

Etat des lieux de la production électrique thermique centralisée

Evaluation de l'opportunité de l'implantation de *cycles combinés au gaz* dans le système énergétique français

Septembre 2009



*Bureau d'études et
de conseil en écologie*

33 rue Marcadet
75 018 PARIS
09 50 29 59 49
contact@bureau-horizons.org
www.bureau-horizons.org

SOMMAIRE

INTRODUCTION

CONTEXTE DE L'ETUDE

OBJET DE L'ETUDE

REFERENTIELS NATIONAUX DE LA PREVISION ET DE LA REGULATION

PRODUCTION ELECTRIQUE THERMIQUE - DEFINITIONS D'USAGE

ETAT DES LIEUX DE L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE A L'HORIZON 2015

I.1 PREVISIONS SUR LA DEMANDE

I.2 PREVISIONS SUR L'OFFRE

I.3 ADEQUATION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

ANALYSE DES IMPLICATIONS NATIONALES DE L'IMPLANTATION DE CCG

II.1 PROBLEMATIQUES DE LA PRODUCTION EN POINTE

II.2 DUREES D'APPEL ANNUELLES

II.3 CONCURRENCE ENTRE MOYENS DE PRODUCTION

II.4 CAPACITES DES INFRASTRUCTURES GAZIERES

SYNTHESE

ANNEXES

INTRODUCTION

CONTEXTE DE L'ETUDE

Les réseaux électriques européens assurent aujourd'hui l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité dans le cadre de la libéralisation du marché de l'énergie. Dans le même temps, des engagements importants pour limiter la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre ont été adoptés par l'ensemble des Etats membres. Ainsi, le parc de production électrique va subir de nombreuses mutations dans les années à venir. Cette évolution est notamment marquée par le développement sans précédent de **centrales à cycle combiné au gaz (CCG)**.

En France, et à la date de la présente étude, seize CCG sont en activité, en construction, ou sont autorisés administrativement. De nombreux autres sites sont à l'étude ou en cours d'instruction par les pouvoirs publics. Tant la puissance de production électrique que la consommation de gaz associée à ce parc relèvent d'enjeux nationaux et européens. Leur analyse et leur suivi, conformément à la législation, ont fait l'objet de récents rapports de la part des pouvoirs publics ainsi que des gestionnaires publics des réseaux électriques et gaziers.

Le contexte actuel est notamment marqué par la publication récente et simultanée de deux études structurantes pour la politique énergétique nationale – *Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI)* du MEEDAT et *Bilan Prévisionnel du Réseau de Transport de l'Electricité (RTE)*. Dans le même temps, plusieurs projets attendent d'être instruits par les pouvoirs publics et font d'ores-et-déjà l'objet de déclarations de la part des acteurs et de la société civile. Deux enquêtes publiques se sont déroulées en juillet 2009 et ont permis de mettre en évidence la dimension nationale des enjeux associés à ce type d'installation.

Dans ce cadre, l'association *Pas de centrale en Basse Automne* et l'*Association de Défense contre la Pollution de Hambach et Environs* ont mandaté le bureau d'études Horizons pour évaluer, de la façon la plus précise et la plus accessible possible, **la nécessité de l'implantation de nouveaux CCG sur le territoire, et plus généralement les conséquences d'une telle implantation.**

OBJET DE L'ETUDE

La présente étude s'attachera dans un premier temps à établir un **état des lieux de l'adéquation entre l'offre et la demande en électricité**, sur la base des dernières études produites à un niveau national. Cet état des lieux portera exclusivement sur le système électrique de la France métropolitaine, et sur la période 2009-2015, horizon retenu par le gestionnaire du réseau pour définir les besoins en nouveaux moyens de production. **Il permettra d'évaluer la nécessité de nouvelles installations au regard de la sécurité du système électrique.**

Dans un deuxième temps, une analyse large sera proposée afin d'envisager **les implications de l'augmentation du parc de CCG résultant des nouveaux projets d'implantation**. Pour ce faire, elle s'intéressera aux problématiques soulevées par le développement récent et conséquent de CCG dans le système électrique français.

REFERENTIELS NATIONAUX DE LA PREVISION ET DE LA REGULATION

Bilan Prévisionnel RTE – Réseau de Transport de l'Electricité

Filiale du groupe EDF depuis le 1^{er} septembre 2005, RTE est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, qu'il exploite, entretient et développe. Entreprise de service public RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique français. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau.

Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi du 10 février 2000, RTE établit au moins tous les deux ans, sous l'égide des pouvoirs publics, un **bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France**. Ce Bilan s'inscrit dans la perspective des enjeux de sécurité d'approvisionnement électrique sur le territoire français ; il a notamment pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la consommation d'électricité et l'offre de production disponible pour y répondre sur un horizon d'une quinzaine d'années. **Le dernier Bilan Prévisionnel a été rendu public en juillet 2009.**

Programmation Pluriannuelle des Investissements PPI – MEEDAT

Le Bilan Prévisionnel RTE constitue l'un des éléments sur lesquels s'appuient le Ministre en charge de l'Énergie¹, et plus généralement les pouvoirs publics, pour définir la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité, instituée par la loi du 10 février 2000 : « **La PPI est la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle doit permettre de vérifier la mise en ligne des objectifs de politique énergétique et la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale.** »

« **Toutefois la PPI de production d'électricité reste un document indicatif sans caractère prescriptif ou planificateur.** Dans le cadre libéralisé du secteur de l'énergie, la PPI fixe des objectifs de développement du parc de production à moyen terme mais ne se prononce pas sur les conditions (maître d'ouvrage, localisation, dimensionnement, spécifications techniques) de réalisation de ces investissements. Il appartient aux entreprises de réaliser leurs propres simulations et d'en tirer, en ce qui les concerne, les conclusions appropriées.

Ainsi, la PPI constitue la vision qu'ont les pouvoirs publics de l'avenir du parc de production d'électricité :

- la PPI permet au Gouvernement d'intervenir si nécessaire sur le développement des moyens de production d'électricité à travers les mécanismes d'appels d'offres, d'obligation d'achat et d'autorisation exposés précédemment.

- la PPI constitue le document de référence de la politique énergétique française pour le secteur électrique. Elle est donc notamment utilisée par les pouvoirs publics dans leurs relations avec les opérateurs électriques et avec la Commission Européenne. Elle a, par exemple, constitué une base construite et partagée pour l'évaluation des besoins de quotas de CO₂ pour le deuxième PNAQ, pour la production d'électricité. »

La dernière PPI a été publiée en juillet 2009. Il convient de noter qu'elle se fonde sur le Bilan Prévisionnel RTE 2007, actualisé en 2008. La publication du dernier Bilan Prévisionnel 2009 est ultérieure à la PPI.

¹ Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire – MEEDAT

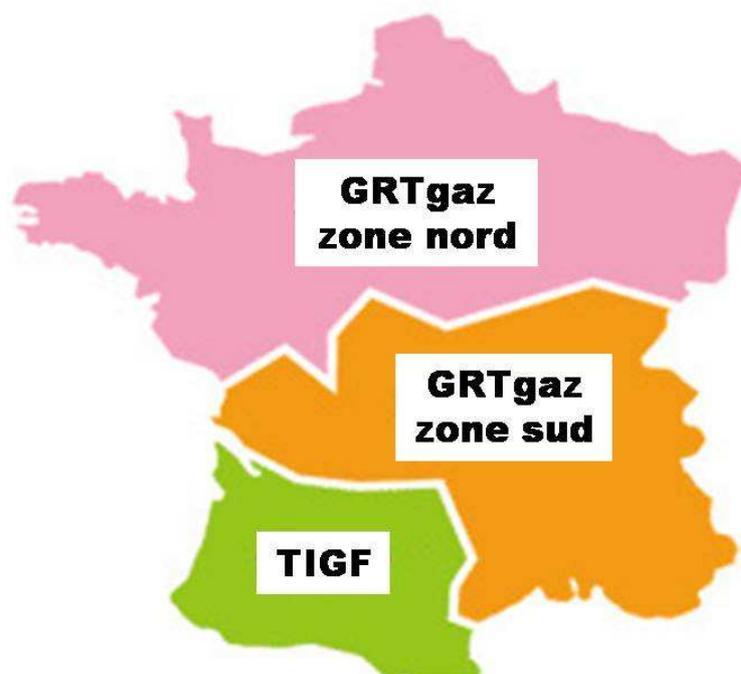
Commission de Régulation de l'Énergie - CRE

Créée en 2000, la CRE dispose d'un statut garantissant l'indépendance des missions généralement dévolues aux autorités administratives indépendantes chargées de la régulation d'un secteur économique en voie d'ouverture à la concurrence et marqué par la présence d'opérateurs publics. Elle comprend un collège et un comité de règlement des différends et des sanctions.

Elle est destinataire, d'une part, en matière d'électricité, des contrats (conclus entre les gestionnaires des réseaux et les utilisateurs) et protocoles (lorsque gestionnaire et utilisateur ne sont pas des personnes morales distinctes) d'accès aux réseaux ; d'autre part, en matière de gaz, des contrats ou protocoles d'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié, y compris aux installations fournissant des services auxiliaires, conclus entre les opérateurs de ces réseaux ou installations et les clients éligibles, les fournisseurs et leurs mandataires ;

Elle peut être saisie des différends entre les utilisateurs et gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, entre les opérateurs et utilisateurs d'infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de gaz naturel liquéfié, liés à l'accès aux dites infrastructures ou à leur utilisation.

La CRE a notamment mis en place à ce titre une concertation, actuellement en cours, entre les opérateurs des CCG et les gestionnaires du réseau gazier, en charge de leur approvisionnement dans le cadre du service public. Des éléments de réponse déterminants sont notamment attendus de la part des gestionnaires pour la fin de l'année 2009.



Opérateurs publics du réseau de transport de gaz

Le réseau gazier français est divisé en trois zones d'équilibrage définissant les conditions d'accès aux usagers : producteurs et consommateurs. Le réseau est exploité par les gestionnaires publics GRTgaz et TIGF.

PRODUCTION ELECTRIQUE THERMIQUE – DEFINITIONS D'USAGE

Le parc de production électrique exploite différentes formes d'énergie primaire : énergie nucléaire, combustibles fossiles, énergie hydraulique, éolienne, biomasse, etc... Bien que la production thermique définisse l'ensemble des énergies produisant de l'électricité à partir de production de chaleur, dont les centrales nucléaires ou biomasse, nous réduirons ce vocable à son sens le plus courant, à savoir **la production d'électricité à partir de combustibles fossiles : charbon, fioul et gaz**. Elles représentent un enjeu particulier puisqu'elles constituent la quasi-totalité de la part carbonée de la production électrique. **Elles déterminent ainsi le contenu en carbone du kilowatt.heure moyen produit en France.**

Sous le vocable de **production centralisée** sont regroupées les installations, généralement de grande taille unitaire, raccordées au Réseau Public de Transport de l'Électricité, 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 charbon et fioul de plus de 100 MW, 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 fatals produits par l'activité sidérurgique.

La production thermique **décentralisée** regroupe principalement les sites internes aux entreprises non raccordées au réseau mais aussi des groupes de production consommant des combustibles sans valeur marchande, avec ou sans cogénération – production simultanée de chaleur et d'électricité. 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 en résultant. Une partie de ce parc est constituée de groupes diesel, qui peuvent être démarrés à la demande du gestionnaire de réseau. Son évolution ne sera pas étudiée, et les prévisions effectuées par l'opérateur public du réseau électrique seront simplement reprises en l'état.

