 2007, le magazine *60 millions de consommateurs* avait publié les consommations de différents modèles de Box variant entre 143 et 263 kilowattheures (kWh) sur un an. Le magazine se basait sur la consommation en veille et en fonctionnement de ces boîtiers qui ont investi les ménages au fur et à mesure que se sont déployés l'ADSL et les offres « triple play ». La directive EuP et le contexte actuel de recherche de l'efficacité énergétique devraient amener les constructeurs à proposer des modèles moins énergivores.

Dans le scénario « Référence », le gain lié aux mesures d'efficacité énergétique est de 4,2 TWh en 2020 ; il est de 5,8 TWh dans le scénario « MDE renforcée ».

Groupement
Interprofessionnel
des Fabricants
d'Appareils
d'Équipement
Ménager.

63

Residential
Monitoring to
Decrease Energy
Use and Carbon
Emission in Europe.

64

**Baisse des consommations unitaires
sur la période 2008-2020**

	Référence	MDE renforcée
Ordinateurs	-35 %	-60 %
Box ADSL	-57 %	-72 %

Il faut s'attendre également à des économies d'énergie dans la branche tertiaire des bureaux, en raison du poids important de la bureautique et des serveurs informatiques : selon le cabinet d'études IDC, la puissance moyenne d'un serveur est passée de 150 à 400 W en 10 ans. Mais certains constructeurs proposent depuis mi-2008 une nouvelle gamme de centres informatiques, permettant une réduction de 50 % des consommations.

A2-4.3 Audiovisuel
• Téléviseurs

En quatre ans, les évolutions technologiques ont bouleversé le paysage audiovisuel français : le parc était essentiellement composé d'écrans cathodiques de taille moyenne 58 cm jusqu'en 2004. À partir de 2004, les ventes d'écran LCD et plasma se sont envolées et les écrans cathodiques ont disparu du marché. Selon le SIMAVELEC, poussés par la vague des écrans plats, de la haute définition et du passage au tout-numérique (notamment via la généralisation de la TNT), 5,950 millions de téléviseurs ont été vendus en 2008 (+150 000 appareils par rapport à 2007). Les ménages ne se débarrassent pas pour autant de leur ancien téléviseur : 53 % des ménages possèdent au moins deux téléviseurs susceptibles de fonctionner en même temps, ou pour d'autres usages comme les consoles de jeu TV.

Avec l'arrivée des écrans LCD et plasma, les tailles moyennes d'écrans vendus ont fortement augmenté : selon le SIMAVELEC, en 2009 la taille moyenne est de 86 cm et devrait passer à 94 cm en 2010. La haute définition devrait être dorénavant l'élément structurant du marché, avec un accroissement de la diagonale d'écran qui devrait rapidement côtoyer le mètre : ainsi, en 5 ans, la taille moyenne d'un écran de téléviseur a presque doublé.

Or plus l'écran est grand, plus la consommation unitaire d'électricité est élevée. Ainsi, entre un écran CRT de taille standard 58 cm et un écran LCD de taille standard 81 cm, la consommation unitaire du téléviseur est doublée.

Cependant, même si le parc de téléviseurs tend à augmenter, les efforts réalisés par les industriels en terme d'efficacité environnementale permettront, à court terme, de réduire tout de même la consommation énergétique : la mesure de l'efficacité énergétique des appareils avec une classification allant de A à G devrait entrer en vigueur fin 2009 - début 2010. Certains constructeurs commencent à proposer des modèles qui consomment 40 % de moins qu'un téléviseur LCD classique. Les propositions d'étiquetage faites dans l'étude européenne EuP consacrée aux différentes technologies de téléviseurs ont permis de construire les différents scénarios de baisse des consommations unitaires par technologie. En parallèle, la directive applicable aux puissances des veilles devrait également permettre une réduction de la puissance absorbée en mode veille.

Dans le scénario « Référence », le gain lié aux mesures d'efficacité énergétique est de 1 TWh en 2020 ; il est de 2 TWh dans le scénario « MDE renforcée ».

**Baisse des consommations unitaires
sur la période 2008-2020**

	Référence	MDE renforcée
Téléviseur LCD	-17 %	-28 %

• Adaptateurs

Au téléviseur s'ajoutent de nouveaux équipements consommateurs d'énergie comme l'adaptateur TNT, la console de jeu vidéo, le home cinéma. Les ménages ont continué de s'équiper en adaptateurs pour accéder aux chaînes gratuites de la télévision numérique terrestre (TNT) : selon GfK, plus de 48 % des ménages en sont équipés. Lors de la réunion du comité de réglementation sur l'écoconception, les États membres de l'UE ont approuvé en septembre 2008 la proposition de règlement de la Commission européenne visant à réduire la consommation des appareils servant à

convertir les signaux de télévision numériques en signaux analogiques, appelés « décodeurs numériques simples » : la consommation des décodeurs numériques simples (décodeurs TNT) devrait être limitée à 1 W dans l'année qui suivra la publication du règlement, puis à 0,5 W au bout de 3 ans.

Baisse des consommations unitaires sur la période 2008-2020

	Référence	MDE renforcée
Décodeur TNT	-61 %	-76 %

• Consoles de jeux

Un rapport publié le 19 novembre 2008 par le Conseil de défense des ressources naturelles (NRDC), l'une des plus importantes associations américaines de défense de l'environnement, a analysé la consommation des trois consoles de jeux qui tiennent le haut du marché des jeux vidéo : la Xbox 360 (Microsoft), la PlayStation 3 (Sony) et la Wii (Nintendo). Ce rapport⁶⁵ précise que la consommation annuelle d'une seule Xbox peut atteindre celle de deux réfrigérateurs neufs. Les mesures faites dans le cadre de REMODECE montrent que la consommation unitaire d'une Xbox 360 est plus de 3 fois supérieure à celle d'une Xbox, celle d'une Playstation 3 est plus de huit fois supérieure à celle d'une Playstation 2. La Wii est de loin la plus sobre en énergie. En France, plus de 34 % des ménages possèdent une console de jeux TV (source GfK). Aucune hypothèse de baisse des consommations unitaires n'a été prise en compte dans les différents scénarios, mais plutôt une stabilité après 2015.

• DVD

Le magnétoscope a disparu des ventes au profit du lecteur DVD, qui a une consommation unitaire largement inférieure (source REMODECE).

A2-4.4 Autres usages

Chaque ménage dispose d'une vingtaine d'équipements avec une veille (source ADEME) : ordinateur, imprimante, téléviseur, modem, cafetière, lecteur

DVD... Certains appareils consomment ainsi de l'électricité 24 heures sur 24, même lorsqu'ils sont éteints, et de nombreux appareils, comme les chargeurs, continuent de consommer alors que l'appareil est rechargé.

Même si la puissance électrique d'un appareil en veille est relativement faible, les périodes de veille accumulées sont longues, et la consommation d'un appareil en veille peut ainsi dépasser sa consommation en utilisation.

La Commission européenne a adopté, le 17 décembre, le règlement en matière d'éco-conception destiné à réduire la consommation d'électricité, en mode veille, de tous les appareils ménagers et de bureau (téléviseurs, ordinateurs, fours à micro-ondes et autres appareils électroménagers ou bureaux-tiques...). Ce règlement, entré en vigueur début 2009, fixe des exigences d'efficacité énergétique qui conduiront à une diminution de près de 75 % de la consommation d'électricité en mode veille d'ici à 2020. À partir de 2010, la puissance en veille des nouveaux produits devra être inférieure à 1 W ou 2 W ; en 2013, ces valeurs seront abaissées respectivement à 0,5 W et 1 W. Cette baisse a directement été intégrée dans la construction des différents scénarios, pour chacun des usages étudiés séparément : ordinateur, téléviseur, décodeur TNT, box ADSL...

L'Union européenne a également adopté, en 2008, une mesure visant à limiter les consommations énergétiques des alimentations externes et des chargeurs d'appareils électriques (téléphones portables, lecteurs MP3, ordinateurs portables, téléphones sans fil...). Dans une première étape, prévue un an après l'entrée en vigueur de la mesure, les fabricants d'appareils devront s'aligner sur les produits les plus performants existant aujourd'hui. Dans une seconde étape, prévue deux ans après l'entrée en vigueur de la mesure, les fabricants devront avoir revu la conception de leurs produits dans une perspective encore plus économe en énergie.

Par ailleurs, le Conseil européen de l'énergie a établi une liste d'autres produits dont la performance énergétique devra être améliorée de 20 % à 60 %, dont les aspirateurs et les lecteurs DVD.

.....

Selon le rapport, une des raisons de cette consommation tiendrait au comportement des joueurs, qui laissent trop souvent leur console allumée pour pouvoir reprendre une partie interrompue. Le visionnage de films en haute définition sur les consoles représente cependant la consommation d'énergie la plus importante.

Produit	Statut de l'étude (février 2009)
Chaudières et chaudières mixtes	Étude achevée
Radiateurs (gaz/mazout/électrique)	Étude achevée
Ordinateurs personnels (de bureau & portables) et moniteurs d'ordinateur	Accord volontaire possible
Équipement d'imagerie : copieurs, fax, imprimantes, scanners, appareils multifonctions, etc.	Accord volontaire possible
Électronique grand public : téléviseurs	Étude achevée
Pertes en mode veille et éteint	Réglementation UE en place
Chargeurs de batterie et sources d'alimentation externes	Cadre législatif proposé
Éclairage domestique	Cadre législatif proposé
Éclairage des bureaux	Cadre législatif proposé
Éclairage public	Cadre législatif proposé
Appareils de climatisation grand public (climatiseurs et ventilateurs)	Étude achevée
Moteurs électriques 1-150 kW, pompes à eau, systèmes d'aération dans les bâtiments, machines soufflantes pour la ventilation	Cadre législatif proposé
Réfrigérateurs et congélateurs professionnels	Étude achevée
Réfrigérateurs et congélateurs à usage domestique	Étude achevée
Lave-vaisselle et lave-linge à usage domestique	Étude achevée
Petites installations à combustible solide (chauffage, en particulier)	Étude en cours
Sèche-linge	Étude en cours
Aspirateurs	Étude en cours
Boîtiers 'set-top' complexes	Étude achevée
Boîtiers de conversion simples pour la télévision numérique	Cadre législatif proposé
Équipement de réfrigération et de congélation : armoires frigorifiques, chambres froides, compresseurs frigorifiques, machines à glace, machines à crème glacée et milk-shakes, minibars	Démarrage des projets prévu courant 2009
Transformateurs : transformateurs de distribution, transformateurs de puissance	Démarrage des projets prévu courant 2009
Équipement son & image : lecteurs enregistreurs DVD vidéo, projecteurs vidéo, consoles de jeux vidéo	Démarrage des projets prévu courant 2009
Produits de chauffage individuel	Démarrage des projets prévu courant 2009
Systèmes de chauffage central par air chaud pour la distribution de la chaleur (autre que les systèmes à chaleur et puissance combinées - CHP)	Démarrage des projets prévu courant 2009
Fours à usage domestique et commercial (électriques, gaz, micro-ondes), y compris ceux intégrés aux cuisinières	Démarrage des projets prévu courant 2009
Plaques chauffantes et grils à usage domestique et commercial, y compris ceux intégrés aux cuisinières	Démarrage des projets prévu courant 2009
Lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle à usage professionnel	Démarrage des projets prévu courant 2009
Machines à café hors secteur tertiaire	Démarrage des projets prévu courant 2009
Pertes en mode attente des produits EuP connectés en réseau	Démarrage des projets prévu courant 2009
Sources d'alimentation ininterrompue (UPS) à usage domestique	Démarrage des projets prévu courant 2009
Systèmes de ventilation et de climatisation	Appel d'offres pas encore émis
Équipement de chauffage électrique et par combustibles fossiles	Appel d'offres pas encore émis
Chaudières et fours industriels et de laboratoire	Appel d'offres pas encore émis
Machines-outils	Appel d'offres pas encore émis
Équipement de stockage de données, traitement de données et de réseau	Appel d'offres pas encore émis
Équipement utilisant de l'eau	Appel d'offres pas encore émis

A2-5 Efficacité énergétique dans les transports

Les transports représentent environ un quart des émissions de gaz à effet de serre en France. À ce titre, un accord volontaire de réduction des émissions du CO₂ des véhicules a été conclu par la Commission européenne avec les constructeurs automobiles présents sur le marché européen. Cet accord vise la diminution de 25 % en 2008 du niveau constaté en 1995 (soit 140 g CO₂/km contre 186 g/km) et prévoit une étape supplémentaire à -35 % (soit 120 g/km) vers 2012. La moyenne des émissions spécifiques des véhicules particuliers neufs vendus en France en 2006, tous constructeurs confondus, était de 149 g CO₂/km (ce qui correspond à la classe D de l'étiquette énergie/CO₂).