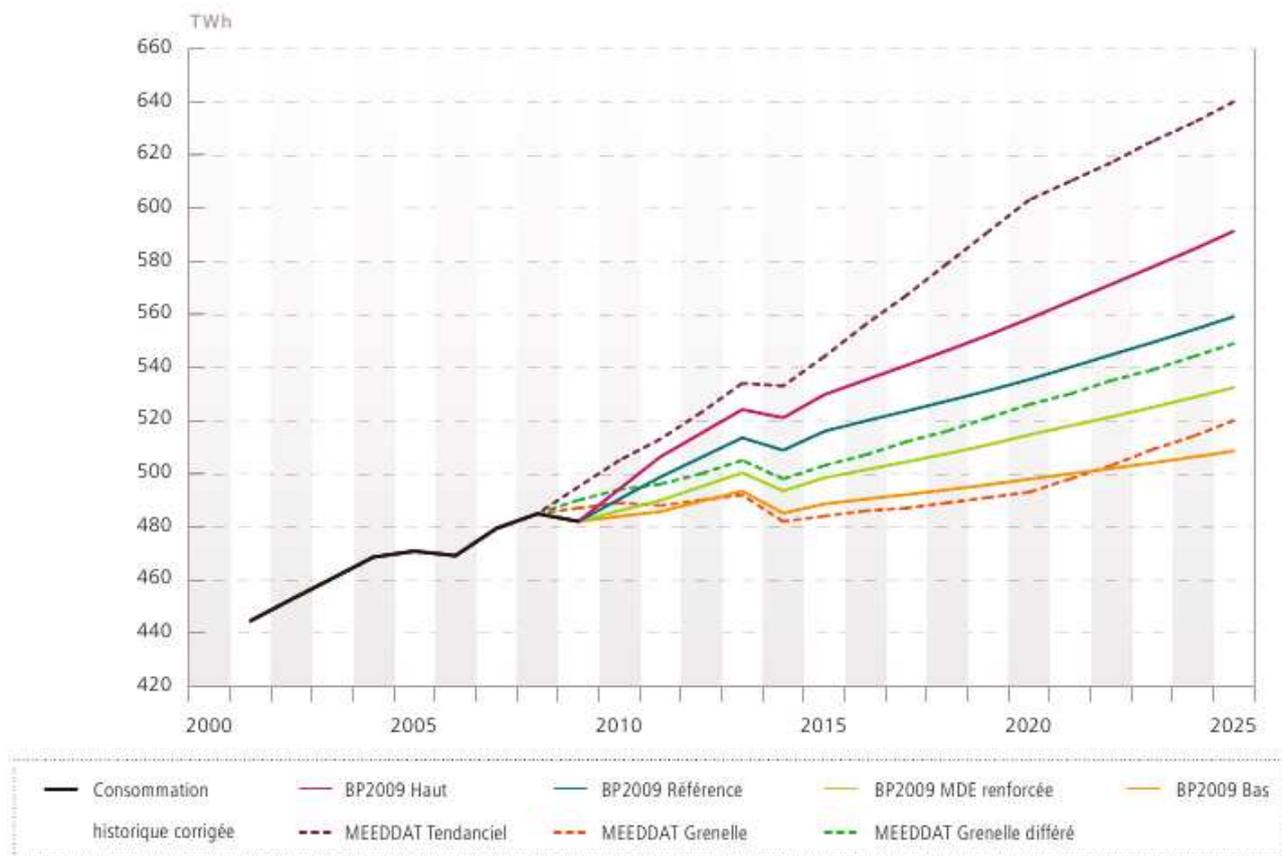
Dans un souci de commodité, les principales grandeurs physiques s'appliquant à la production électrique seront utilisées sous leur forme abrégée :

- La **puissance électrique** est exprimée en **watt (W)** et quantifie la capacité de production instantanée d'une unité de production (on la désigne aussi par *puissance installée*). Pour quantifier la puissance installée totale du système électrique français, RTE utilise le mégawatt (**MW**) et le gigawatt (**GW**). Un mégawatt équivaut à un million de watts (**1 MW = 10⁶ W**). Un gigawatt équivaut à un milliard de watts (**1 GW = 10⁹ W**).
- L'**énergie électrique** est exprimée en **watt.heure (Wh)**, soit l'énergie effectivement produite par un watt en puissance productive pendant une heure (on la désigne aussi par *productible*). A l'échelle du productible annuel de l'ensemble du système électrique français, RTE utilise le **térawatt.heure (TWh)**. Un térawatt.heure équivaut à mille milliards de watt.heures (**1 TWh = 10¹² Wh**) et environ 86 000 tonnes équivalent pétrole.

La présente étude s'intéresse aux centrales dites à **cycle combiné au gaz (CCG)**. Ce type d'installation thermique représente une puissance installée de l'ordre de 400 à 500 MW, soit 0,4 à 0,5 GW. Plusieurs opérateurs exploitent ou prévoient d'exploiter deux tranches CCG en parallèle sur le même site, développant ainsi une puissance installée totale comprise entre 0,8 et 1 GW.

I. ETAT DES LIEUX DE L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE A L'HORIZON 2015

I.1 PREVISIONS SUR LA DEMANDE



Prévisions de consommation électrique à long terme en TWh (RTE BP 2009)

Les prévisions de consommation de la **PPI 2009** sont élaborées à partir de la modélisation effectuée par la Direction Générale de l’Energie et des Matières Premières – DGEMP – en 2007. **Cette évolution dite tendancielle, est fondée uniquement sur des prévisionnels démographiques et économiques.** Les mesures politiques postérieures au 1^{er} janvier 2008, notamment le Paquet « *Energie-Climat* » comportant l’ensemble des Directives cadre européennes de maîtrise de l’énergie et des émissions de GES, ainsi que les lois Grenelle I & II en France, ne sont pas prises en compte. Les variantes *Grenelle* et *Grenelle différé* de cette modélisation ont donc été élaborées pour les intégrer. **On retiendra que les scénarios de la PPI utilisent des hypothèses économiques fixées en 2007, soit avant la survenue de la crise financière.**

Les prévisions élaborées par RTE en 2009 intègrent des hypothèses démographiques et économiques considérant différents scénarios de sortie de crise, résultant en des scénarios *Haut*, *Bas*, et *Référence* (ce dernier combinant l’ensemble des hypothèses intermédiaires, et retenues par RTE pour établir les bilans énergétiques les plus probables). **RTE souligne la très grande difficulté d’appréciation de l’issue de la crise**, et donc de la diversité d’hypothèses économiques à prendre en compte à court terme (2009-2013). Dans ce contexte, les prévisions à moyen et long terme peuvent être considérées comme fragiles. **Toutefois, l’évolution observée entre 2007, date du précédent Bilan Prévisionnel, et 2009 reflète selon RTE un scénario de consommation Bas.** Les scénarios élaborés par RTE intègrent diversement l’application du Grenelle I & II : le scénario *MDE renforcée* pouvant s’apparenter au scénario *Grenelle différé* de la PPI, du point de vue des mesures de réduction de la consommation énergétique.

Scénario	Hypothèses Démographiques	Hypothèses Économiques	Hypothèses Efficacité énergétique
DGEMP 2008 <i>Tendanciel</i>	Scénario INSEE central Population 2030 = 67,2 M Population active 2030 = 24,2 M (tertiaire uniquement)	Identiques à celle de l'AIE publiées en 2007 (avant la crise). Sur la période 2008-2030 : PIB +2,1% par an ; taux de change 1,25 \$/€ ; prix des énergies : 70 \$/bl pétrole brut Brent, 7 \$/Mbtu gaz, 80 \$/tonne charbon. « Il est supposé que l'attribution des quotas de CO2 est gratuite et que le prix d'échange de la tonne de CO2 est de 22 €/tonne en 2020 et de 24 €/tonne en 2030. »	Scénario « <i>business as usual</i> » demandé par l'AIE Aucune mesure postérieure à 2007 n'est prise en compte (Paquet « <i>Energie-Climat</i> », Grenelle)
MEEDAT 2009 <i>Grenelle</i>			« Seule la prise en compte des mesures et objectifs du projet de loi de mise en œuvre du Grenelle de l'environnement a été ajoutée à ce scénario. La réduction de 38% de la consommation d'énergie dans le bâtiment a, en particulier, été intégrée à la modélisation. »
MEEDAT 2009 <i>Grenelle différé</i>			« Le Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire a souhaité évaluer l'impact sur la demande en énergie d'un retard de dix ans dans l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'environnement. »
RTE BP 2009 <i>Haut</i>	Scénario INSEE SP08 Population 2025 = 68,9 M Population active 2025 = 28,2 M	Sortie de crise en 2009 PIB +2,0% par an Construction neuve = 400 000 logements par an ; 16 Mm ² tertiaire par an	« Maîtrise de la demande moins soutenue que dans le scénario de référence »
RTE BP 2009 <i>Bas</i>	Scénario INSEE SP09 Population 2025 = 63,3 M Population active 2025 = 27,7 M	Sortie de crise en 2011 PIB +1,6% par an Construction neuve = 300 000 logements et 12 Mm ² tertiaire par an	« 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 1975. 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. »
RTE BP 2009 <i>Référence</i>	Scénario INSEE SP01 Population 2025 = 66,1 M Population active 2025 = 28,2 M	Sortie de crise en 2010 PIB +2,0% par an Construction neuve = 350 000 logements et 14,5 Mm ² tertiaire par an	
RTE BP 2009 <i>MDE renforcée</i>			« [...] se distingue du précédent [scénario] 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... »

I.2 PREVISIONS SUR L'OFFRE

Fillière	Orientations PPI 2009	Bilan Prévisionnel RTE 2009
Nucléaire	Prolongation du parc actuel à 40 ans Nouveaux EPR à Flamanville 2012 (+1,6 GW) et Penly 2017	
Charbon	Fonctionnement limité à 20 000 heures puis déclassé du parc non-conforme d'ici 2015 (-3,6 GW) Prolongation du parc conforme au-delà de 2020 (3,3GW) Nouvelles installations : préconisation d'une chaîne de démonstration de captage de CO2. Projet > 2015 (+1,6 GW)	
CCG	10 nouveaux CCG d'ici 2012	11 nouveaux CCG d'ici 2012 (+4,8 GW) 1 CCG supplémentaire d'ici 2013 (+0,4 GW)
Fioul & TAC	Fonctionnement limité à quelques centaines d'heures par an Fermeture de trois tranches vapeur à Martigues 2012 (-0,8 GW) 3 nouvelles TAC à Montereau et Vaires 2009 et 2010 (+0,6 GW)	
Hydraulique	Augmentation du productible de 3 TWh/an Nouvelles capacités de pointe d'ici 2020 (+3 GW)	Réduction du productible de 5%
Eolien	Parc terrestre cumulé à 19 GW d'ici 2020 Parc maritime cumulé à 6 GW d'ici 2020	+1 GW par an Parc total cumulé à 17 GW en 2020
Autres moyens de production	Parc solaire cumulé à 5,4 GW d'ici 2020 Parc cogénération stable	Parc solaire cumulé à 5,4 GW d'ici 2020 Erosion du parc cogénération d'ici 2015 (-2GW)

	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

Prévisions de puissance installée à l'horizon 2015 – « projets engagés » - GW (RTE BP 2009)

Les prévisions de la PPI et de RTE retiennent les mêmes évolutions générales du parc de production :

- Réduction du productible charbon en semi-base suite à la fermeture prévue de plusieurs tranches ;
- Augmentation du productible nucléaire en base suite à la mise en service de l'EPR de Flamanville ;
- Augmentation du productible CCG en semi-base suite à la mise en service de douze tranches ;
- Augmentation du productible éolien fatal du fait du rythme de nouvelles installations.

Toutefois, plusieurs différences sont notables : notamment, le prévisionnel effectué par RTE pour le développement de l'éolien (soit **+1GW installé par an**) est inférieur à celui de la PPI, **établi à +2 GW** par an, en référence à l'objectif d'un parc éolien total développant 25 GW cumulé à l'horizon 2020. Pour plusieurs postes productibles – hydraulique et thermique décentralisé dont renouvelable – le prévisionnel RTE est également inférieur. **Ces minorations relatives sur le productible total à l'horizon 2015 influencent les simulations effectuées par RTE concernant les risques de défaillance de l'adéquation entre l'offre et la demande électrique.**

Parc thermique charbon

Deux réglementations environnementales applicables au 1^{er} janvier 2008, vont fortement faire évoluer le parc de production au charbon. En effet, de nouvelles limites sont fixées concernant les émissions polluantes en sortie de cheminée. Une partie du parc est soumise à un quota de 20 000 heures de fonctionnement avant fermeture : de fait, leur durée d'exploitation se trouve limitée à 2015 au plus tard. Pour les quatre centrales restantes, des travaux importants ont été réalisés au niveau du traitement des fumées :

- Deux centrales gérées par EDF (Cordemais et Le Havre) inscrites au Schéma National de Réduction (SNR) ne peuvent fonctionner que 5 000 h par an jusqu'en 2016. Le gestionnaire et le Ministère ont d'ores-et-déjà annoncé la reconduction de ces installations jusqu'en 2020.
- Deux centrales gérées par E.ON (Gardanne et une tranche de Saint-Avold) sont annoncées pour un fonctionnement jusqu'en 2025.

De plus, le gouvernement préconise de n'autoriser aucune nouvelle centrale à charbon sans mise en place d'une chaîne complète de démonstration de captage, transport et stockage du carbone (CSC). Ainsi, le parc de centrales thermiques au charbon est planifié pour une puissance de 3,3 GW en 2015 et stable jusqu'en 2020.

Parc thermique fioul

L'ensemble du parc thermique à fioul est géré par la société EDF. Il est composé de groupes fioul et de turbines à combustion (TAC) qui ont pour vocation de sécuriser le réseau électrique. Ce parc est conçu pour intervenir lors des consommations de pointe ou d'extrême pointe, soit, respectivement moins de 1 500 heures ou 500 heures par an.

De même que pour le parc à charbon, il est soumis à l'application de la Directive GIC et du SNR. Ceci a pour effet de réduire la durée de fonctionnement des groupes de production de pointe (Cordemais, Porcheville et Aramon) à environ 450 heures par an et un site sera fermé et remplacé par une CCG.

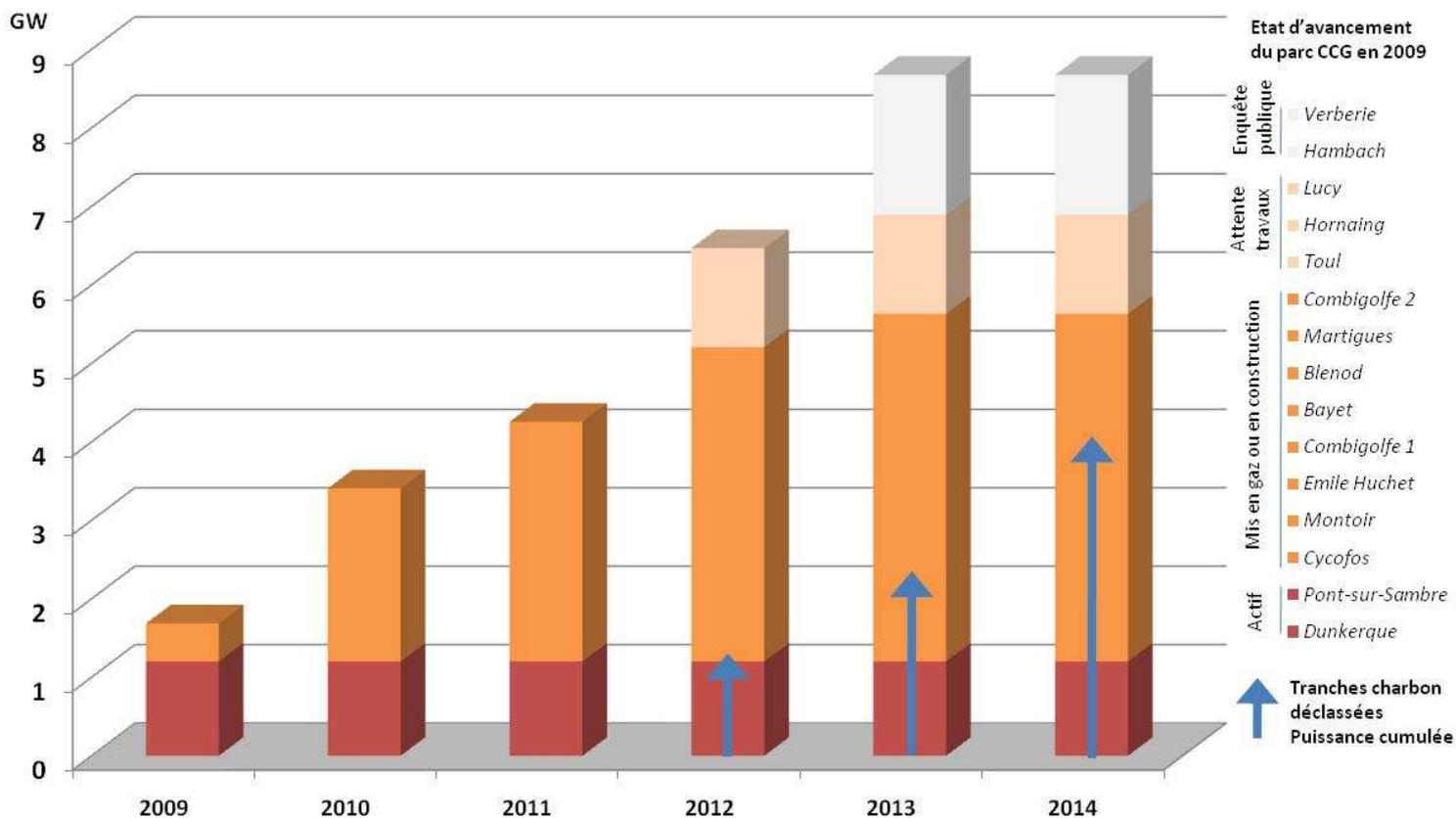
Concernant les TAC, l'industriel a annoncé le respect des valeurs limites d'émissions, et en prévision de l'arrêt de la centrale à charbon de Vitry en Île-de-France, la mise en service de deux sites. Ainsi, le gestionnaire du réseau (RTE) considère ce parc comme stable dans les années à venir jusqu'à l'horizon 2015, pour une puissance installée disponible de 7 GW.

Parc thermique gaz naturel (CCG)

L'utilisation des centrales combinées à gaz (CCG) est relativement récente dans la production électrique française, la première ayant démarré en 2006 (Dunkerque) et la deuxième en 2009 seulement. Cette évolution est principalement liée à la fermeture programmée d'une partie du parc à charbon. Cette technique de production possède un atout reconnu par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat¹ : en remplacement des anciennes centrales à charbon, à taille et production équivalente, une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'environ 60% est réalisée.

¹ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Working Group III Fourth Assessment Report 2007

Les prévisionnels d'équilibre offre-demande effectués par RTE sont fondés sur un parc de 13 CCG (réparti sur 10 sites) développant une puissance cumulée de 5,6 GW (soit la totalité des installations déjà en service, en phase de raccordement ou en construction). RTE considère comme « très probable » l'implantation d'une 14^{ème} installation, portant la puissance cumulée du parc à 5,9 GW à l'horizon 2014.



Mise en service prévisionnelle du parc CCG et déclassement du parc charbon – période 2009-2014

Deux sites sont déjà en fonctionnement en septembre 2009. 3 autres sites ont été mis en gaz et entreront en service entre 2009 et 2010. 5 autres sites sont actuellement en construction, pour une mise en service comprise entre 2010 et 2013. Le site d'Hornaing a la particularité d'avoir fini ses travaux de raccordement au réseau gaz – via 32 km de gazoduc dédié – mais l'exploitant n'a encore planifié la construction des installations, suscitant l'inquiétude des élus locaux. De même, deux sites ont obtenu l'ensemble des autorisations administratives pour commencer leurs constructions, mais n'ont toujours pas annoncé de date pour celles-ci : Lucy et Toul.

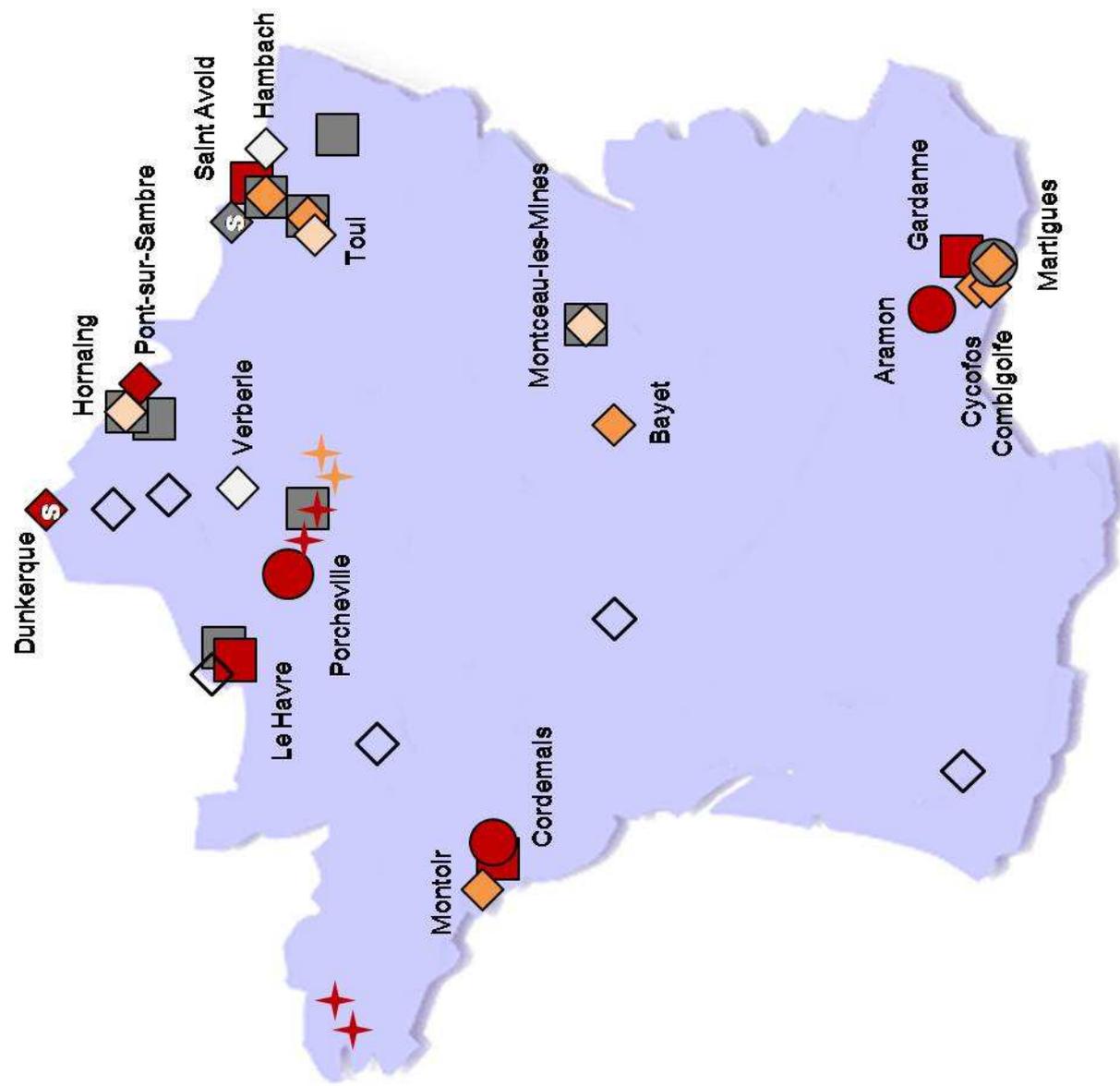
Les projets de Verberie et Hambach ont été soumis par Direct Energie aux pouvoirs publics en 2008 et suivent actuellement une procédure d'autorisation.

Plusieurs autres projets ont été annoncés officiellement par différents industriels. Ces projets sont au nombre de six, et représentent une puissance cumulée de 4,6 GW.¹

Le développement du parc CCG excède largement le strict besoin de remplacement des centrales charbon dont le déclassement est programmé entre 2012 et 2015.

¹ Cf. Annexe 1

- Parc thermique charbon**
- Centrale vapeur disponible
 - Centrale vapeur – fermeture à l'horizon 2015
- Parc thermique fioul**
- Centrale vapeur disponible
 - Centrale vapeur – fermeture à l'horizon 2015
 - Turbines à combustion (TAC) disponibles
 - TAC en construction
- Parc thermique gaz naturel**
- Centrale à cycle combiné (CCG) disponible
 - CCG en construction ou mise en gaz
 - Projet CCG autorisé – en attente début travaux
 - Projet CCG en instruction (Direct Energie)
 - Projet CCG en attente procédure d'instruction
 - CCG en remplacement de groupe charbon
 - CCG en remplacement de groupe fioul
 - CCG – utilisation de gaz sidérurgiques



I.3 ADEQUATION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

Simulations de risques de défaillance – Bilan Prévisionnel RTE 2007

La PPI fournit la définition suivante pour la défaillance du système électrique : « *La fourniture d'électricité est considérée comme défaillante lorsqu'il faut recourir au délestage pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande c'est-à-dire lorsqu'au moins un client voit son électricité coupée contre son gré. **Les résultats des simulations portent donc sur la proportion de scénarios défaillants au moins une fois, sur la durée moyenne de défaillance et sur l'énergie non fournie du fait de la défaillance.*** »

Ces risques de défaillance sont ainsi évalués par RTE qui, en fonction de différents scénarios de consommation et la configuration du parc de production, simule la réaction du système électrique. 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. Environ 500 simulations sont réalisées pour chaque année, suivant différents paramétrages.

Sur la base des résultats présenté par le Bilan Prévisionnel RTE 2007, la PPI 2009 conclut ainsi : « *Dans la perspective de l'évaluation des besoins pour la sécurité d'approvisionnement électrique, **la PPI retient comme hypothèse la réalisation d'au moins dix CCG à l'horizon 2012.** Au-delà des besoins pour l'équilibre offre-demande, la PPI ne fixe pas d'objectif de développement des CCG qui constitueront la variable d'ajustement du parc de production et, suivant le principe de liberté d'établissement, la PPI préconise d'autoriser, au titre de la loi électrique, les projets des investisseurs.* »

Rappelons que depuis cette publication, **1 CCG est en service et 10 autres en cours de construction, couvrant ainsi les objectifs de la PPI.** Trois autres centrales ont obtenu une autorisation d'exploiter et attendent le commencement des travaux. Les deux projets de centrale de Direct Energie suivent actuellement la procédure d'autorisation. Plusieurs autres projets ont été rendus publics par leurs promoteurs et attendent le lancement de la procédure administrative.

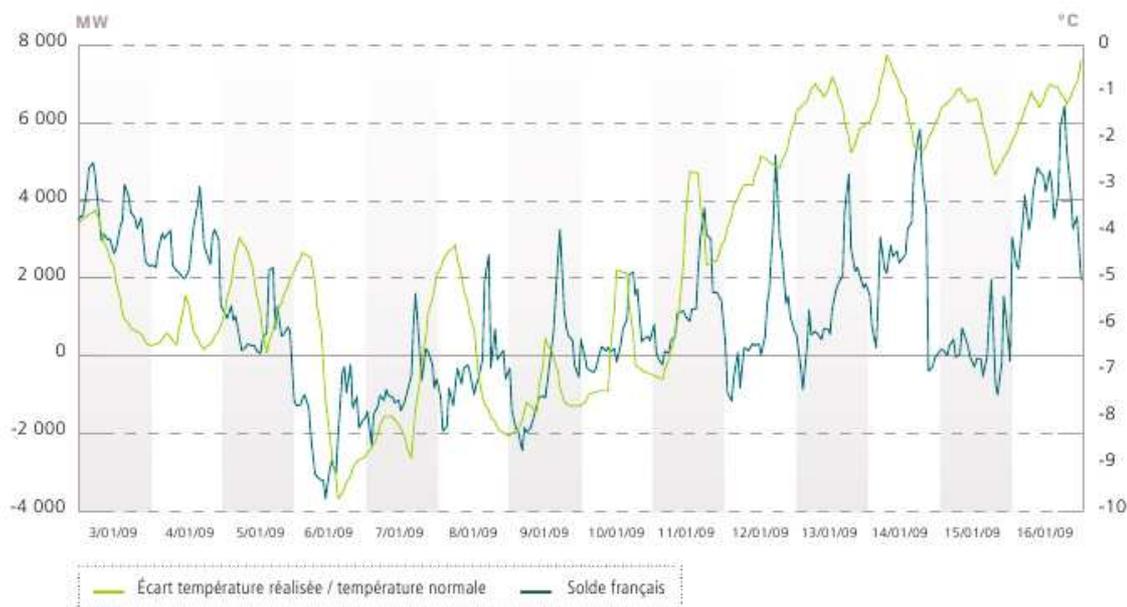
Simulations de risques de défaillance – Bilan Prévisionnel RTE 2009

A l'occasion du dernier Bilan Prévisionnel, RTE a réalisé de nouvelles simulations, intégrant notamment l'augmentation des consommations de pointe enregistrée au cours de l'hiver 2008-2009. 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 sensibles pour la pointe dite « *à une chance sur dix* », bien que les trajectoires énergétiques soient très semblables entre les deux bilans.