Le Grenelle de l'environnement souhaite un changement radical de stratégie, avec une priorité au rail et aux voies navigables pour les nouvelles infrastructures. Il s'agit d'optimiser les déplacements, et de favoriser le recours aux transports collectifs et l'usage de véhicules « propres » et économes. Les principales mesures opérationnelles concernent un doublement

du réseau de lignes à grande vitesse, une augmentation de 25 % de la part du fret ferroviaire d'ici 2012, un soutien de l'État à la construction d'un marché des véhicules hybrides et électriques.

Ainsi, les mesures de maîtrise de la demande énergétique dans les transports devraient se traduire par un transfert modal du transport routier vers le transport ferroviaire, et donc un transfert de consommation de carburant vers des consommations d'électricité. Cependant, les opérateurs réfléchissent à des plans d'économie d'énergie, en particulier en récupérant l'énergie de freinage : la RATP va mettre en service un nouveau modèle de rame de métro moins rapide mais plus économe en énergie, qui devrait progressivement remplacer les anciennes rames d'ici 2016.

Le gain attendu par la RATP est de l'ordre de 30 % par kilomètre.voyageur.km. Du côté de la SNCF, l'augmentation des consommations devrait être inférieure à l'augmentation des volumes voyageurs.km supplémentaires transportés. Ces hypothèses de gain énergétique ont été intégrées dans les différents scénarios.

A3 PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

Jusqu'alors très peu représentée dans le mix énergétique français, la filière photovoltaïque connaît aujourd'hui une dynamique nouvelle du fait, entre autres, de mécanismes d'aide très incitatifs (tarif d'obligation d'achat, crédit d'impôts...). L'objectif fixé par le Grenelle de l'environnement de 5,4 GW de panneaux photovoltaïques installés à l'horizon 2020 apparaît largement atteignable aux yeux des professionnels de la filière, sous réserve que l'incitation financière soit maintenue à un niveau qui accompagne la baisse progressive des prix des équipements.

Dans la perspective d'un développement important de la filière, RTE a conduit une analyse statistique de la production photovoltaïque française. Cette étude a permis d'affiner la modélisation de la production photovoltaïque sur l'horizon du Bilan Prévisionnel. L'étude s'appuie sur la production d'un échantillon de 62 installations ayant fonctionné en 2008, pour une puissance cumulée d'environ 15 MWc⁶⁶. Parmi ces installations, 3 MWc se situent sur la côte méditerranéenne, 9 MWc dans la moitié sud de la France (sous une ligne Bordeaux-Grenoble), et les 2 MWc restants dans la moitié nord de la France.

MégaWatt-crête.

66

Le facteur de charge est défini, pour une période donnée, comme le rapport de la puissance produite en moyenne sur la puissance crête installée.

67

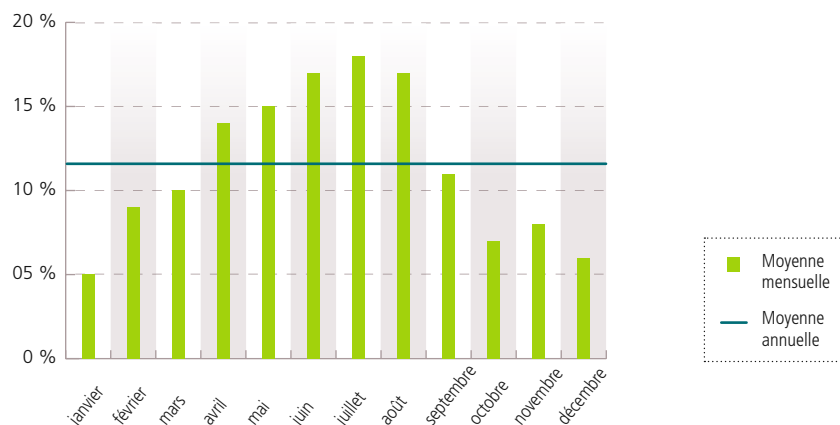
A3-1 CARACTÉRISATION DE LA PRODUCTION

• Facteur de charge des installations

Le graphique suivant présente les facteurs de charge⁶⁷ moyens mensuels de l'échantillon d'étude.

Le facteur de charge moyen annuel atteint une valeur de 11,4 %, soit 1 000 heures équivalent puissance crête. À titre de comparaison, l'ensoleillement français moyen souvent avancé par la profession est légèrement supérieur à ces valeurs. L'écart observé

Facteur de charge mensuel moyen en 2008



avec l'analyse statistique des données 2008 peut être justifié à la fois par des caractéristiques d'ensoleillement variables d'une année à l'autre, mais aussi par la répartition géographique de l'échantillon de mesure retenu⁶⁸, l'orientation des panneaux plus ou moins optimale...