Ainsi, la moyenne des simulations effectuées par RTE et indiquant une défaillance en 2015, dans le cadre du scénario de consommation de référence, présentent **une espérance de durée de défaillance de 10h22** – en moyenne des heures de défaillance sur l'ensemble des simulations défaillantes – **pour une puissance manquante évaluée à 4 GW.**

Bien que les différents paramétrages utilisés ne soient pas fournis par RTE, plusieurs informations qualitatives indiquent que le résultat des simulations doit être interprété avec précaution. Par ailleurs, RTE n'en tire pas de conclusion explicite quant au besoin de nouveaux moyens de production :

- (1) Les risques de défaillances sont très sensibles aux scénarios de consommation. Ainsi, dans le cadre du scénario *MDE renforcée*, les simulations n'indiquent aucun besoin de puissance supplémentaire à l'horizon 2015. Concernant spécifiquement la consommation électrique, ce scénario correspond au scénario *Grenelle différé* élaboré par la PPI : soit le scénario de consommation intégrant les mesures Grenelle I & II mises en application avec 10 ans de retard.
- (2) RTE a fixé une hypothèse très sécuritaire en ne prenant pas en compte les interconnexions, alors que les capacités de production de pointe de plusieurs pays voisins suffisent à couvrir des demandes de puissance exceptionnelles sur le système français. « **Or, les 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 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.** »
- (3) Enfin, RTE rappelle que la puissance manquante est calculée par convention d'après les caractéristiques de groupes de production thermique. Toutefois : « **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...)** » RTE ne formule d'ailleurs aucune recommandation sur le type d'offre de puissance à mettre en œuvre.



Echanges aux interconnexions et écarts température réalisée / température normale en janvier 2009 (RTE BP 2009)

Entre le 6 et le 9 janvier 2009, le solde français est devenu importateur, le maximum d'importation s'établissant alors à un peu moins de 4 GW. L'inversion du solde français – positif quasiment toute l'année – témoigne du fait que de la production était disponible chez nos voisins. « *Le système électrique français interagit ainsi en permanence avec ses voisins. Dans une étude simulant le fonctionnement, leur dynamisme doit être modélisé ; il serait très hasardeux de considérer la France isolément.* »

Absence de caractère d'urgence

Dans son mémoire en réponse au commissaire-enquêteur (septembre 2009), Direct Energie se réfère aux résultats de simulations de RTE et affirme qu'il en résulte **un besoin de capacité du parc de production en pointe, évalué à 4 GW supplémentaire, et pouvant être satisfait par l'installation de nouvelles CCG**. Deux conclusions peuvent être tirées de cette proposition :

- (1) Compte tenu du temps de réalisation d'un ouvrage après son autorisation, le calendrier des décisions à prendre se ramène, dans l'hypothèse du choix de nouvelles capacités en groupes thermiques : 2012-2013 pour l'autorisation d'exploiter une TAC ou une autre centrale au fioul ; 2011-2012 pour l'autorisation d'exploiter une CCG¹. **Ainsi, la nécessité d'un choix déterminant pour de nouveaux moyens de production n'est pas vérifiée avant 2011**. Du point de vue gestionnaire, le calendrier indique que **le prochain Bilan Prévisionnel de RTE en 2011**, permettra d'actualiser les simulations, et ainsi fonder un choix déterminant à partir d'une analyse plus adaptée.

- (2) **L'opportunité de l'installation de CCG pour répondre à une demande d'électricité en pointe n'est pas démontrée**. Compte-tenu de l'absence de caractère d'urgence, l'efficacité des CCG pour ce type de besoin, d'une part, et les conséquences générales de leur implantation sur le système énergétique, d'autre part, doivent être évaluées.

¹ Selon la DGEC, la durée de construction d'un CCG varie de 24 à 30 mois. Etude des coûts de référence de la production électrique, octobre 2008.

II. ANALYSE DES IMPLICATIONS NATIONALES DE L'IMPLANTATION DE CCG

II.1 PROBLEMATIQUES DE LA PRODUCTION EN POINTE

Comme le précise RTE et la PPI 2009, les principaux besoins du réseau électrique français sont constitués par l'évolution des pointes de consommation déterminantes pour le dimensionnement du parc de production.

Les demandes de consommation en pointe ont lieu toute l'année, mais elles sont toutefois les plus importantes à certaines tranches horaires – 18h à 20h – et pendant les épisodes de froid. Pour assurer la sécurité du système électrique pendant les appels de forte puissance, RTE fait état des puissances à sa disposition produisant en base et semi-base, et des puissances de l'ensemble des systèmes interconnectés (plaque européenne continentale). Dans la situation où l'appel prévisible en puissance dépasse la production disponible, le gestionnaire peut avoir recours à différents moyens :

- Le recours aux **effacements de consommation** auprès de clients finaux soumis à une contractualisation spéciale de façon à *lisser la pointe*¹ ;
- Le recours aux **programmes d'appel** de moyens de production mobilisables en deux heures – groupes fioul vapeur – ou **d'ajustement** – auprès de moyens mobilisables en quelques minutes, soit exclusivement les centrales hydrauliques avec retenues, les stations de pompage-turbinage (STEP) et les turbines à combustion fioul (TAC).

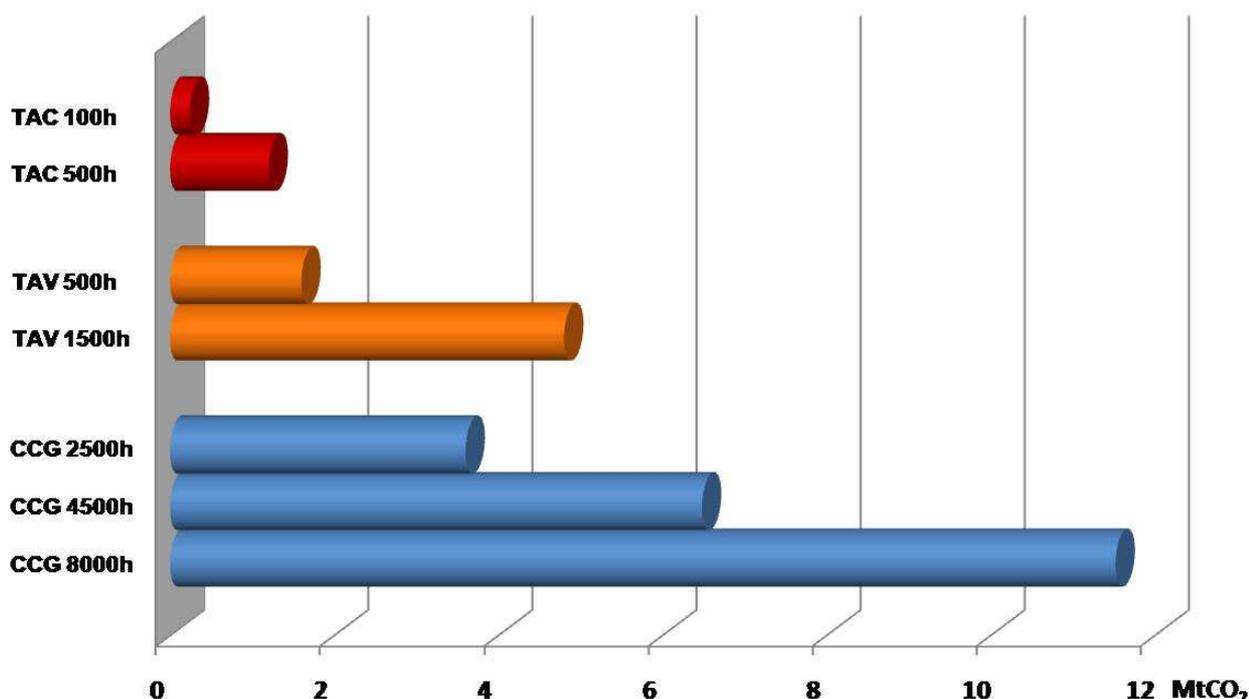
Compte-tenu du temps de démarrage des CCG, ceux-ci ne peuvent être mobilisés que dans le cadre de programmes d'appel de deux à trois heures. Ils ne pourraient ainsi intervenir qu'en remplacement des appels des groupes fioul vapeur, soit dans une plage de fonctionnement annuel comprise entre 500 et 1 500 heures.

Or, le temps de démarrage des CCG ne préjuge pas du délai supplémentaire associé à l'acheminement du gaz naturel par les gestionnaires du réseau gazier GRTgaz et TIGF. Ces derniers ont soulevé plusieurs difficultés techniques de nature à compromettre la garantie de *flexibilité intra-journalière* nécessaire à la mobilisation des CCG dans le cadre de programmes d'appel de deux à trois heures. Cette problématique renvoie à deux constats qui écartent sensiblement les CCG de la définition d'un moyen de production de pointe au regard de la PPI :

- Contrairement aux autres moyens de production en pointe, les CCG ne disposent pas de capacité de stockage de l'énergie primaire : **ils sont entièrement dépendants, et à tout instant, du réseau gazier** ;
- Des risques spécifiques d'approvisionnement sont ainsi liés à la **concomitance des pointes de consommation du gaz et de l'électricité**, lors des épisodes de froid.

¹ Contrats de type *EJP*, *Tempo* ou bilatéraux liant un consommateur à son fournisseur d'électricité, ou *Mécanismes d'Ajustement* mis en place par RTE et actuellement en cours d'optimisation.

Enfin, l'importance des investissements nécessaires à l'installation et au fonctionnement d'un CCG est justifiée économiquement pour un fonctionnement en semi-base. Les études disponibles¹ indiquent des durées de fonctionnement annuelles allant de 2 500 à 8 000 heures, **aucun seuil de rentabilité n'étant envisagé en dessous de 2 000 heures par an**. La justification d'un CCG pour une durée minimale de fonctionnement, soit 2 000 heures par an, pose toutefois la question de son efficacité économique au regard d'autres moyens de production en pointe.



Estimation des émissions de gaz à effet de serre d'un parc supplémentaire de 4 GW (MtCO₂)

Dans cette modélisation, on considère l'installation hypothétique de 4 GW de puissance installée supplémentaire, soit sous forme de turbines à combustion au fioul (TAC), conçus pour un fonctionnement à l'extrême pointe et pour un rendement de 40%, soit sous forme de groupes fioul vapeur conçus pour un fonctionnement en pointe, soit sous forme de CCG, conçus pour un fonctionnement en semi-base. Plusieurs scénarios sont proposés selon la durée de fonctionnement prévisionnelle des groupes de production.

-**Pour les TAC**, on considère un fonctionnement de 100h par an, correspondant à la moyenne de fonctionnement constatée sur les TAC actuellement en activité en France, et un fonctionnement de 500h, correspondant à une limite haute compte-tenu des réglementations en vigueur concernant la quantité maximale de polluants atmosphériques applicables aux groupes fonctionnant au fioul.

-**Pour les groupes fioul vapeur**, on considère un fonctionnement de 500h, correspondant à la moyenne de fonctionnement imposée réglementairement, et un fonctionnement de 1 500h, correspondant aux historiques d'exploitation des centrales EDF.

-**Pour les CCG**, on considère un fonctionnement de 2 500h, correspondant à la limite théorique de rentabilité de l'investissement, un fonctionnement de 4 500h, hypothèse retenue par la PPI pour un parc de 10 CCG, et un fonctionnement de 8 000h, correspondant à la limite technique de l'installation et à une rentabilité maximale de l'investissement. Aucune limite réglementaire ne s'appliquant à la durée de fonctionnement des CCG.

On constate ainsi que du point de vue de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la justification d'un CCG pour répondre à un besoin de production en pointe peut être dangereuse. Les conditions de rentabilité et de marché impliquent que les opérateurs aient la possibilité d'exploiter un CCG pour une durée incomparable avec celle caractérisant les appels de consommation en pointe.

¹ DGEC, Etude des coûts de référence de la production électrique, octobre 2008

II.2 DUREES D'APPEL ANNUELLES

Acteur	Heures par an	Commentaire
MEEDAT	3 500 – 4 500	La PPI 2009 propose une moyenne d'heures haute (parc de 10 CCG) et une moyenne basse (parc de 20 CCG)
RTE BP 2009	2 600 – 3 700	Les durées de fonctionnement annuelles peuvent être déduites d'après les bilans énergétiques prévus par RTE (pour un parc de 5,9 GW en 2015) et pour chacun des scénarios d'équilibres offre-demande.
GDF-SUEZ	6 750	Durée de fonctionnement de l'installation de Dunkerque la première année, pour une production de 3,7 TWh (communication GDF-SUEZ, novembre 2007)
GDF-SUEZ	6 000	Données de la contribution Electrabel – Réunion DRIRE PACA, juin 2008
DIRECT ENERGIE	4 400 – 8 000	D'après les dossiers administratifs des projets de Verberie et Sarreguemines. Par ailleurs, les études d'impact retiennent un fonctionnement de 8 000 h/an.