À horizon long terme, l'estimation d'un facteur de charge représentatif d'un parc donné doit tenir compte de plusieurs éléments :

- D'une part, le choix des technologies retenues. La productibilité d'une installation dépend à la fois du type de panneaux utilisés (panneaux en silicium cristallin/silicium amorphe, ces derniers se distinguant par leur rendement plus faible, mais une productibilité plus élevée en cas d'éclairement faible ou diffus), et de leur configuration (orientation, utilisation de « trackers » qui permettent de suivre la course du soleil et donc d'optimiser la production).
- D'autre part les perspectives de répartition régionale du parc installé. Alors qu'une installation photovol-

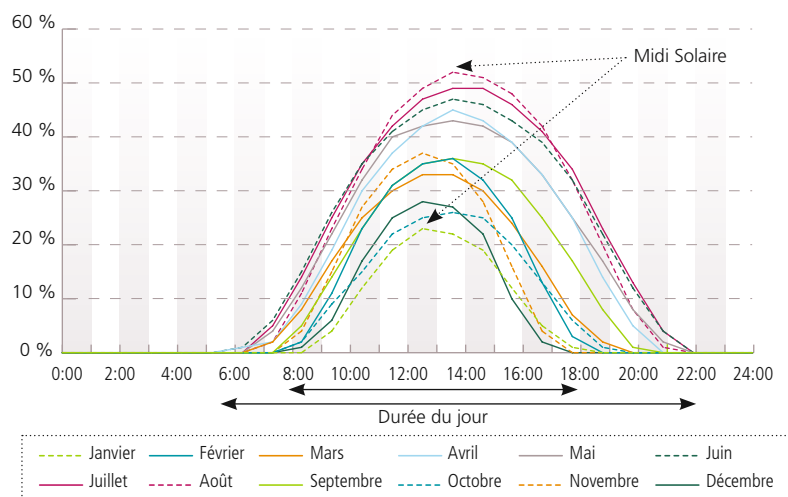
taïque en toiture chez un particulier ne peut faire l'objet d'un choix de localisation (à l'exception de l'orientation), les projets de type « centrale au sol » ou « centrale intégrée au bâti » sont prioritairement installés dans des zones assurant une rentabilité financière optimale. Ceci est particulièrement vrai pour les fermes au sol, et entraîne aujourd'hui une concentration des projets dans le sud de la France, où le gisement solaire est plus important.

Conformément à ces principes, les simulations du Bilan Prévisionnel à long terme s'appuient sur un facteur de charge légèrement supérieur à celui mesuré en 2008, proche de 1 100 heures équivalent puissance crête.

• Profils journaliers de production et saisonnalité

Le graphique ci-dessous présente le profil journalier moyen de production par mois pour l'année 2008, établi sur la base des données de l'échantillon d'étude.

Profil journalier moyen mensuel de production photovoltaïque en 2008



L'impact de la répartition géographique des installations est particulièrement important. Ainsi, une installation située à Nice bénéficie d'un ensoleillement qui peut conduire à 1 400 heures équivalent puissance crête, contre environ 1 100 heures pour une installation située à Lyon ou 800 heures à Lille.

68

Sans surprise, la production issue des centrales photovoltaïques suit les caractéristiques du cycle d'ensoleillement. Le facteur de charge maximal est observé au midi solaire, soit 13 h de novembre à mars et 14 h d'avril à octobre. Il est deux à trois fois plus important en été.

Notons que ces observations ne sont vraies que dans le cas d'une approche en moyenne des résultats. L'observation de quelques jours particuliers ne

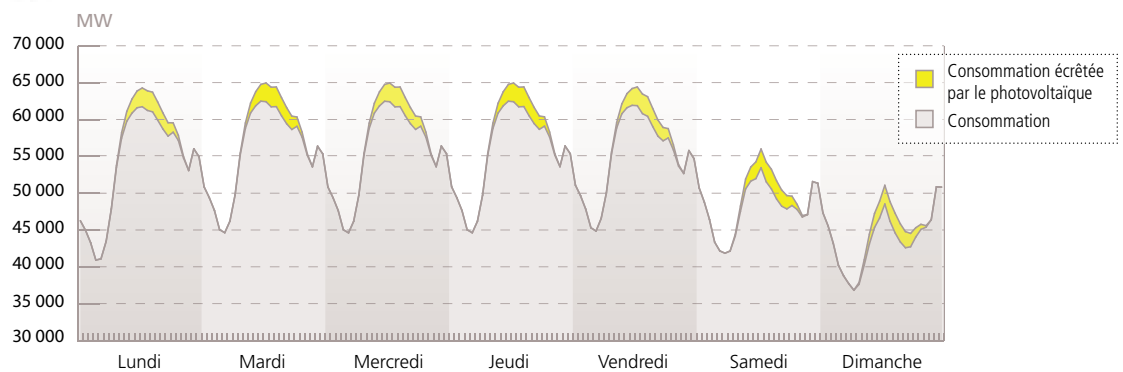
conduit pas à des profils journaliers aussi équilibrés autour du midi solaire, mais dépend beaucoup de l'orientation de la toiture. Remarquons également que les facteurs de charge peuvent atteindre des valeurs beaucoup plus contrastées que ceux présentés ci-dessus. En 2008, à 13 heures, les facteurs de charge observés à la maille de l'échantillon d'étude étaient compris dans une fourchette de 3 % à 72 %. Ces écarts sont encore plus prononcés pour les installations prises individuellement.

A3-2 UNE PRODUCTION CORRÉLÉE À LA COURBE DE CONSOMMATION

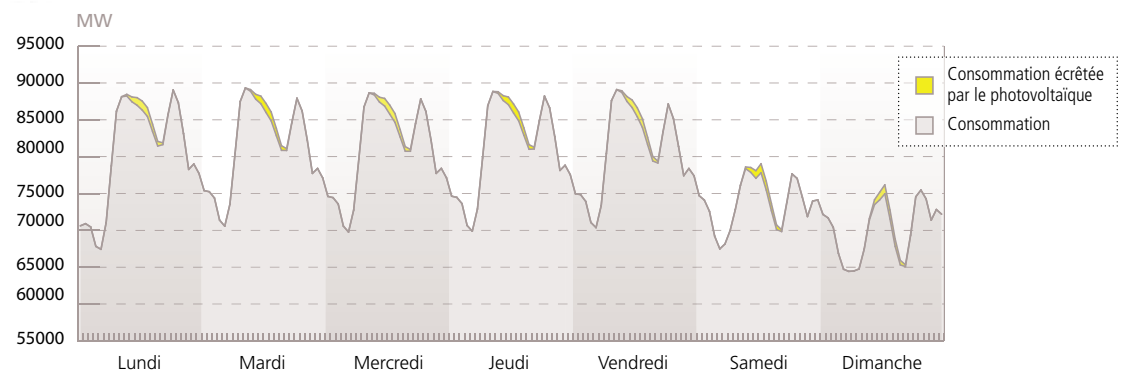
On présente ci-dessous une modélisation approchée de l'impact de la production photovoltaïque sur la courbe de consommation à l'horizon 2020. La courbe supérieure (somme des surfaces grises et jaunes) correspond au profil de consommation du scénario « Référence » à l'horizon 2020. La surface jaune représente la production photovoltaïque,

déterminée pour une puissance photovoltaïque raccordée de 5,4 GW (objectifs du Grenelle de l'environnement) et des profils journaliers mensuels moyens conformes aux courbes présentées précédemment (courbes de juillet et janvier dans ce cas). La production photovoltaïque est donc supposée constante les sept jours de la semaine.

Modélisation approchée de l'insertion du photovoltaïque dans la courbe de charge en juillet 2020



Modélisation approchée de l'insertion du photovoltaïque dans la courbe de charge en janvier 2020



La production photovoltaïque étant une production fatale, on peut considérer à une échelle globale qu'elle vient directement se soustraire à la courbe de consommation. Elle est donc représentée en déduction de la courbe de consommation, la partie grisée constituant alors la consommation résiduelle à satisfaire par d'autres moyens de production.

En été, la courbe de consommation est caractérisée par une montée de charge le matin, et un plateau de consommation aux environs du midi solaire, d'autant plus haut que la température

est élevée. La production photovoltaïque connaît, elle aussi, une croissance régulière le matin. Elle atteint une production maximale au midi solaire puis décroît régulièrement. L'impact de la production photovoltaïque est notable, tant en énergie qu'en puissance. Le parc photovoltaïque vient effacer en partie la pointe journalière et présente une corrélation probable avec la consommation de la climatisation.

En hiver, la production photovoltaïque est plus faible. L'impact en puissance et en énergie reste limité.

A3-3 UNE PRODUCTION INTERMITTENTE QUI BÉNÉFICIE D'UN FOISONNEMENT À L'ÉCHELLE NATIONALE

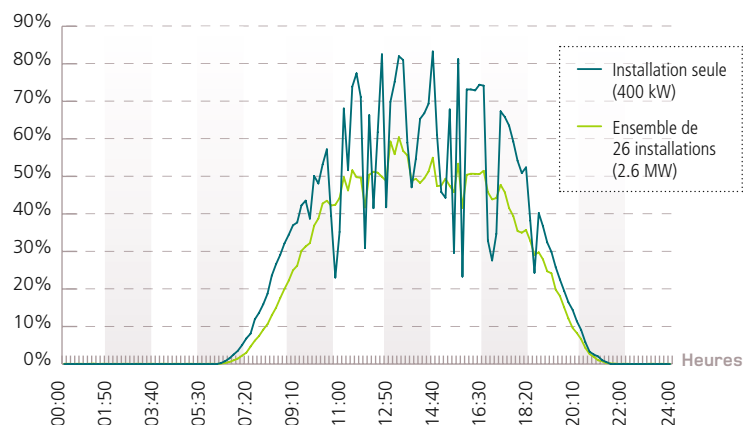
La production photovoltaïque d'une installation peut subir des variations brusques. Le passage d'un nuage peut, par exemple faire passer la production d'une installation de 100 % à 10 % en moins d'une seconde. Ce paragraphe vise à évaluer l'effet du foisonnement de plusieurs installations sur le profil de production.

La courbe ci-contre présente à titre d'exemple l'effet du foisonnement le 14 juillet 2008 (pour 26 installations de l'échantillon d'étude soit 2,6 MW de puissance cumulée), par rapport à une installation isolée de 400 kW.

Le profil présenté pour l'installation isolée est très chahuté, mais le facteur de charge est globalement élevé. Il semble donc qu'il s'agisse d'un jour très ensoleillé, avec quelques nuages épars. Le foisonnement est déjà important alors même que la taille du parc est modeste. L'augmentation du parc de production photovoltaïque devrait conduire à un lissage de la production encore plus marqué.

Pour une échelle de temps plus étalée, deux semaines par exemple, et à la maille France (à partir des données de l'échantillon d'étude), on peut observer différents profils de production. Les graphes ci-dessous

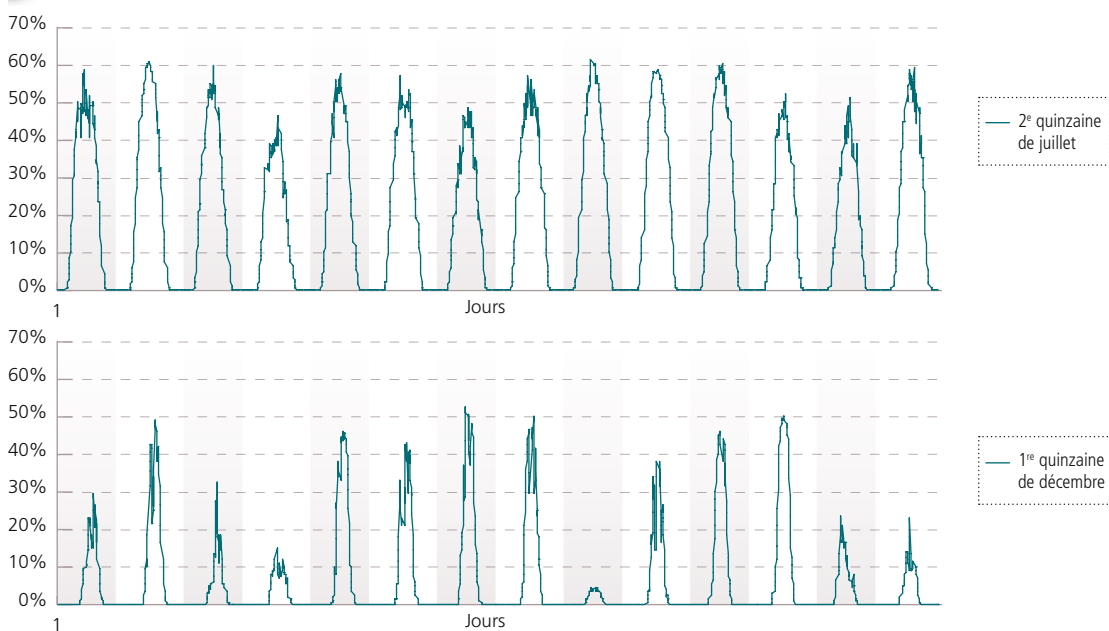
Illustration du foisonnement de la production photovoltaïque – exemple du 14 juillet 2008



correspondent à la deuxième quinzaine de juillet et à la première quinzaine de décembre.