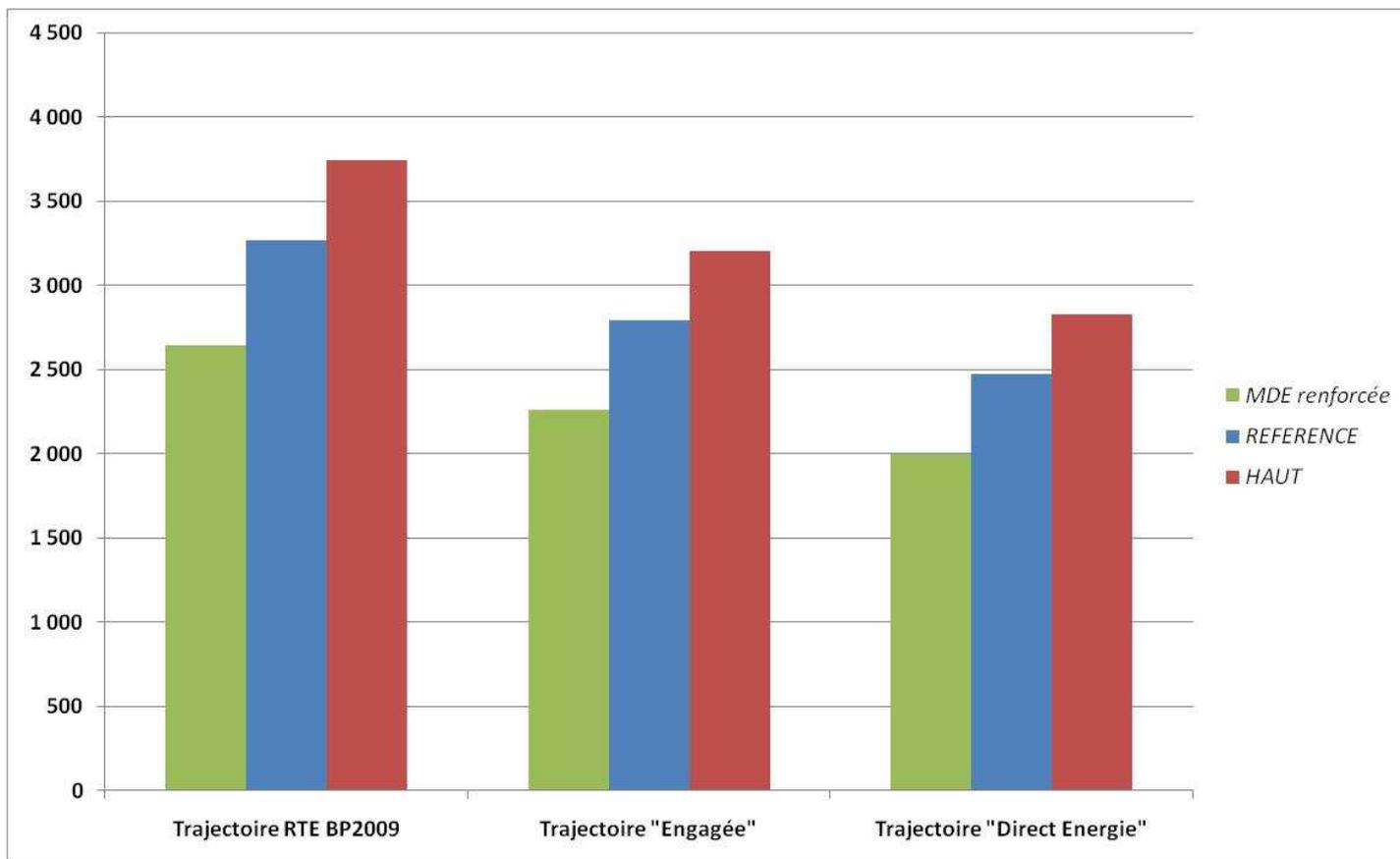
L'ensemble des prévisionnels disponibles concernant les durées de fonctionnement annuelles des CCG sont fortement disparates. Il convient de rappeler qu'à ce jour, et contrairement aux centrales thermiques fonctionnant au charbon et au fioul, les CCG ne sont soumises à aucune limite réglementaire en nombre d'heures de fonctionnement.

Bien que les quantités critiques d'énergie produite, en terme de rentabilité, puissent varier sensiblement selon les installations, selon les conditions d'investissement et d'exploitation, les producteurs affichent dans l'ensemble une activité prévisionnelle de 4 500 à 8 000 heures par an. Appliqué aux 13 CCG actuellement en service ou en construction, de tels facteurs de charge résultent en **une production totale comprise entre 27 et 47 TWh en 2015, alors que l'adéquation offre-demande prévue par RTE est comprise entre 16 et 22 TWh pour le même parc en 2015, dans l'hypothèse d'une consommation haute.**

Le parc de CCG acquis ne fonctionnerait en moyenne que 2 600 à 3 700 heures en 2015, à moins de :

- Une croissance de la consommation supérieure au scénario le plus élevé retenu par RTE ;
- Une augmentation des exportations au-delà des prévisions de RTE :rappelons que la PPI prévoit d'ores-et-déjà le doublement des exportations totales d'électricité par la France d'ici 2020 ;
- Une mise en concurrence directe avec les autres moyens de production ;
- Un arbitrage politique et/ou économique en faveur d'un parc plus limité.

La mise en service des projets en attente de début de travaux ou d'autorisation d'exploiter, dont les projets portés par Direct Energie, réduiraient naturellement les durées moyennes de fonctionnement du parc à moins de 2 800 heures par an.



Bilans d'équilibres prévisionnels durées de fonctionnement / parc installé à l'horizon 2015

Le facteur de charge moyen des CCG en 2015 est exprimé ici en **heures de fonctionnement annuelles**.

La **Trajectoire RTE BP 2009** reprend les bilans énergétiques réalisés par RTE (soit un parc installé de 5,9 GW en 2015) pour trois scénarios de consommation : *Haut*, *Référence* et *MDE renforcée* (RTE ne fournissant pas de bilan énergétique pour le scénario *Bas*). Les bilans énergétiques de RTE envisagent donc des durées de fonctionnement comprises entre 2 600 et 3 700 heures par an.

La **trajectoire « Engagée »** considère les installations dont l'exploitation a été autorisée et en attente de début des travaux, et portant le parc total à 6,9 GW en 2015). La **trajectoire « Direct Energie »** considère en plus le fonctionnement des installations de Verberie et Hambach (soit un parc total de 8,7 GW en 2015).

On constate que dans cette hypothèse, et même suivant le scénario *Haut* de consommation de RTE, les CCG ne devraient fonctionner en moyenne que 2 800 heures par an.

II.3 CONCURRENCE ENTRE MOYENS DE PRODUCTION

D'une façon générale, en cas d'évènement tel qu'une hausse de la demande en électricité, ou l'indisponibilité de productions fatales ou à très faible coût marginal (hydraulique au fil de l'eau, éolien, nucléaire), 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.

Dans ces conditions, **les possibilités d'augmentation de production pour le parc des CCG au-delà des simulations effectuées par RTE par filière de production, sont liées à trois leviers :**

- **La limitation du déploiement de nouvelles capacités de production fatale dans le système :** dans la pratique, cette limitation ne peut concerner que le parc éolien, tandis que les parcs nucléaire et hydraulique sont globalement acquis ;
- **La compétitivité de l'électricité produite par rapport aux centrales déployées sur le marché européen en semi-base :** ce levier sous-entend toutefois une augmentation des exportations françaises, celles-ci étant déjà prévues d'augmenter significativement à l'horizon 2020.
- **La compétitivité des CCG par rapport aux centrales à charbon françaises :** la réduction du productible des centrales à charbon, en deçà des prévisions effectuées par RTE, semble toutefois assez peu probable compte-tenu des caractéristiques et enjeux associés à cette production.

RTE estime que l'ordre d'appel des groupes consommant du charbon ou du gaz naturel ne peut être déterminé de façon absolue : il sera, au cas par cas, influencé 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 par RTE dans les simulations repose sur une hypothèse : **celle de la non-suprémie d'un type de production par rapport à l'autre**. La dispersion des prix rendue centrale de chaque énergie (intégrant les coûts de transport) aidant, un subtil équilibre entre prix gaz/charbon permet d'alterner groupes gaz et groupes charbon dans l'ordre d'appel.¹

La prédiction d'une compétitivité équilibrée, à terme, entre centrales charbon et gaz, pourrait toutefois ne pas se vérifier, en particulier dans le contexte français :

- Elle reposerait essentiellement sur l'introduction en bourse des quotas d'émissions de CO₂, prévue pour 2013. Or, les conditions de mise en œuvre du Plan national d'allocation des quotas d'émissions – PNAQ II – sont encore sujettes à incertitude ;
- Elle n'intègre pas les prévisions d'**augmentation et de volatilité des prix du gaz**, indexés sur ceux du pétrole, et en comparaison de ceux du charbon² ;

¹ A l'horizon 2015, les prévisions effectuées par RTE pour la production des centrales à charbon françaises varient entre 12 TWh (scénario *MDE renforcée*), 14,3 TWh (scénario *Référence*) et 15,9 TWh (scénario *Haut*) (RTE ne propose pas de bilan énergétique pour le scénario *Bas*). Ces prévisions prennent en compte la limitation de fonctionnement du parc charbon en application de la réglementation, le déclassement programmé de plusieurs tranches, ainsi que l'absence de toute nouvelle installation. Elles sont fondées sur un interclassement alterné de l'ordre d'appel des groupes charbon et gaz selon des variations de données économiques. Celles-ci ne sont toutefois pas précisées.

² Les prévisions économiques établissent des cours variant de 100 à 150 \$ le baril de pétrole brut Brent après 2015 « *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2025* » Centre d'Analyse Stratégique, février 2008.

- Enfin, Elle n'intègre pas **l'internalisation probable des surcoûts liés à l'adaptation du réseau et des infrastructures gazières nécessaires à l'approvisionnement des CCG, et réclamée par les gestionnaires du réseau gazier**

Plus généralement, la limitation en fonctionnement du parc résiduel charbon, conforme à la réglementation, soient 7 tranches totalisant 3,3 GW après 2015, se heurterait à des problématiques plus larges concernant la sécurité énergétique :

- A l'échelle nationale, la nécessité d'assurer la **diversification des sources d'approvisionnement** : en ce sens, la préservation du productible charbon permet de limiter les pressions à moyen et long terme sur l'approvisionnement en gaz : conditions d'accès et prix de la ressource, enjeux géopolitiques¹ ;
- A l'échelle locale, la nécessité de conserver des équipements nécessaires à la **sécurisation de l'approvisionnement électrique**, compte-tenu de situations spécifiques.²

¹ Synthèse du Plan Pluriannuel d'Investissements dans le secteur du gaz (MEEDAT 2009) : « *L'intégration progressive et la libéralisation des marchés gaziers européens nous conduisent par ailleurs à repenser notre démarche prospective nationale : les équilibres gaziers nationaux seront de plus en plus, à l'avenir, conditionnés par les équilibres gaziers européens. Or, l'Union Européenne sera elle-même confrontée, au cours des 10 prochaines années, à deux défis majeurs sur les marchés mondiaux du gaz naturel :*

- **La décroissance rapide (de l'ordre de - 40%) de sa production intérieure ;**
- **La demande croissante et concurrente des autres continents** (selon l'Agence Internationale de l'Energie, la consommation de gaz naturel devrait augmenter d'au moins 600 millions de tonnes équivalent pétrole d'ici 2020, c'est-à-dire d'un montant bien supérieur à la consommation actuelle de l'Union qui était estimée à 455 millions de tonnes équivalent pétrole en 2007) sur un marché qui se mondialise de plus en plus (des taux de croissance de l'ordre de 6% par an sont attendus pour le marché du gaz naturel liquéfié). »

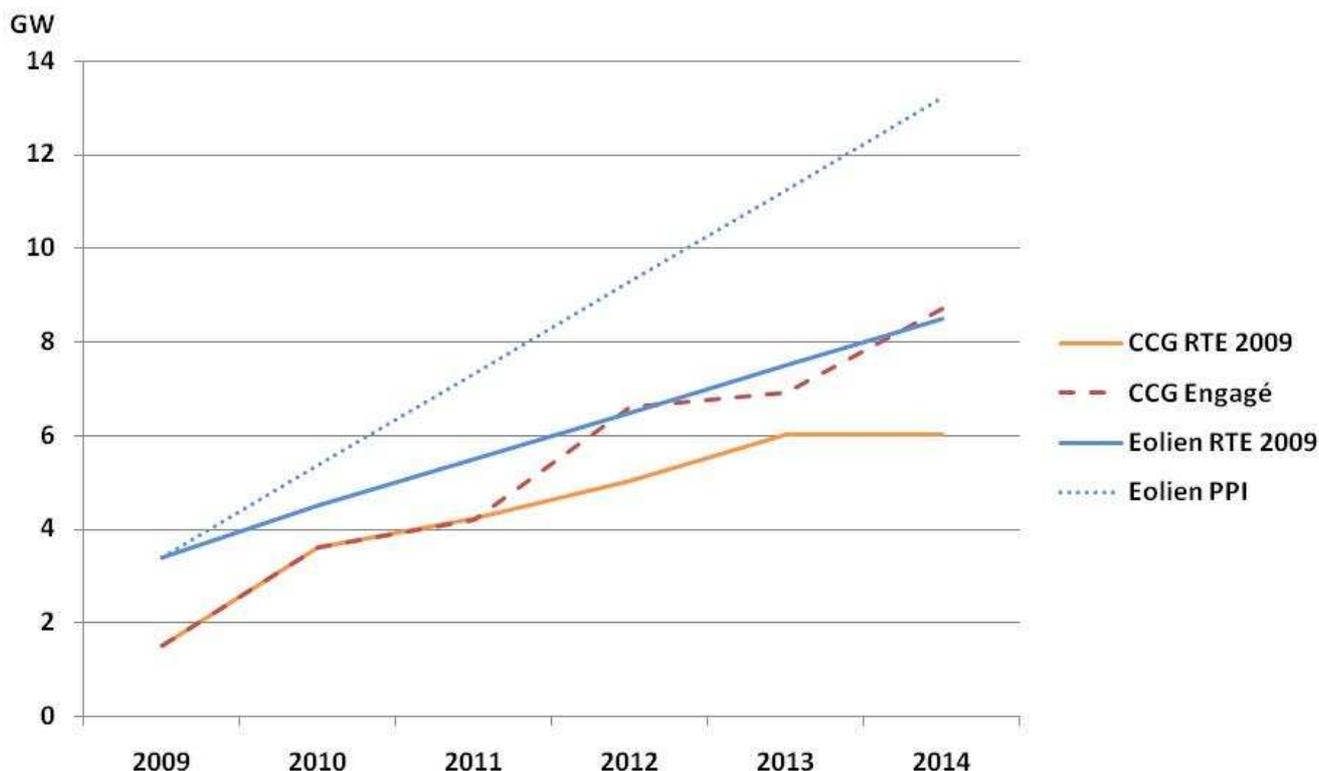
² Plusieurs configurations locales doivent être prises en compte concernant les groupes fonctionnels au charbon :

Le Havre : Situé en terminaison du réseau THT 400 kV dans une zone portuaire fortement consommatrice, il n'est pas certain qu'il puisse être mis à l'arrêt sans porter atteinte à la sécurité d'alimentation. Il ne sera pas possible d'implanter dans cette zone de nouvelle centrale de production avant la fermeture programmée de deux groupes charbon à l'horizon 2015. En effet, le réseau 400 kV alimentant la région havraise ne peut accueillir de puissance supplémentaire.

Saint-Avold : Deux CCG sont en cours de construction et deux autres en projet. La région est desservie par le point d'entrée frontière d'Obergalbach, qui achemine le gaz russe via le gazoduc MEGAL. Ce point d'alimentation a été totalement interrompu pendant la *crise gazière* de janvier 2009. Ainsi, le maintien de la centrale charbon de Saint-Avold est nécessaire pour garantir localement une sécurité d'alimentation électrique en semi-base et en pointe.

Gardanne : Le sud de la région PACA est décrit comme une *péninsule électrique* par RTE. En 2012, l'ouest de la région sera sécurisé par la mise en service des CCG actuellement en construction dans la zone portuaire de Fos. La centrale de Gardanne est quant à elle indispensable à la sécurisation du secteur est.

Cordemais : L'ensemble de la région Bretagne est également une *péninsule électrique* selon RTE. La centrale de Cordemais alimente en semi-base et en pointe l'ensemble de la Bretagne Sud. Bien que la région soit dotée à partir de 2010 du nouveau CCG de Montoir, d'une puissance de 400 MW, celui-ci ne pourra pas remplacer les 2 600 MW de la centrale de Cordemais, indispensables à la sécurisation de la région Ouest de RTE.



Prévisions d'installations de puissance CCG et éolien sur la période 2009-2014

Les courbes pleines représentent le prévisionnel d'installations engagées d'après RTE, qui retient à l'horizon 2015 des puissances cumulées totales de 5,9 GW pour les CCG et 9,5 GW pour l'éolien. Depuis 2007, la plupart des développeurs et portefeuilles de projets éoliens ont été concentrés au sein des grands groupes énergétiques. Ceux-ci peuvent aujourd'hui investir dans différents moyens de productions, particulièrement l'éolien et les CCG qui constituent les plus forts potentiels. On observe toutefois des tendances très différentes dans les investissements.

Le prévisionnel RTE concernant l'éolien, soit l'installation d'1 GW supplémentaire par an, se situe très en deçà des objectifs de la PPI (soit +2GW en moyenne par an, pour une puissance cumulée de 25 GW à l'horizon 2020). Pour les CCG au contraire, le prévisionnel RTE excède d'ores-et-déjà les objectifs de la PPI. Par ailleurs, si l'on retient la réalisation de l'ensemble des projets en cours d'autorisation ou d'instruction, pour une mise en service prévisionnelle entre 2010 et 2015, le parc total de CCG développerait une puissance de 10 GW, **soit en moyenne +1,4 GW par an (courbe CCG Engagé)**. RTE indique que l'ensemble des demandes de raccordement effectuées par les producteurs pour des projets de CCG s'élève à 16 GW.

RTE pointe la possibilité d'un ralentissement possible et relatif du développement éolien pour quatre raisons :

- (1) l'impact de la crise financière sur les conditions de financements ;
- (2) les difficultés liées à l'acceptabilité locale des projets, croissantes avec le parc ;
- (3) la limitation à terme du financement du dispositif d'obligation d'achat de la production éolienne ;
- (4) les délais de mise en œuvre des schémas régionaux, planifications et zonages à vocation de régulation.

En première approche, nous pouvons considérer que les deux premières raisons précitées devraient affecter également le développement des CCG. Toutefois, la préférence nette observée à l'investissement dans les CCG souligne des conditions de rentabilité supérieures. Celles-ci sont à mettre en relation avec la valorisation sur le marché des kWh produits **à la demande** (la rentabilité du kWh *fatal* produit par l'éolien étant liée à la pérennité du dispositif d'obligation d'achat) et par la simplicité relative des procédures d'autorisation des CCG par rapport à l'éolien, à puissance installée équivalente. **Il convient de souligner notamment les nombreux freins réglementaires à l'implantation des parcs éoliens maritimes, et la mise du parc éolien terrestre sous le coup de la réglementation ICPE, annoncée par le Grenelle.** Enfin, la limitation relative du productible éolien permet d'augmenter de façon équivalente le productible des CCG, et donc leur rentabilité.

III.4 CAPACITES DES INFRASTRUCTURES GAZIERES

Demande de flexibilité de l'acheminement du gaz

Le principal moteur du développement de la demande de gaz en France est la production d'électricité. Le fonctionnement du parc de CCG acquis entraînerait une augmentation de la consommation de gaz de l'ordre de 10%. Les jours de forte consommation électrique, la demande de gaz au pas horaire pourrait plus que doubler. Cet enjeu de la politique énergétique nationale a été remis en avant par plusieurs rapports, notamment le rapport sénatorial du 27 juin 2007 : « *Le déploiement massif d'un parc électrique fonctionnant au gaz a pour conséquence de reporter la question de la sécurité d'approvisionnement électrique vers celle de la sécurité gazière, de la diversification des fournisseurs, mais aussi de l'extension des capacités de stockage de gaz naturel.* »

Compte tenu des niveaux de consommation de gaz et des besoins de flexibilité intra-journalière des CCG, des contraintes nouvelles sur le réseau de transport ont été identifiées par GRTgaz, qui indique que le fonctionnement en semi-base et en pointe des CCG « *génère des besoins de flexibilité intra-journalière en gaz particulièrement importants, que GRTgaz ne saurait satisfaire dans le cadre actuel. Dans ces conditions, GRTgaz préconise de revoir les règles tarifaires et opérationnelles applicables à ces installations* »¹.

Les problématiques associées aux impacts du parc CCG sur le réseau gazier, et notamment l'opportunité d'une modification des règles contractuelles d'acheminement, sont en cours d'étude dans le cadre de la concertation relative aux réseaux de transport de gaz pilotée par les GRT, telle qu'elle a été demandée par délibération de la CRE le 18 septembre 2008. Pour l'heure, les contributions adressées à la CRE attestent d'analyses divergentes entre le gestionnaire de réseau² et les promoteurs des centrales électriques à gaz, qui ne souhaitent pas subir de surcoûts liés à un éventuel changement des règles tarifaires.³

¹ Courrier adressé à la CRE le 26 janvier 2009.

² Storengy, principal exploitant des stockages souterrains de gaz, a apporté sa contribution en février 2009 : « *Storengy partage l'analyse de GRTgaz et estime que l'augmentation importante des besoins de flexibilité intra-journalière, liée au fonctionnement des centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel, nécessite une modification des règles d'acheminement et d'équilibrage. Si les règles d'acheminement et d'équilibrage n'étaient pas adaptées, aucune garantie sur le bon fonctionnement du système gazier ne pourrait être donnée. Par ailleurs, les surcoûts liés aux besoins spécifiques de modulation intra-journalière des centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs de gaz. Enfin, aucune incitation à investir dans le développement des sources de flexibilité intra-journalière en réponse aux besoins ne serait donnée.* »

³ Plusieurs opérateurs ont notamment critiqué les simulations réalisées par GRTgaz en jugeant excessive **la prévision faite d'un parc de CCG d'une puissance cumulée de 10 GW**. Pourtant, le parc actuellement engagé – comprenant l'ensemble des installations en fonctionnement, en construction, et en cours d'autorisation administrative – représente **une puissance cumulée de 8,7 GW**. Sur la base de l'ensemble des demandes de raccordement effectuées auprès de RTE, la totalité du parc de CCG en projet représente une puissance de 16 GW.

Par la délibération du 30 avril 2009, la CRE a conclu sur les orientations suivantes¹ :

- Lancement d'une étude sur de **nouvelles règles d'acheminement et d'équilibrage applicables aux centrales de production d'électricité** ;
- Validation de l'obligation de déclaration aux GRT, **la veille pour le lendemain**, du programme de consommation horaire de gaz des centrales de production d'électricité ;
- Fourniture par les GRT pour la fin de l'année 2009, d'une **proposition de procédure de raccordement** des centrales de production d'électricité, ainsi qu'un **document identifiant les zones favorables à leur implantation du point de vue des infrastructures gazières** ;
- Fourniture par les GRT pour la fin de l'année 2009, d'une étude d'ensemble de la capacité des infrastructures gazières à fournir la flexibilité nécessaire au fonctionnement des centrales de production d'électricité.

S'il est évident que le critère relatif à l'emplacement des centrales doit être pris en compte pour optimiser la conduite du système gazier, le critère relatif au stade de développement des projets nécessite en revanche une approche plus pragmatique conciliant à la fois la nécessité de ne pas créer de différence de traitement injustifiée et la nécessité de ne pas remettre en cause l'équilibre économique des projets déjà engagés par l'introduction de nouvelles règles du jeu.

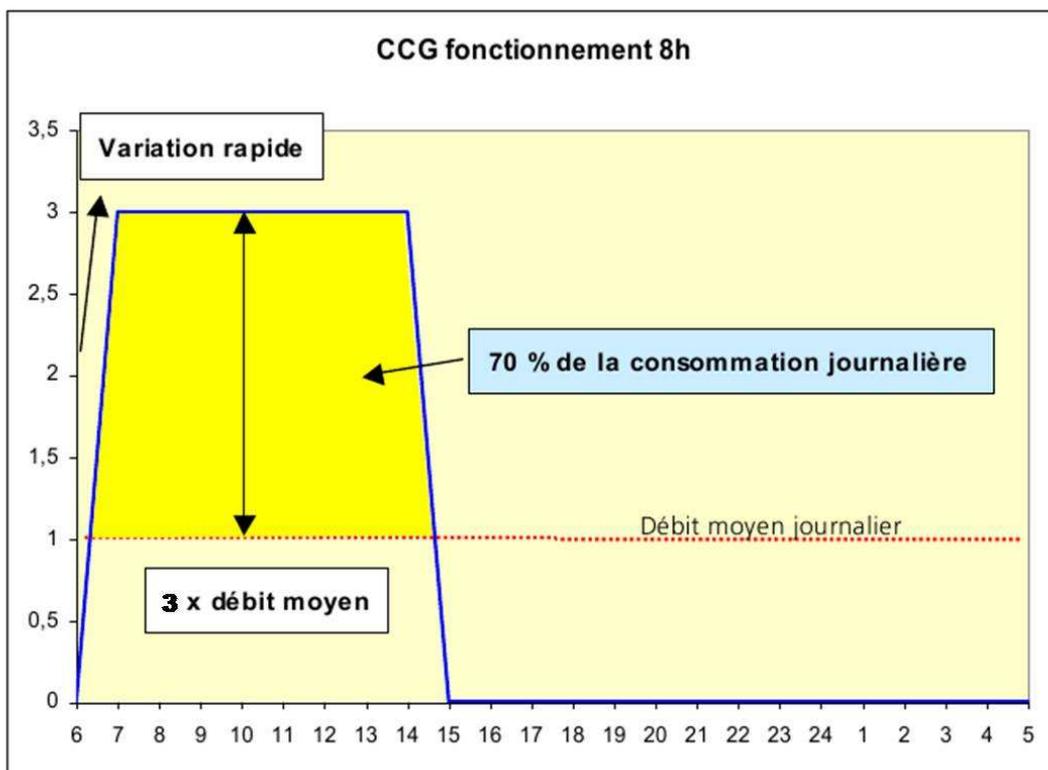
Concomitance des pointes de consommation en gaz et en électricité

La capacité du parc CCG à répondre à des demandes de consommations d'électricité en pointe est directement mise en cause par les insuffisances prévisibles du système gazier à fournir la flexibilité intrajournalière requise au fonctionnement de ces centrales.² Alors que la production à la pointe mobilise des programmes d'appel de deux heures, ou encore des programmes d'ajustement de quelques minutes, GRTgaz prévoit des difficultés affectant même un fonctionnement des CCG programmé *la veille pour le lendemain*. **Ces difficultés seraient a fortiori aggravées en situation de pointe de consommation de gaz, celles-ci étant dans la pratique concomitantes des pointes de consommation d'électricité.**

La PPI 2006 a établi plusieurs critères concernant la capacité des CCG à répondre à une demande en pointe de consommation d'électricité : *« une utilisation en modulation ou en pointe sera possible à condition que la centrale soit au voisinage d'un stockage où il est possible de soutirer sur de courtes périodes. Le transport sur de longues distances n'est en effet pas économiquement justifié pour de faibles durées d'utilisation. A moins d'être à proximité d'un stockage en cavité saline ou d'un terminal GNL (gaz naturel liquéfié), une centrale charbon ou fioul se prêtera mieux à une utilisation en modulation ou en pointe qu'une installation de production électrique à partir de gaz naturel. »*

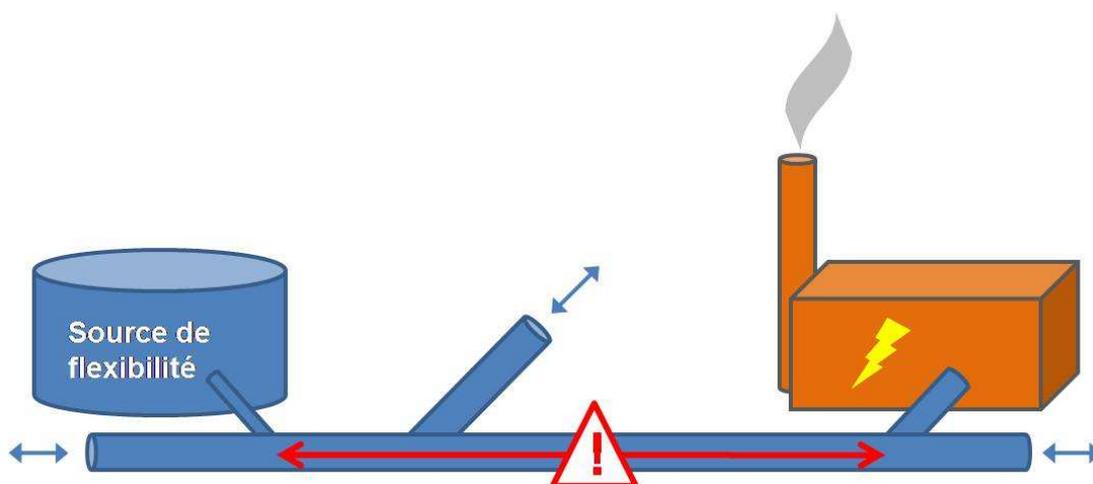
¹ Cf. Annexe 2

² « Le temps nécessaire à la construction des centrales est plus court que celui requis pour effectuer les renforcements du réseau principal. **Cette situation conduit à court terme à un risque de congestion**, notamment dans le contexte actuel d'accroissement rapide du nombre de centrales. » GRTgaz, contribution à la consultation de la CRE, avril 2009.



Modélisation du besoin de flexibilité intra-journalière d'une CCG (GRT Gaz, Contribution à la consultation de la CRE sur les principes relatifs à l'acheminement du gaz pour les centrales électriques, avril 2009)

Pour couvrir les besoins de flexibilité d'un parc de CCG de 10 GW électriques, la totalité du stock courant en conduite serait nécessaire, moyennant qu'il soit disponible et judicieusement réparti au regard des consommations des CCG. Cependant, le stock en conduite, de l'ordre de 100 GWh, est déjà largement utilisé pour gérer les aléas d'approvisionnement et de consommations et les incidents techniques sur le réseau. **GRTgaz conclue qu'il ne dispose pas des outils de flexibilité nécessaires à la satisfaction des besoins d'un parc significatif de centrales, et que la flexibilité intra-journalière requise par les CCG doit donc être apportée par d'autres infrastructures.**



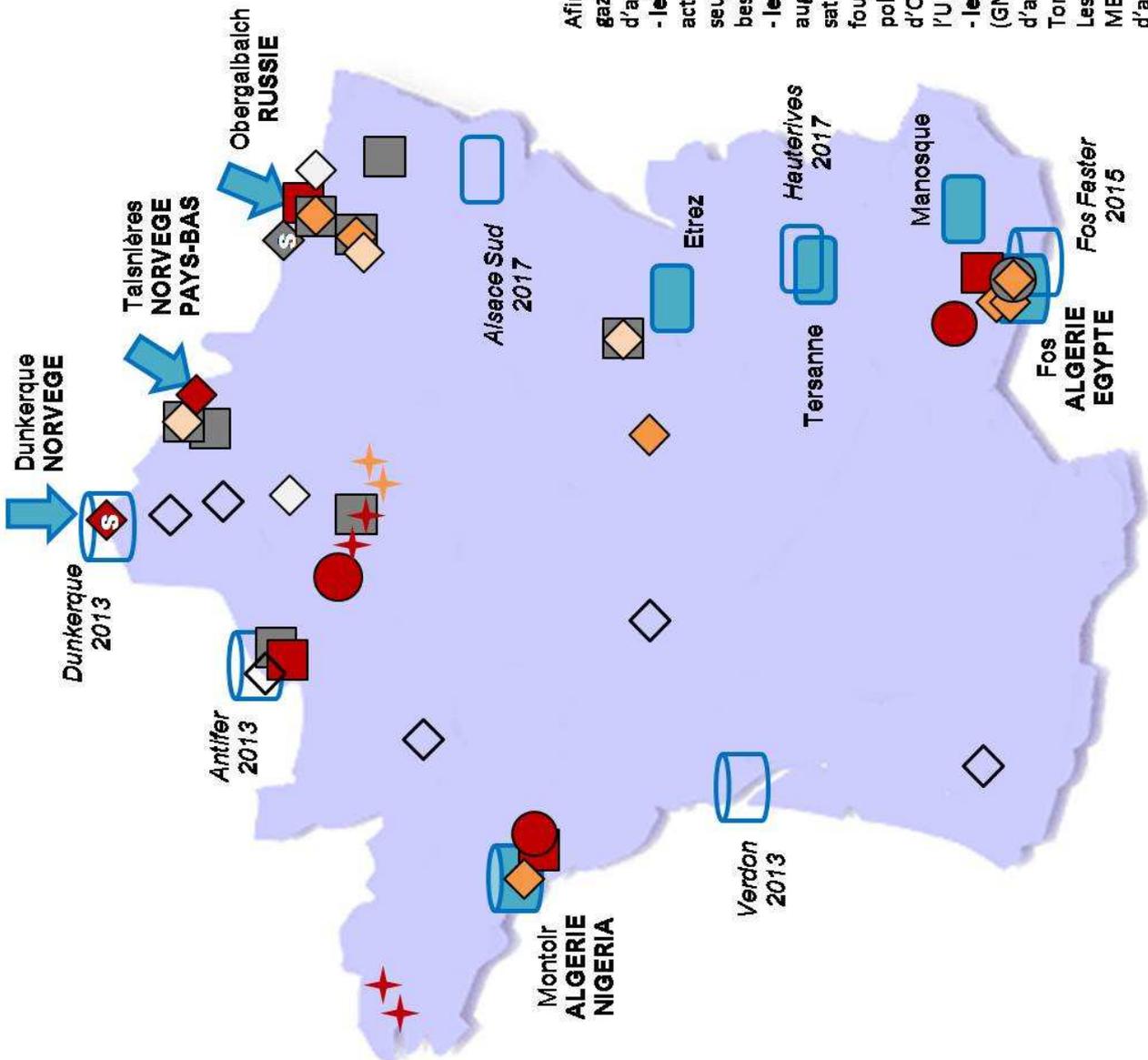
Même si le profil de modulation des CCG est fourni par une infrastructure adjacente (stockage en cavité saline, cuve GNL ou autres réseaux), il reste à transporter des volumes très significatifs de la source de flexibilité à la centrale durant une partie de la journée. Ces transferts peuvent requérir du temps lié au transport même des quantités, mais également à la modification des schémas de flux (inversions de sens, arrêts et démarrages des compresseurs). De façon générale, plus la source de flexibilité est proche de la source, plus le transfert est court. **Dans certains cas, les simulations effectuées par GRTgaz ont montré des temps de transfert de plus de 10 heures, incompatibles même avec la satisfaction d'un fonctionnement programmé la veille pour le lendemain.**

Parc thermique

cf. légende page 12

Sources de flexibilité de la fourniture gazière

- Point frontière gazoduc – pays fournisseurs
- Terminal méthanier – principaux pays fournisseurs
- Terminal méthanier en projet
- Stockage souterrain en cavité saline
- Stockage souterrain en cavité saline en projet



Afin de satisfaire les besoins des CCG en flexibilité de la fourniture gazière, trois types de sources de flexibilité doivent être considérées d'après GRT Gaz :

- les **stockages souterrains en cavité saline** : ils constituent actuellement, et en dehors du volume de gaz stocké en conduite, les seules réserves offrant un débit de pointe élevé et compatible avec les besoins de flexibilité des CCG.
 - les **points d'entrée du gaz aux frontières** : sous réserve d'une augmentation significative des capacités d'entrée – actuellement à saturation – la flexibilité pourrait être sollicitée auprès des pays fournisseurs et de transit. Tant d'un point de vue technique que politique, de telles capacités supplémentaires au point d'entrée d'Obergalbalch restent incertaines : gaz fourni par la Russie via l'Ukraine, la Slovaquie, la République tchèque, l'Autriche et l'Allemagne.
 - les **terminaux méthaniers** : équipés de cuves de gaz naturel liquéfié (GNL), ils pourraient constituer des sources de flexibilité, sous réserve d'aménagements sur les deux terminaux en service – Montoir et Fos Tonkin – et/ou de la mise en service de nouveaux sites.
- Les dates prévisionnelles de mise en service sont indiquées d'après le MEEDAT (PIP Gaz 2009). Elles suivent actuellement leurs procédures d'autorisation administratives.

SYNTHESE

L'état des lieux des perspectives à l'horizon 2015, concernant l'adéquation entre l'offre et la demande en électricité, et l'analyse des problématiques associées à l'implantation de nouvelles CCG dans le système énergétique, ont montré la difficulté d'apprécier l'opportunité d'un projet pris isolément. En effet, ces questions doivent être appréciées plus généralement dans un contexte de développement à la fois rapide et important de l'ensemble du productible CCG sur le territoire. **Celui-ci est notamment le seul, parmi les différents moyens à disposition du mix énergétique français, à dépasser significativement les prévisionnels et les objectifs de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de 2009.**

Deux éléments immédiats indiquent qu'un choix déterminant de toute nouvelle implantation de CCG ne serait pas justifié compte-tenu du défaut de connaissances actuelles :

– **(1) L'adéquation de l'équilibre offre-demande de l'électricité ne subit pas de risque de défaillance à l'horizon de 5 ans correspondant au dernier exercice du Bilan Prévisionnel de RTE.**

Les simulations effectuées par RTE pour l'année 2015, et utilisées par le pétitionnaire Direct Energie pour justifier d'un besoin supplémentaire de 4 GW de puissance installée à l'horizon 2015, appellent en effet les constats suivants :

- Ces simulations sont affectées d'une hypothèse très sécuritaire et explicitée par RTE, à savoir la non prise en compte des capacités d'échanges entre les systèmes interconnectés, pourtant très largement en mesure de pallier aux demandes de consommation de pointe « à une chance sur dix » à l'horizon 2015 ;
- Si elles fondaient un besoin caractérisé de puissance supplémentaire, les simulations effectuées ramèneraient à 2011 l'échéance requise pour effectuer un choix déterminant d'installation de nouveaux moyens de production. Soit l'échéance de réalisation du prochain Bilan Prévisionnel, qui permettrait notamment de connaître avec plus de précision l'impact de la crise économique actuelle sur les scénarios de consommation énergétique ;
- Si elles fondaient un besoin caractérisé de puissance supplémentaire, les simulations effectuées ne préjugeraient en rien, selon RTE, de la nature des moyens à mettre en service (effacements de pointes, groupes thermiques, énergies renouvelables...). A fortiori, la capacité des CCG à subvenir aux demandes de consommations de pointe n'est pas vérifiée aux plans technique et économique.

– **(2) La capacité des infrastructures gazières à supporter les besoins de flexibilité requis au fonctionnement d'un parc CCG de 10 GW n'est pas attestée par le gestionnaire de réseau GRTgaz.**

Celui-ci souligne que le rythme de développement des CCG est plus rapide que celui des investissements nécessaires sur le réseau gazier pour les fournir. Cette problématique fait l'objet d'une procédure de consultation par la Commission de Régulation de l'Energie, qui devrait notamment permettre de :

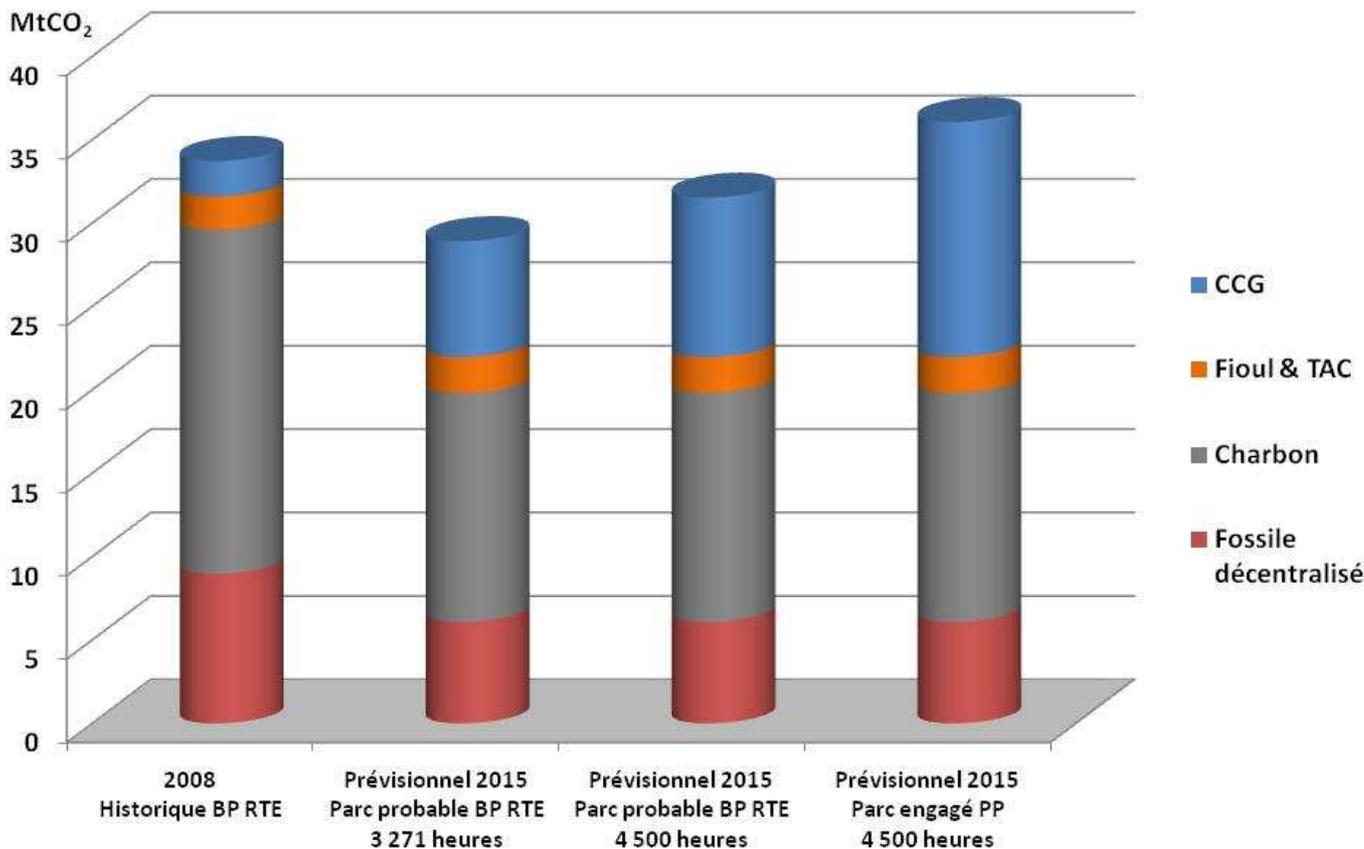
- Elaborer de nouvelles règles tarifaires de façon à ce que les surcoûts liés aux besoins spécifiques des CCG ne soient pas supportés par l'ensemble des usagers du réseau gazier ;
- Diagnostiquer les capacités du réseau à répondre aux besoins spécifiques des CCG déjà prévus ;
- Identifier les zones favorables à leur implantation sur le réseau.

Au-delà des critères relatifs à la sécurité énergétique – électricité et gaz – qui militent pour une suspension de toute nouvelle installation de CCG, les conséquences économiques du développement du parc au-delà des besoins définis par la PPI doivent être étudiées sur le moyen terme.

Compte-tenu des bilans énergétiques élaborés par RTE à l'horizon 2015, le parc de CCG ne pourrait fonctionner en moyenne que 2 600 à 3 700 heures en 2015. Si celui-ci acceptait les trois nouveaux sites dont la construction n'a pas débuté, ainsi que les deux sites en cours d'autorisation, cette durée n'excéderait pas 2 800 heures par an en moyenne, alors que le seuil de rentabilité de ces installations est établi autour de 2 000 heures de fonctionnement. Dans ces conditions, la pression économique très forte sur le productible CCG pourrait avoir plusieurs conséquences majeures :

- **Une croissance de la consommation supérieure au scénario le plus haut proposé par RTE** : en particulier, les producteurs d'électricité pourraient être incités à mettre en échec ou retarder sensiblement le développement des offres d'effacements de la consommation en pointe pour des raisons de rentabilité interne ;
- **Une augmentation des exportations vers les systèmes interconnectés au-delà des prévisions de RTE** : rappelons que la PPI prévoit d'ores-et-déjà un doublement des exportations électriques à l'horizon 2020 ;
- **Une mise en concurrence directe avec les autres moyens de production** : on ne peut prévoir à moyen terme la compétitivité relative du gaz sur le charbon, et des difficultés techniques pourraient empêcher de réduire le productible charbon français en-deçà des limitations déjà prévues. Dans ce contexte, les producteurs pourraient être incités à limiter les investissements dans la production éolienne fatale, et privilégier le productible CCG, disponible à la demande et fortement valorisable sur le *marché spot* de l'électricité. La faiblesse des investissements dans le productible éolien, en comparaison du productible CCG, peut déjà être mise en évidence.
- **Un arbitrage politique et/ou économique en faveur d'un parc plus limité** : en cas de régulation à terme du parc CCG exclusivement par le marché, les choix déterminant au maintien ou à l'abandon de certaines installations pourraient entrer en contradiction avec les choix d'investissement opérés par les gestionnaires des réseaux électrique et gazier, ou en affecter la sécurité.

Dans ces conditions, seul l'arbitrage politique en faveur d'un parc plus limité permettrait de garantir les engagements souscrits par la France vis-à-vis de la **maîtrise de la consommation d'énergie** et de la **réduction des émissions de gaz à effet de serre**. Un tel arbitrage reviendrait à amender le principe de **liberté d'établissement au titre de la loi électrique** accordée aux nouveaux projets de CCG, afin de prendre en compte les risques associés à un développement trop rapide et important du parc de CCG dans le système énergétique français, aux plans technique, économique et environnemental.



Estimation des émissions totales du parc thermique à l'horizon 2015 (Millions de tonnes CO₂)

Dans cette modélisation, on considère uniquement les émissions de CO₂ dues à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles et produites « à la cheminée », soit dans le cadre du périmètre du PNAQ II. Ainsi, les émissions indirectes associées notamment à l'extraction, la transformation et le transport des combustibles ne sont pas comptabilisées. L'ADEME (méthode *Bilan Carbone*) estime toutefois que ces émissions « en amont de la cheminée » équivalent à 13% du volume des émissions directes pour le gaz naturel : dépenses énergétiques associées au GNL, fuites sur réseaux, etc... Pour cette même raison, les émissions indirectes des autres moyens de production (nucléaire, hydraulique, éolien), associées notamment à la construction des installations, ne sont pas considérées. Rapportées à la production électrique finale, elles sont tout à fait négligeables en comparaison de celles du parc thermique.

Les émissions pour l'année 2015 sont estimées à partir du bilan énergétique probable élaboré par RTE, soit sur la base du scénario de consommation de référence. Le productible fossile décentralisé, et le productible centralisé charbon et fioul sont réputés incompressibles dans les différents scénarios élaborés ici :

- **Charbon centralisé** : pas de réduction supplémentaire du productible au-delà des restrictions réglementaires et déclassés de tranches déjà prévus, en référence aux objectifs de sécurité énergétique (diversification des approvisionnements et gestion du réseau) ;
- **Fioul-vapeur et TAC** : maintenus au niveau du productible prévu par RTE, en référence aux programmes d'appel de deux heures pour la satisfaction des demandes en pointe et programmes d'ajustement pour la satisfaction des demandes en extrême pointe ;
- **Fossile décentralisé** : groupes mobilisés dans le cadre de programmes d'ajustement RTE pour l'extrême-pointe (groupes diesel) et de l'obligation de rachat de l'électricité (groupes cogénération), ils ne sont pas concernés par les conditions du marché de l'électricité.
- **CCG** : Le prévisionnel RTE pour l'année 2015 se fonde sur un parc « probable » de 5,9 GW (14 tranches) et un fonctionnement moyen de 3 271 heures. **Deux scénarios sont proposés : un parc de 5,9 GW fonctionnant en moyenne 4 500 heures, et un parc de 8,7 GW, comprenant l'ensemble des sites autorisés ou en cours d'autorisation par les pouvoirs publics (parc « engagé PP »).**

On constate que dans cette hypothèse de développement des CCG, aucune réduction des émissions de CO₂ ne serait réalisée sur la production électrique française. **Au contraire, elle subirait une augmentation de 7% sur la période 2008-2015.**

ANNEXE 1 – ETAT DES LIEUX DU PARC CCG

Opérateur	Désignation	MW	Etat d'avancement	Mise en service
GDF SUEZ	<i>Dunkerque</i>	2x395	en activité	2006
Poweo	<i>Pont-sur-Sambre</i>	412		2009
GDF SUEZ	<i>Cycofos</i>	485	mise en gaz effectuée	2009
GDF SUEZ	<i>Montoire</i>	435		2010
SNET/ E.ON	<i>Saint Avold</i>	2x430		2010
GDF SUEZ	<i>Combigolfe 1</i>	425	construction engagée	2010
Atel	<i>Bayet</i>	410		2011
EDF	<i>Blenod</i>	440		2011
EDF	<i>Martiques</i>	2x475		2012
GDF SUEZ	<i>Combigolfe 2</i>	425		2013
Poweo	<i>Toul</i>	412	autorisation délivrée	2012
SNET/ E.ON	<i>Hornaing</i>	430		2012
SNET/ E.ON	<i>Lucy</i>	420		2012
Direct Energie	<i>Hambach</i>	2x446	procédure en cours	2013
Direct Energie	<i>Verberie</i>	2x446		2013
Iberdrola	<i>Villiers-Charlemagne</i>	2x500	attente déclenchement procédure	2013
Poweo	<i>Blaringhem</i>	2x400		2013
Atel	<i>Monchy-au-Bois</i>	420	projet annoncé	-
SNET/ E.ON	<i>Os-Marsillon</i>	2x400		-
Poweo	<i>Creuse</i>	2x400		-
Poweo	<i>Antifer</i>	2x400		-
GDF SUEZ	<i>Ploufragan</i>	4x60	projet suspendu	-
Poweo	<i>Beaucaire</i>	2x440		-

Les puissances sont indiquées par tranche productive, pour les sites accueillant deux tranches (Notamment Dunkerque, Emile Huchet, Martiques ainsi que les sites proposés par Direct Energie)

RTE a déclaré que l'ensemble des demandes de raccordement effectuées pour l'installation de CCG représente une puissance totale de 16 GW. Nous pouvons en déduire que plusieurs projets non inventoriés ici sont actuellement à l'étude. Toutefois, ces projets n'ont fait l'objet d'aucune annonce par voie de presse – ni par leurs promoteurs, ni par les pouvoirs publics – à la date de la présente étude.

ANNEXE 2 – EXTRAIT DE LA DELIBERATION DE LA CRE DU 30 AVRIL 2009**3. Décision**

1. La CRE ne retient pas la proposition de GRTgaz d'introduire, dès l'été 2009, une obligation d'équilibrage horaire pour les centrales de production d'électricité, voire pour les gros consommateurs industriels fortement modulés.
2. Elle confirme le maintien d'un équilibrage journalier sur les réseaux de transport de gaz français. Dans ce cadre, il revient aux GRT d'utiliser de façon optimale les ressources de flexibilité infra-journalière disponibles sur l'ensemble des infrastructures gazières, pour permettre la réalisation des programmes des centrales de production d'électricité communiqués la veille pour le lendemain, sauf cas de force majeure. La CRE demande aux GRT de l'informer des éventuelles difficultés rencontrées pour définir les conditions de mise à disposition par les autres opérateurs d'infrastructures gazières de la flexibilité infra-journalière.
3. Elle demande à GRTgaz et TIGF de réaliser, en coordination avec les autres opérateurs d'infrastructures gazières, une étude d'ensemble portant sur la capacité des infrastructures gazières françaises à répondre aux besoins des centrales de production d'électricité prévues. Le cahier des charges de cette étude devra être validé par le groupe de travail en charge de ce sujet au sein de la Concertation gaz. Les résultats de cette étude seront remis à la CRE et communiqués aux membres du groupe de travail au plus tard en septembre 2009. Le cas échéant, ils pourront être, audités par la CRE.
4. Elle demande à la Concertation gaz de lui proposer avant fin 2009, si nécessaire, de nouvelles règles d'acheminement et d'équilibrage applicables aux centrales de production d'électricité, dans le cadre du « modèle intégré ».
5. Elle retient le principe d'une obligation de déclaration aux GRT, la veille pour le lendemain, du programme de consommation horaire de gaz des centrales de production d'électricité. Elle demande à la Concertation gaz de lui proposer, en juillet 2009, les modalités de cette déclaration et des redéclarations éventuelles.
6. Elle demande à GRTgaz et TIGF de soumettre à la Concertation Gaz, avant fin septembre 2009, une proposition de procédure de raccordement des centrales de production d'électricité, ainsi qu'un document identifiant les zones favorables à leur implantation du point de vue des infrastructures gazières.