Outre la variabilité infra-journalière, la variabilité journalière peut être importante. Elle est particulièrement visible dans le second graphe. Des moyens de prévision adéquats devront permettre à terme de l'anticiper pour adapter au mieux le parc de production à la demande résiduelle.

Variabilité journalière de la production photovoltaïque
exemple de la 2^e quinzaine de juillet et de la 1^{re} quinzaine de décembre



A4 MÉTHODE DE SIMULATION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

Les simulations couvrent une période allant de septembre à août, afin de modéliser de manière à la fois réaliste et économiquement pertinente la contribution des grands équipements hydroélectriques qui se remplissent pendant le printemps et l'été par la fonte des neiges, et sont vidés pendant l'hiver. Par exemple, l'examen de l'échéance 2010 s'étend de septembre 2009 à août 2010, la période la plus critique se situant en janvier 2010.

Le principe de base des simulations consiste, pour chaque poste horaire étudié, à empiler les différents moyens de production disponibles par ordre croissant de coût d'utilisation, jusqu'à satisfaire la demande totale (consommation intérieure et solde exportateur). Les moyens de production présentant un caractère fatal et ne dépendant pas de conditions de prix, tels que l'hydraulique au fil de l'eau ou l'éolien, sont considérés comme ayant un coût nul et sont placés en base dans cet empilement.

A4-1 APPROCHE PROBABILISTE

Au-delà de la seule projection des structures d'offre et de demande, il est nécessaire, pour construire une vision représentative des avenir possibles, de prendre en compte les principaux aléas pouvant affecter le système électrique. On peut ainsi disposer d'une vision probabiliste de la façon dont l'équilibre offre-demande sera réalisé aux différentes échéances, qui peut être interprétée statistiquement par des résultats en espérance.

Pour ce bilan prévisionnel, on a simulé un ensemble de 476 situations d'avenir possibles pour chacun des horizons d'étude, qui combinent des aléas sur les conditions climatiques, les apports en eau, la disponibilité des moyens thermiques, et la production éolienne.

A4-2 MODÉLISATION DE L'OFFRE

• Production thermique centralisée (nucléaire, charbon, fioul, TAC)

Chaque groupe de production est caractérisé par sa puissance, ses hypothèses d'indisponibilité, et son coût d'utilisation. Les hypothèses d'indisponibilité distinguent une indisponibilité programmée, résultant d'arrêts pour entretien ou, dans le cas du nucléaire, pour rechargement en combustible, et une indisponibilité fortuite consécutive à des aléas.

Compte tenu de la puissance des plus gros groupes (1 300 MW ou 1 450 MW), les hypothèses retenues sur la disponibilité du parc nucléaire en hiver ont une grande importance (nombre de groupes en arrêt programmé).

Les coûts d'utilisation déterminent l'ordre d'appel des groupes thermiques, permettant de sélectionner ceux qui doivent être démarrés lorsque tous les groupes disponibles ne sont pas nécessaires pour

satisfaire la demande. Ils reflètent les coûts proportionnels à la production, majoritairement constitués des coûts de combustible et d'émission de CO₂.

S'il ne fait pratiquement aucun doute que la production nucléaire restera sollicitée en base, et que les groupes fioul et les TAC ne le seront qu'après que tous les autres groupes thermiques ont été démarrés, la position relative des groupes consommant du charbon ou du gaz naturel est moins aisée à déterminer : elle sera largement influencée par le différentiel entre les prix des deux combustibles, et par le coût des « quotas » d'émission de CO₂. L'évolution de ces paramètres étant empreinte de larges incertitudes, l'interclassement retenu dans les simulations repose sur une hypothèse : celle de la non-suprématie d'un type de production par rapport à l'autre ; la dispersion des prix rendu centrale de chaque énergie (intégrant les coûts de transport) aidant, un subtil équilibre entre prix de la tonne de CO₂ et écart de prix gaz-charbon permet d'alterner groupes gaz et groupes charbon dans l'ordre d'appel.

• Production hydraulique

Le parc hydroélectrique est décrit de façon très détaillée puisque 500 équipements sont représentés, avec leur

chaînage amont - aval. La gestion des réservoirs de tête des vallées est modélisée, comme en exploitation réelle, en décidant les turbinages des réserves disponibles, de manière à ce qu'ils maximisent l'économie réalisée sur les autres moyens de production.

• Autres productions décentralisées

Les profils de charge des cogénérations sont différenciés, selon qu'elles ont été installées sur des sites industriels ou pour alimenter des réseaux de chaleur.

Pour les filières telles que la biomasse, les usines d'incinération ou les autres productions de diverses natures parfois mal connues, et qui au total ne représentent qu'un assez faible volume en énergie, la contribution est modélisée par une bande de puissance constante sur l'année.

• Effacements de consommation

On rappelle qu'une hypothèse de possibilité d'effacement de 3 GW sur la consommation intérieure a été retenue. Elle est modélisée dans les simulations par un groupe d'effacement de coût très élevé, qui n'est donc appelé que lors de conditions difficiles.

A4-3 MODÉLISATION DES ÉCHANGES

La représentation des échanges est fondée sur le principe d'un marché étranger, où s'exprime une demande spécifique, et sur lequel les groupes de production disponibles en France se trouvent en concurrence avec des groupes, fictifs, situés à l'étranger.

Ces derniers sont modélisés à l'identique des groupes réels français, avec des puissances et des coûts de production représentatifs des volumes de puissance disponibles à différents niveaux de prix sur les marchés. Certains sont sujets à des indisponibilités, de manière à représenter les aléas affectant les systèmes électriques voisins. Le volume total des groupes fictifs excède de 4 GW la demande étrangère. Leur espérance de puissance disponible est calée sur la demande étrangère,

de manière à ce que la puissance d'exportation depuis la France, dans les situations où tous les moyens de production français disponibles sont mobilisés, ait une espérance nulle et un écart-type voisin de 3 GW.

Poste horaire par poste horaire, la différence entre la demande étrangère et la production des groupes fictifs, démarrés en tant que de besoin selon leur coût, correspond aux exportations françaises.

L'estimation des couples puissance / coût résulte d'une analyse des données quotidiennes sur la période 2007-2008, concernant les programmes de production des groupes français d'une part et les programmes d'échange d'autre part.

A4-4 ALÉAS REPRÉSENTÉS

Pour chaque scénario d'évolution du parc de production, et chaque scénario de demande, l'approche probabiliste a consisté à simuler un ensemble de 476 situations d'avenir possibles, qui combinent des aléas sur les conditions climatiques, les apports en eau, la disponibilité des moyens thermiques, et la production éolienne.

• Aléa climatique

Les températures extérieures influencent notablement la consommation d'électricité. Un ensemble de 119 chroniques de températures journalières moyennes, jugé représentatif des conditions climatiques susceptibles d'être rencontrées à l'horizon 2010, a été constitué à partir d'observations collectées entre septembre 1888 et août 2007, redressées de manière à ce que les moyennes journalières s'ajustent à la référence de température normale.

• Aléa hydraulique

Le principal aléa qui affecte la production hydraulique concerne les apports naturels aux ouvrages.

Comme pour les températures, les données d'apport hydraulique sont présentées sous forme de chroniques. Il s'agit de débits moyens hebdomadaires vers chacun des 500 ouvrages décrits du parc de production hydraulique. 4 associations de chroniques hydrauliques et climatiques ont été construites.

• Aléa de disponibilité des groupes thermiques

L'aléa de disponibilité des groupes thermiques procède de tirages aléatoires différents et indépendants pour chacun des 476 scénarios, en respectant en moyenne les taux d'indisponibilités fortuites retenus pour chaque filière.

• Aléa éolien

53 chroniques de production annuelles ont été générées, à partir de vitesses de vent mesurées ou reconstituées. La corrélation entre les vitesses de vent et les températures a été prise en compte pour associer les chroniques correspondantes, de manière à rendre compte de la concomitance très fréquente de températures très élevées et d'absence de vent en été.

A4-5 RÉSULTATS DES SIMULATIONS

Les simulations apportent deux ensembles principaux de résultats :

• Le paysage de défaillance

Le niveau de sécurité de l'équilibre entre offre et demande est évalué par le calcul d'un « paysage de défaillance », qui est constitué par la probabilité de défaillance (nombre de cas de défaillances par rapport au nombre de scénarios simulés) ; l'espérance de durée de défaillance (en heures), et l'espérance d'énergie de défaillance (en GWh).

• Les bilans énergétiques annuels

Les simulations fournissent également les soldes d'échange, et les productions en énergie des filières

nucléaire, charbon, fioul, et éolien. Ne sont affichés dans les tableaux de ce document que les résultats en espérance annuelle (moyenne des productions sur l'ensemble des scénarios simulés).

Ces résultats dépendent de l'ordre d'appel (matérialisé par les coûts de production) des différents moyens de production installés en France, et des moyens de production fictifs représentant les offres disponibles sur les marchés étrangers. Les évolutions de certains des paramètres fixant l'ordre d'appel, notamment les prix du gaz naturel, du charbon, et de la tonne de CO₂, qui sont largement imprévisibles, les résultats énergétiques sont entachés d'incertitudes plus grandes que les résultats en puissance, et ne sont donnés qu'à titre indicatif.

A5 ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À LONG TERME

Cette annexe contient les résultats de simulation de l'ensemble des variantes sur l'Offre et la Demande d'électricité étudiées aux horizons 2020 et 2025. Afin d'en faciliter la lecture, la vision « Centrale » est rappelée dans chacun de ces tableaux. Cette annexe vient en complément du chapitre 7, qui présente déjà un éclairage sur quelques variantes particulières.

A5-1 SENSIBILITÉS À LA DEMANDE

• Résultats 2020

Puissances installées en 2020 – Sensibilités à la demande (GW)

	Variante « MDE renforcée »	Vision « Centrale »	Variante « Consommation Haute »
Nucléaire	65	65	65
Charbon	2.9	2.9	2.9
CCG	8.4	9.9	11.9
Fioul et TAC	6.9	10.5	14.3
Thermique décentralisé	7.0	7.0	7.0
Hydraulique	25.4	25.4	25.4
Éolien	17.0	17.0	17.0
Photovoltaïque	5.4	5.4	5.4

Bilans énergétiques 2020 – Sensibilités à la demande (TWh)

	Variante « MDE renforcée »	Vision « Centrale »	Variante « Consommation Haute »
Consommation nationale	514.6	535.4	558.3
Pompage	7.4	7.4	7.4
Solde exportateur	81.1	76.0	71.1
DEMANDE	603.0	618.9	636.8
Nucléaire	442.3	446.4	450.3
Charbon	4.9	6.4	7.7
CCG	20.9	30.3	41.7
Fioul, TAC et effacements	1.0	1.9	3.1
Thermique décentralisé non EnR	14.9	14.9	14.9
Thermique décentralisé EnR	5.9	5.9	5.9
Hydraulique*	70.5	70.6	70.6
Éolien	36.6	36.6	36.6
Photovoltaïque	6.0	6.0	6.0
OFFRE	603.0	618.9	636.8
Ratio EnR	21.0 %	20.2 %	19.3 %
Estimation CO ₂ émis par le secteur électrique français (MtCO ₂)**	18.2	23.3	29.2

* y compris turbinage des STEP

** sans captage ni stockage du CO₂ sur les équipements charbon

• Résultats 2025

Puissances installées en 2025 – Sensibilités à la demande (GW)

	Variante « MDE renforcée »	Vision « Centrale »	Variante « Consommation Haute »
Nucléaire	65	65	65
Charbon	2.9	2.9	2.9
CCG	10.4	11.4	13.9
Fioul et TAC	10.5	12.7	18.1
Thermique décentralisé	7.0	7.0	7.0
Hydraulique	25.4	25.4	25.4
Éolien	22.0	22.0	22.0
Photovoltaïque	10.0	10.0	10.0

Bilans énergétiques 2025 – Sensibilités à la demande (TWh)

	Variante « MDE renforcée »	Vision « Centrale »	Variante « Consommation Haute »
Consommation nationale	532.4	559.1	591.4
Pompage	7.4	7.4	7.4
Solde exportateur	80.3	74.3	67.4
DEMANDE	620.1	640.8	666.1
Nucléaire	442.6	447.5	452.5
Charbon	5.1	6.9	8.7
CCG	21.4	34.3	50.5
Fioul, TAC et effacements	1.3	2.3	4.5
Thermique décentralisé non EnR	14.9	14.9	14.9
Thermique décentralisé EnR	5.9	5.9	5.9
Hydraulique*	70.5	70.6	70.6
Éolien	47.4	47.4	47.4
Photovoltaïque	11.1	11.1	11.1
OFFRE	620.1	640.8	666.1
Ratio EnR	23.2 %	22.1 %	20.9 %
Estimation CO ₂ émis par le secteur électrique français (MtCO ₂)**	18.7	25.5	34.1

* y compris turbinage des STEP

** sans captage ni stockage du CO₂ sur les équipements charbon

A5-2 SENSIBILITÉS À L'OFFRE

• Résultats 2020

Puissances installées en 2020 – Sensibilités à l'offre (GW)

	Variante « Nucléaire Haut »	Variante « EnR Haut »	Variante « EnR Bas »	Vision « Centrale »
Nucléaire	66.7	65	65	65
Charbon	2.9	2.9	2.9	2.9
CCG	8.9	8.4	10.4	9.9
Fioul et TAC	9.9	8.1	11.7	10.5
Thermique décentralisé	7.0	9.0	7.0	7.0
Hydraulique	25.4	27.4	25.4	25.4
Éolien	17.0	25.0	10.0	17.0
Photovoltaïque	5.4	5.4	5.4	5.4

Bilans énergétiques 2020 – Sensibilités à l'offre (TWh)

	Variante « Nucléaire Haut »	Variante « EnR Haut »	Variante « EnR Bas »	Vision « Centrale »
Consommation nationale	535.4	535.4	535.4	535.4
Pompage	7.5	7.5	7.4	7.4
Solde exportateur	78.9	87.8	71.8	76.0
DEMANDE	621.7	630.7	614.6	618.9
Nucléaire	455.8	434.6	449.9	446.4
Charbon	5.5	4.0	7.5	6.4
CCG	24.9	17.3	35.9	30.3
Fioul, TAC et effacements	1.6	1.1	2.5	1.9
Thermique décentralisé non EnR	14.9	14.9	14.9	14.9
Thermique décentralisé EnR	5.9	16.7	5.9	5.9
Hydraulique*	70.6	77.5	70.6	70.6
Éolien	36.6	58.8	21.5	36.6
Photovoltaïque	6.0	6.0	6.0	6.0
OFFRE	621.7	630.7	614.6	618.9
Ratio EnR	20.2 %	27.3 %	17.6 %	20.2 %
Estimation CO ₂ émis par le secteur électrique français (MtCO ₂)**	20.5	16.3	26.6	23.3

* y compris turbinage des STEP

** sans captage ni stockage du CO₂ sur les équipements charbon

• Résultats 2025

Puissances installées en 2025 – Sensibilités à l'offre (GW)

	Variante « Nucléaire Bas »	Variante « Nucléaire Haut »	Variante « EnR Haut »	Variante « EnR Bas »	Vision « Centrale »
Nucléaire	74.8	53.7	65	65	65
Charbon	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
CCG	8.4	15.4	10.4	11.9	11.4
Fioul et TAC	5.9	20.5	10.5	13.9	12.7
Thermique décentralisé	7.0	7.0	9.0	7.0	7.0
Hydraulique	25.4	25.4	27.4	25.4	25.4
Éolien	22.0	22.0	25.0	15.0	22.0
Photovoltaïque	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0

Bilans énergétiques 2025 – Sensibilités à l'offre (TWh)

	Variante « Nucléaire Bas »	Variante « Nucléaire Haut »	Variante « EnR Haut »	Variante « EnR Bas »	Vision « Centrale »
Consommation nationale	559.1	559.1	559.1	559.1	559.1
Pompage	7.4	7.2	7.5	7.4	7.4
Solde exportateur	94.6	56.5	82.1	70.3	74.3
DEMANDE	661.0	622.8	648.7	636.8	640.8
Nucléaire	495.6	378.9	438.8	450.9	447.5
Charbon	2.6	12.1	4.9	7.9	6.9
CCG	12.4	74.5	24.6	40.2	34.3
Fioul, TAC et effacements	0.6	7.6	1.5	3.0	2.3
Thermique décentralisé non EnR	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9
Thermique décentralisé EnR	5.9	5.9	16.7	5.9	5.9
Hydraulique*	70.5	70.4	77.4	70.6	70.6
Éolien	47.4	47.4	58.8	32.3	47.4
Photovoltaïque	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
OFFRE	661.0	622.8	648.7	636.8	640.8
Ratio EnR	22.1 %	22.0 %	27.0 %	19.4 %	22.1 %
Estimation CO ₂ émis par le secteur électrique français (MtCO ₂)**	12.9	47.6	19.9	29.1	25.5

* y compris turbinage des STEP

** sans captage ni stockage du CO₂ sur les équipements charbon



Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité