

Offre et demande électrique en Bretagne Nord

Evaluation du projet d'implantation d'une centrale thermique
sur la commune de Ploufragan (Côtes d'Armor)

Janvier 2008



*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

I.	OPPORTUNITE	5
I.1	PROBLEMATIQUE RESEAUX.....	6
I.2	ELEMENTS DE REFLEXION SUR LES PERSPECTIVES DE CONSOMMATION ELECTRIQUE.....	10
I.3	DUREES D'APPEL ANNUELLES.....	14
I.4	INTEGRATION DANS LE RESEAU	17
II.	EFFICACITE	18
II.1	SCENARIOS DE PRODUCTION ELECTRIQUE	18
II.1.1	<i>Cahier des Charges RTE :</i>	18
II.1.2	<i>Le projet proposé par Gaz de France : Ouatelec</i>	18
II.1.3	<i>Les autres projets proposés dans le cadre de l'appel d'offre RTE</i>	19
II.1.4	<i>Elaboration des scénarios de référence</i>	20
II.2	BILANS DE FONCTIONNEMENT	26
II.2.1	<i>Emissions de GES</i>	26
II.2.2	<i>Coûts de production</i>	28
II.2.3	<i>Externalités économiques</i>	32
II.3	ADEQUATION AVEC LES POLITIQUES PUBLIQUES	36
II.3.1	<i>Politique énergétique nationale</i>	36
II.3.2	<i>Politique énergétique régionale</i>	37
III.	IMPLANTATION	39
III.1	ZONE D'ACTIVITES DES CHATELETS (PLOUFRAGAN-TREGUEUX)	40
III.2	PROTECTION DE LA RESSOURCE EN EAU	41
III.3	POLLUTION ATMOSPHERIQUE	42
III.4	RISQUES TECHNOLOGIQUES MAJEURS	44
IV.	REFERENCES	46
V.	ANNEXES	49
V.1	EVOLUTION DE LA CONSOMMATION ELECTRIQUE EN BRETAGNE DE PUIS 1999	49
V.2	EVOLUTION DES SCENARIOS RTE.....	50
V.3	PERSPECTIVE DES COUTS DE PRODUCTION	51
V.4	POTENTIEL BOIS-ENERGIE BRETAGNE	52
V.5	EOLIEN	53
V.6	PRODUCTION BIOMASSE	54
V.7	ETAT DE L'ART DES TURBINES A COMBUSTION OU TAC.....	55
V.8	CITEPA - INVENTAIRE DEPARTEMENTALISE DES EMISSIONS DE POLLUANTS ATMOSPHERIQUES EN FRANCE EN 2000 (FEVRIER 2005).....	57

INTRODUCTION

Contexte de l'étude

Dans le cadre d'une procédure de demande d'autorisation au titre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), plusieurs collectivités locales et services administratifs de l'Etat, ainsi qu'un grand nombre de citoyens, vont être sollicités sur le projet d'installation d'une centrale thermique à Ploufragan proposée par la société *Gaz de France*.

Un projet de cette importance soulève plusieurs questions concernant notamment l'approvisionnement énergétique, la sécurité et la santé des populations, la protection de l'environnement, la préservation des ressources naturelles et le changement climatique ...

Compte-tenu de ces enjeux, les collectivités locales et la société civile peuvent éprouver des difficultés à se satisfaire des seules explications et garanties avancées par le pétitionnaire *Gaz de France*. La nécessité de procéder à une expertise indépendante et objective du projet constitue un enjeu démocratique qui trouve naturellement sa place dans le cadre d'une enquête publique.

Les procédures réglementaires encadrant les enquêtes publiques se caractérisent à la fois par des délais très courts et un très haut degré de technicité, faisant appel à un large champ de compétences (juridiques, technologiques, médicales, environnementales...). La mobilisation d'un bureau d'étude est requise pour expertiser un projet de cette complexité et la diversité de ses conséquences.

L'association *VivArmor Nature* œuvre depuis 1974 à l'étude de la nature et à la protection de l'environnement dans les Côtes d'Armor. L'association est adhérente à France Nature Environnement, et est agréée par le Ministère de l'Ecologie ainsi que par le Ministère de la Jeunesse et des Sports.

L'association *VivArmor Nature* a reçu à la fois le soutien de la société civile et des collectivités locales pour mener à bien l'expertise du projet de centrale thermique de Ploufragan. Pour ce faire, elle a décidé de solliciter les capacités d'expertise du bureau d'études *Horizons*, spécialisé dans l'écologie et le développement durable, pour diagnostiquer les enjeux et les impacts du projet proposé par *Gaz de France*.

Objet de l'étude

Ce rapport distingue trois volets d'étude complémentaires :

1. Evaluation de l'opportunité du projet

La période de l'évaluation est établie à l'horizon 2020, intégrant l'ensemble des études prospectives disponibles et incluant la durée prévisionnelle de fonctionnement de la centrale. Le périmètre de l'évaluation concerne l'ensemble du Grand Ouest défini par RTE, ainsi que le département des Côtes d'Armor pour une approche plus détaillée des différents paramètres évalués :

- *Evaluation quantitative des besoins énergétiques ;*
- *Evaluation des capacités de production disponibles ;*
- *Evaluation des capacités de transport / distribution de l'électricité.*

2. Evaluation de l'efficacité du projet

Le projet Gaz de France est évalué comparativement à plusieurs scénarios alternatifs réalistes correspondant à une offre énergétique équivalente. Ceux-ci sont développés sur la base des projets envisagés par les différentes politiques énergétiques locales et régionales. Une grille d'indicateurs de développement durable est élaborée pour permettre l'évaluation quantitative ou semi-quantitative des performances respectives de chacun des scénarios.

Les indicateurs sont élaborés aux niveaux de trois enjeux essentiels associés au développement durable :

- *Exploitation / préservation des ressources naturelles ;*
- *Enjeux socio-économiques et aménagement du territoire ;*
- *Lutte contre le changement climatique.*

3. Evaluation des impacts sanitaires et environnementaux du projet

Le dossier de demande d'autorisation d'exploiter de Gaz de France est analysé et complété afin d'apporter une évaluation qualitative des impacts. Par voie de conséquences, cette analyse contradictoire porte plus précisément sur les aspects insuffisamment traités dans le dossier au regard des connaissances disponibles

I. OPPORTUNITE

Si le DDAE soumis par *Gaz de France* concerne la description de l'installation, les options techniques et propose une évaluation des différents impacts, il ne revient pas sur la description et les choix effectués par le gestionnaire du réseau.

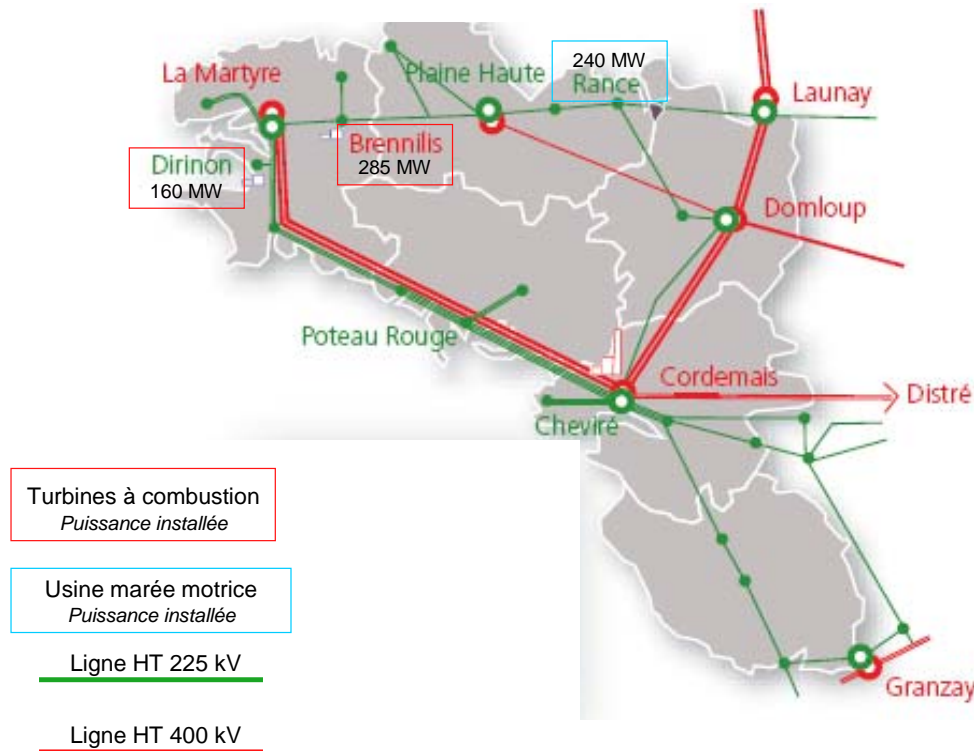
Un ensemble de publications ministérielles et de RTE décrivent en partie la justification du projet, mais aucune documentation n'est disponible sur l'ensemble des évaluations réalisées pour dimensionner le projet et les incertitudes appliquées sur le calcul de ses besoins en puissance. Les échelles choisies pour décrire la zone de besoin s'arrêtent souvent à la région et plus souvent à « la région ouest ». De même, les enjeux énergétiques de demain et les évaluations sur les options permettant de réduire au strict minimum les émissions de GES pour sécuriser le réseau n'ont pas été pris en compte.

Le présent chapitre se base principalement sur une analyse de l'ensemble des publications de RTE. Il propose donc de revenir sur les problématiques du transport de l'électricité en Bretagne Nord et de décrire les options choisies. Une fois ce cadre posé, une discussion peut être menée sur les éléments dimensionnants du projet et ceux retenus.

I.1 Problématique réseaux

Le schéma directeur pour la Bretagne décrit deux problématiques : l'écroulement de tension et le respect de la règle N-1.

Réseau et production en Bretagne (hors production décentralisée)



➤ **Ecroulement de tension**

La puissance appelée sur le réseau électrique étant toujours plus importante et le transport s'effectuant sur de grandes distances, des risques d'écroulement de tension sont apparus. De 2003 à 2006, RTE a effectué des investissements conséquents sur le réseau, notamment sur les postes de la Rance et de Plaine-Haute.

Ainsi RTE précise en 2007 : « L'ensemble de ces moyens permet, depuis 2006, 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.¹ »

➤ **Règle N-1**

Le problème de la sécurisation du réseau est quant à lui décrit depuis 2002. En effet, dans le cas de perte sur les lignes 225kV Launay – Brennillis ou 400kV Domloup – Plaine-Haute, il n'est plus possible de maintenir l'offre sans délestage en cas de forte consommation. Les capacités de transport des lignes restantes ne permettraient plus d'acheminer les puissances demandées.

Le non respect de la règle N-1 (perte d'une ligne) n'est pas effectif tout au long de l'année mais uniquement lors des pics de consommation.

¹ Bilan prévisionnel de l'équilibre Offre-Demande de l'électricité en France, RTE 2007, page 85

Pour parer à ce risque, deux solutions existent : un renforcement du réseau ou une injection supplémentaire de puissance.

➤ Renforcement du réseau

Le renforcement du réseau permettant de le sécuriser est évoqué dans deux publications.

Débat public pour la Ligne à Très Haute Tension reliant le Cotentin au Maine dans le cadre de l'implantation du projet EPR

Une solution discutée lors de ce débat a été l'installation d'une ligne à haute tension 400kV reliant par liaison sous marine le site de Flamanville au poste de Plaine-Haute. En dehors de la faisabilité technique de cette solution, le renforcement du réseau est envisagé pour répondre à la règle N-1. Deux renforcements du réseau sont évoqués comme étant nécessaires :

- Construire une ligne aérienne 400kV Plaine-Haute – La Martyre et installer un transformateur 225kV/400kV à Plaine-Haute.
- Construire trois transformateurs 400kV/225kV à Plaine-Haute, doubler la ligne Plaine-Haute – Brennilis - La Martyre (109km) et doubler la ligne Trégueux – ZDO (24km).

De même en 2006, le MINEFI précise :

« Les solutions de type « réseau » sont le doublement de la ligne 400 kV ou le renforcement du 225 kV. La première solution fournirait une capacité de transport supplémentaire couvrant très largement le besoin même à long terme, ce qui rend sa justification difficile dans l'immédiat. La seconde serait bien dimensionnée pour les années à venir mais pourrait nécessiter de renforcer une longueur de réseau conséquente.² »

➤ Injection de puissance

Les nouveaux sites de production en construction EPR (1600 MWe) et Montoir-de-Bretagne (580 MWe), situés en dehors de la région Bretagne ne permettent pas d'assurer la protection du réseau dans la zone, le problème étant dû aux capacités de transport des lignes.

La Turbine A Combustion ou TAC de Brennilis intervient dans la protection du réseau en cas de perte d'une ligne. Il n'est pas fait mention de la possibilité d'augmentation des capacités de cette TAC.

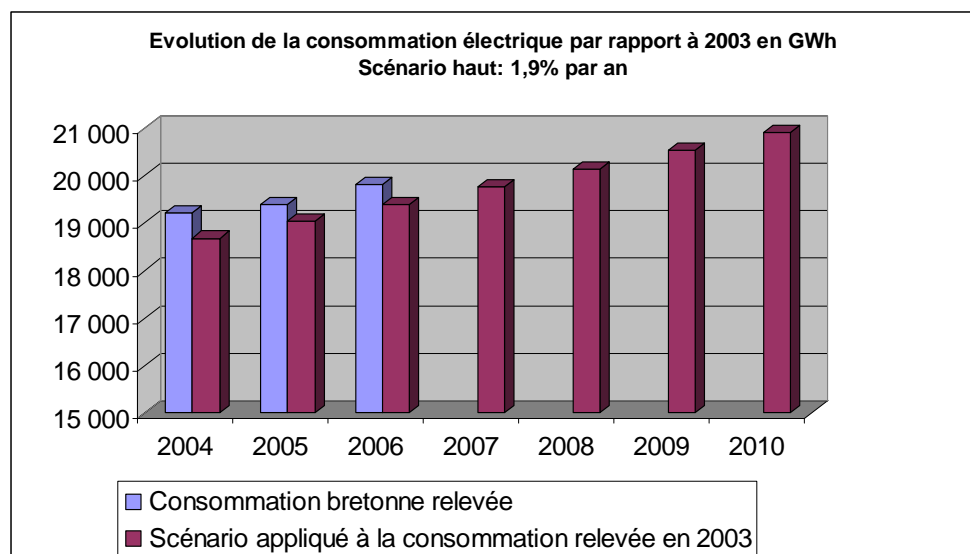
L'implantation d'une TAC autour de Plaine-Haute, extrémité de la ligne, permet la sécurisation du réseau, il en est question dans les publications RTE depuis 2003. Aucune étude spécifique n'est cependant disponible sur l'ensemble les éléments dimensionnants (puissance installée, durée d'appel).

² MINEFI *Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique, 2006*

Afin d'évaluer le dimensionnement de la TAC, il est nécessaire de connaître les niveaux de consommation annuelle et de pointe pour lesquels la règle N-1 n'est plus respectée.

Une première méthodologie a été d'estimer le niveau de consommation annuelle (Annexe V.1) qui entraîne une pointe extrême en hiver et ne permet plus d'assurer la règle N-1.

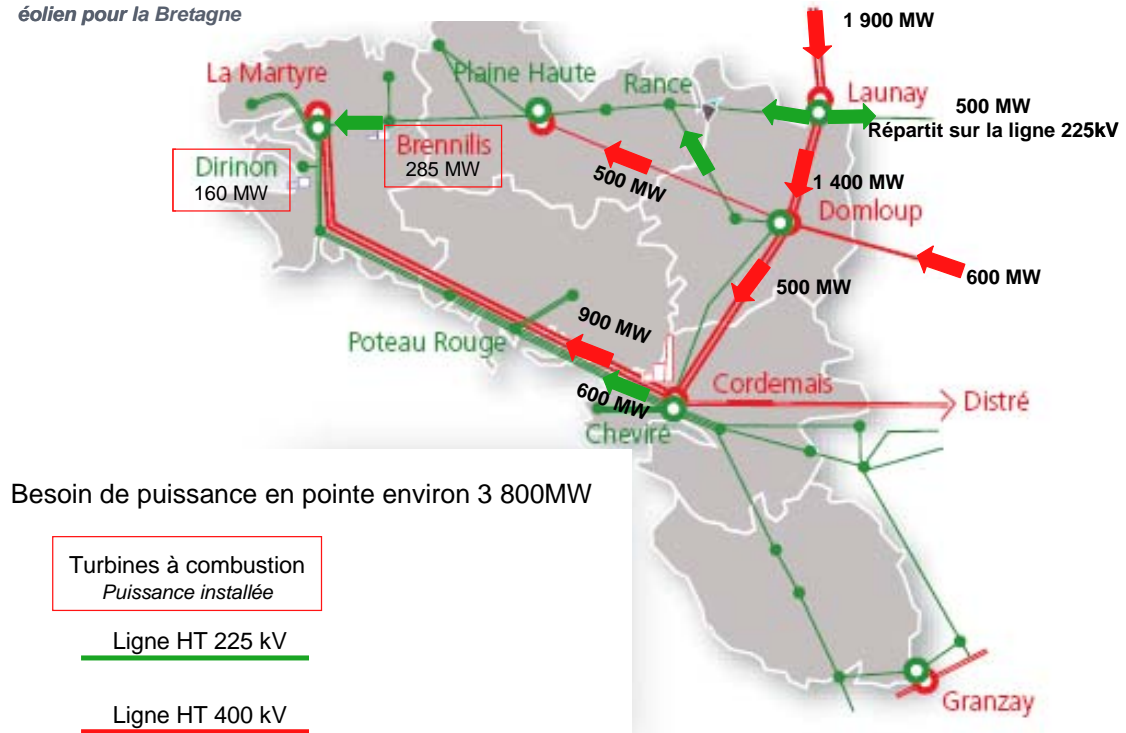
L'ensemble des relevés de consommation électrique annuelle pour la Bretagne depuis 1999 sont disponibles. De plus RTE décrit les différents scénarios d'évolution de la consommation pour la « région Ouest » (Annexe V.2) et fixe le problème de la sécurisation du réseau à l'horizon 2010. Les scénarios les plus hauts appliqués à la consommation relevés l'année précédant l'application du scénario permettent d'établir que le seuil de consommation annuelle se situe autour de 20 800GWh. De plus, comme le montre le graphique ci-dessous, la consommation relevée s'inscrit dans le scénario de consommation le plus haut, sans tenir compte de l'influence du climat :



Il est malaisé d'évaluer le besoin en puissance nécessaire à la sécurisation du réseau. En effet, peu de documents donnent des valeurs précises sur les consommations de pointe enregistrées en Bretagne et plus particulièrement au niveau départemental.

Puissance transportée par le réseau en situation de pointe en Bretagne

Situation en 2005, sources: débat public sur la nouvelle ligne THT de Flamanville et schéma de développement éolien pour la Bretagne



Il apparaît clairement que la perte de la ligne 400kV entraînerait le report de 500 MWe sur les lignes provenant des postes de La Martyre (le flux s'inversant alors vers Plaine-Haute) et La Rance. Compte-tenu de l'augmentation de la demande de puissance en pointe, le réseau n'offre plus de possibilité d'approvisionnement lorsque des puissances supérieures à 600 MWe doivent être transportées sur la ligne 225kV reliant La Rance à Plaine-Haute. Les différents scénarios proposés par RTE laissent effectivement apparaître une telle situation à partir de 2010. La puissance appelée en pointe se situerait autour de 1100 MWe (incertitude de 10%) pour la Bretagne nord.

I.2 Eléments de réflexion sur les perspectives de consommation électrique

Le dernier document publié par RTE en 2007 réactualise les scénarios de consommation pour la France et la « région Ouest ». Les scénarios de croissance à l'échelle nationale sont revus à la baisse de façon importante, le scénario référence de 2007 remplaçant le scénario haut de 2005. Pour la Bretagne, cette évolution est beaucoup moins marquée compte-tenu de la croissance démographique de la région et la part importante des secteurs résidentiel et tertiaire dans la consommation.

RTE précise l'influence de la maîtrise de la demande en électricité et les critères retenus : **« Le scénario « MDE renforcée » se distingue du scénario « Référence » uniquement par un renforcement des politiques environnementales.³ »**

La Bretagne se distingue du reste de la France par une part plus importante des secteurs résidentiel et tertiaire (consommation > 73 %). De même, la part du chauffage électrique pour le secteur résidentiel est plus importante dans la région (34% des logements) que sur le reste du territoire national. Ceci implique un impact fort lors des consommations de pointe.

RTE précise que les réductions impactent principalement la consommation du résidentiel et tertiaire par ordre décroissant d'importance :

- De l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils, notamment dans l'électroménager, et du progrès technique
La durée de vie moyenne de ces appareils étant d'une dizaine d'années, une grande partie de l'électroménager de lavage et froid sera renouvelée en 2020 par des appareils correspondant aux plus performants actuellement sur le marché.
- De l'effet des réglementations thermiques sur le chauffage et la climatisation
L'effet combiné des décisions issues du *Grenelle de l'environnement* et de l'action forte de la région, notamment la réalisation d'un plan énergie ainsi que la mise en place d'une opération-pilote de maîtrise de la demande en électricité (MDE) dans le pays de Saint-Brieuc impliquent un important potentiel de réduction de la consommation.
- De la diffusion des lampes à basse consommation pour l'éclairage
Les scénarios RTE se basent sur le remplacement de trois LFC par ménage : cet effet va être fortement accentué par l'interdiction de commercialisation des lampes à incandescence décidée dans le cadre du *Grenelle de l'environnement* et par l'arrivée sur le marché des lampes à diode.
- De l'effet des crédits d'impôt et autres mesures fiscales (aides régionales...) et l'effet des certificats d'économie d'énergie

³ RTE Bilan prévisionnel de l'équilibre Offre-Demande de l'électricité en France, 2007

Ainsi, le potentiel de réduction se situe principalement pour les secteurs tertiaire et résidentiel. La Bretagne offre donc un potentiel MDE important et la mise en place de politiques engagées tendent à se mettre en place. Il est ainsi possible d'envisager qu'un scénario MDE renforcée puisse se concrétiser dans les années à venir.

RTE précise que l'évolution de la consommation des Côtes d'Armor est plus proche de l'évolution de la consommation moyenne en France : il n'a pas été possible de prendre ce paramètre en compte.

➤ Application du scénario MDE renforcée dès 2007 :

La consommation annuelle entraînant une pointe extrême pour laquelle la règle N-1 n'est plus respectée se situe autour de 20 800 GWh. Pour ne pas enfreindre cette règle et ne pas recourir à un moyen de production sur zone, la croissance de la consommation entre 2006 et 2010 ne doit pas dépasser 5,3% environ.

Prévisions de d'évolution RTE pour la "région ouest" <i>BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE DE L'ELECTRICITE EN France (Edition 2007)</i>	Evolution de la consommation électrique de 2010 par rapport à 2006 en %	Si continuité du scénario le seuil est atteint en
Scénario "haut"	7,40	
Scénario "Ref."	6,56	
Scénario "MDE renforcée"	4,06	2011
Prévisions de d'évolution RTE pour la France <i>BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE DE L'ELECTRICITE EN France (Edition 2007)</i>	Evolution de la consommation électrique de 2010 par rapport à 2006 en %	Si continuité du scénario le seuil est atteint en
Scénario "Bas"	2,83	2014

Le scénario « Bas » retient l'ensemble des hypothèses qui tendent à minorer la consommation, dont le PIB à 1,9 % et les prix de l'énergie très élevés favorisant une MDE forte.

L'incertitude sur l'estimation du besoin en pointe du réseau nord étant trop importante, il n'a pas été possible d'en proposer une évaluation.

➤ Application du scénario MDE renforcée après installation de la TAC

« Une installation dans les Côtes-d'Armor leur conférerait une utilité supplémentaire : celle de pallier les risques induits par la perte de la ligne 400 kV Domloup – Plaine Haute. L'installation de 150 MWe de TAC en Nord Bretagne permettrait de satisfaire 15 % de consommation supplémentaire dans la zone, ce qui représente sept ans (en scénario R1) à dix ans (en scénario R2) de croissance.⁴ »

Interprétation du point de vue de la consommation annuelle

Une première interprétation de cette citation peut être effectuée, en considérant la « consommation supplémentaire » comme la consommation annuelle en Bretagne. L'implantation de 150 MWe permettrait alors de pallier l'augmentation de 15% de la consommation annuelle en fonction des scénarios R1 et R2. Cette consommation serait respectivement atteinte en 7 ou 10 ans. Cette échelle de temps n'est pas retrouvée, comme le montre le tableau ci-après :

⁴ RTE 2005 Bilan Prévisionnel (Édition 2005), page 55

Date à laquelle 15% d'augmentation de la consommation annuelle apparaît

Prévisions de d'évolution RTE pour la "région ouest" <i>BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE DE L'ELECTRICITE EN France (Edition 2005)</i>	Si continuité du scénario le seuil est atteint en
Scénario R1	2020
Scénario R2	2022
Prévisions de d'évolution RTE pour la "région ouest" <i>BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE DE L'ELECTRICITE EN France (Edition 2007)</i>	Si continuité du scénario le seuil est atteint en
Scénario "haut"	2020
Scénario "Ref."	2022
Scénario "MDE renforcée"	2028
Prévision de d'évolution RTE pour la France <i>BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE DE L'ELECTRICITE EN France (Edition 2007)</i>	Si continuité du scénario le seuil est atteint en
Scénario "Bas"	2038

➤ Interprétation du point de vue de la consommation de pointe dans la zone concernée

Le même problème que précédemment apparaît, puisque le cumul des augmentations annuelles ne permet pas de retrouver l'échelle de temps proposée. Il est par contre possible de considérer le niveau de la pointe en 2010 en fonction des deux scénarios ; ils sont alors considérés comme applicables à la pointe.

Cette approximation est forte : en effet, si l'augmentation de la consommation de pointe suit celle de la consommation annuelle, elle dépend fortement des conditions climatiques et se trouve décrite plus forte que la croissance annuelle⁵.

RTE ne donne plus de scénarios de pointe dans ses dernières publications et les effets des politiques MDE sur la pointe ne sont pas quantifiés. L'utilisation de l'électricité comme mode de chauffage est décrit comme impactant fortement la pointe. Pour la région qui nous intéresse, il est utilisé de façon plus importante que dans le reste de la France. Ainsi les réflexions proposées permettent d'obtenir un ordre de grandeur concernant la durée de sécurisation du réseau et les écarts entre les différents scénarios

Evaluation de la pointe en 2010 :

- 150 MWe d'augmentation en 7 ans correspondent à une demande pointe en 2010 de 1043MW, pour le scénario R1 ;
- 150 MWe d'augmentation en 10 ans correspondent à une demande pointe en 2010 de 1020 MWe, pour le scénario R2.

En appliquant le scénario MDE renforcée :

- Sur la base de la puissance évaluée en 2010 avec le scénario R1, l'implantation d'une TAC de 150 MWe ou 240 MWe couvrirait le besoin respectivement jusqu'en 2022 et 2032 ;
- Sur la base de la puissance évaluée en 2010 avec scénario R2, l'implantation d'une TAC de 150 MWe ou 240 MWe couvrirait le besoin respectivement jusqu'en 2025 et 2035.

⁵ MINEFI Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique 2002

L'application du scénario MDE renforcée appliqué pour la France (cas des Côtes d'Armor) ou du scénario Bas accentue fortement ces tendances.

➤ Résultats de la discussion

La consommation électrique en Bretagne s'inscrit entre les scénarios hauts prévus par RTE depuis 2000, voire légèrement au-dessus. La marge de manœuvre par rapport au niveau de consommation entraînant une pointe ne permettant plus de respecter la règle N-1 est restreinte. Il faudrait une réelle inversion de la tendance vers des scénarios bas pour repousser le renforcement du réseau de quelques années supplémentaires. L'échéance de 2010 décrite par RTE et validée par les deux assemblées nationales se justifie.

La durée de protection du réseau en fonction de la puissance installée n'est pas étayée dans les documentations publiques proposées par RTE. Il apparaît difficile alors de se prononcer pour l'ensemble des parties consultées sur cette durée en fonction des différentes propositions :

- 120 MWe demandé par RTE dans son appel d'offre publique ;
- 150 MWe décrit comme la puissance attendue dans les publications RTE et les plans nationaux ;
- 232 MWe la proposition retenue.

Les incertitudes sur l'évolution de la demande en pointe ne permettent pas de décrire la marge de manœuvre octroyée par chacune des solutions. Par essence, les TAC sont disposées sur le réseau pour être utilisées uniquement pendant les heures d'extrême pointe, et peuvent facilement être augmentées ou réduites en puissance installée. La flexibilité technique d'implantation des turbines permet de prévoir sur de tels projets des ajouts de modules.

L'implantation de 120 MWe ou 150 MWe permet la protection du réseau de 2010 jusqu'à l'horizon 2020 au moins pour 150 MWe. Cette option permettrait de constater les effets des politiques MDE et d'adapter les moyens de production en conséquence. Elle laisse la possibilité d'évaluer l'impact du développement de moyens de production d'électricité centralisés ou non dans la zone d'étude, engagés et prévus par la région.

L'implantation de 232 MWe apparaît surdimensionnée à une échelle de dix ans. La réflexion sur ce projet doit se porter sur les moyens de production électrique en semi-base et non plus du point de vue de la sécurisation du réseau.

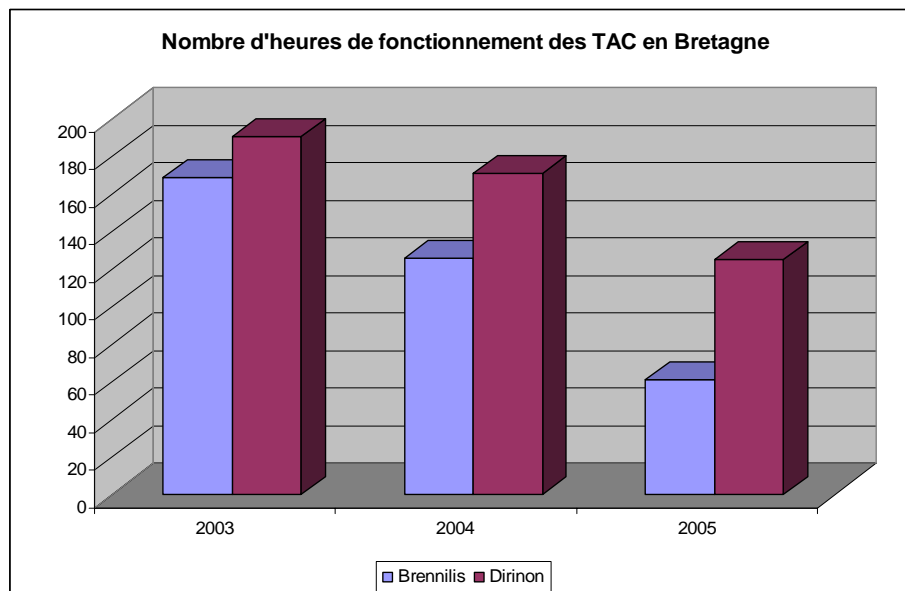
I.3 Durées d'appel annuelles

Pour couvrir le besoin de puissance en extrême pointe, 10 turbines (cycle ouvert) ont été implantées en France. Leur fonctionnement est requis pour des durées inférieures à 500h/an et sont destinées à couvrir les pics de consommation. Parmi les documents de l'appel d'offre, il est précisé sans référence à un scénario précis que :

« A titre indicatif, et ne faisant l'objet d'aucun engagement de la part de RTE, le programme d'appel de la puissance nécessaire à la résolution des congestions réseaux, donné en espérance pour une puissance de 150 MWe, est de : 100 heures en 2009, 200 heures en 2013, 400 heures en 2017.⁶ »

➤ TAC de Brennilis et de Dirinon

La Bretagne possède déjà 50% des turbines (cycle ouvert) en nombre et 33% en puissance installée de l'ensemble du parc national. Les usines de Dirinon et de Brennilis ont fonctionné respectivement 125 h et 61 h en 2005. Ces durées d'appel sont représentatives de l'utilisation habituelle de ces équipements de production énergétique. Il est caractéristique de la durée des besoins de pointe de la Bretagne.



Source : Base de données des ICPE en France

⁶ REGLEMENT DE CONSULTATION, RTE février 2006 - 4802 – Réserve de disponibilités sur une installation de production localisée dans la zone de Saint Brieuc afin de sécuriser l'exploitation du Réseau Public de Transport d'Électricité

➤ Production décentralisée

Le développement éolien en Bretagne est important, et comme le précise RTE depuis 2007, les prévisions sont de plus en plus construites. La production éolienne, lorsqu'elle dépasse un certain niveau de puissance installée permet de réduire le recours aux moyens de production de pointe. Par ailleurs, pour la zone d'étude, RTE précise :

« Toute production décentralisée, qu'il s'agisse d'éolien, de thermique EnR (aucun des projets retenus dans le premier appel d'offre biomasse – biogaz n'est situé dans l'Ouest) contribuerait également à renforcer la sécurité d'approvisionnement en Nord Bretagne.⁷ »

Le potentiel éolien dans les Côtes-d'Armor à l'horizon 2020 est décrit dans le tableau ci-dessous.

	Puissance en MW	Puissance totale cumulée en MW
En fonctionnement en 2007	93	93
En cours de réalisation avec permis de construire (perspective 2010)	129	222
Projet en cours d'instruction (perspective 2012)	89	311
Annonce pays de Saint-Brieuc (perspective 2012)	55	366
Projet POWEO eolien-offshore (perspective 2012-2013)	150 - 200	516 - 566
Potentiel eolien offshore (perspective 2015-2020)	300 - 250	766-866

Une production de seulement 15% du parc à l'horizon 2015 mettrait à disposition du réseau une puissance de 130 MWe.

La production éolienne ne garantit pas une puissance minimale disponible à tout instant, mais le fort taux de charge (27,6% pour l'éolien terrestre) pour la zone atlantique durant les trois mois d'hiver et les performances affichées de l'éolien offshore (seulement jusqu'à 4% de temps de production nulle) permettent de réduire au minimum le recours au TAC.

Dans le cas d'un scénario d'évolution haut de la consommation, la production électrique éolienne dans les Côtes d'Armor permettrait de couvrir 50% de la consommation annuelle du département en 2020.

⁷ RTE 2005 Bilan complet

La région Bretagne va, dans la prochaine décennie et d'après les prévisions du Plan Energie augmenter considérablement sa production électrique. Le recours aux TAC en sera forcément impacté, mais plus généralement l'ensemble du réseau devra être géré en tenant compte de cette évolution.

**Part de la production électrique dans la consommation totale en Bretagne
Selon les prévisions de production du plan régional énergie***

	Production en GWh						
	2003	2005	2006	Projection			
				2010	2012	2015	2020
PRODUCTION ELECTRIQUE TOTALE EN BRETAGNE EN GWh	660	1039	1202	2949	3634	4859	7809
Prévision R1 d'évolution RTE pour la "région ouest" en GWh <small>BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE DE L'ELECTRICITE EN France (édition 2005)</small>	18 200	19 396	19 800	21 363	21 966	22 901	24 550
Part de la production électrique dans la consommation totale en %	3,63	5,36	6,07	13,80	16,54	21,22	31,81
Prévision REF. d'évolution RTE pour la "région ouest" en GWh <small>BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE DE L'ELECTRICITE EN France (édition 2007)</small>				21 113	21 623	22 411	23 788
Part de la production électrique dans la consommation totale en %				13,97	16,81	21,68	32,83
Prévision MDE renforcée d'évolution RTE pour la "région ouest" en GWh <small>BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE DE L'ELECTRICITE EN FRANCE (édition 2007)</small>				20 619	20 950	21 457	22 329
Part de la production électrique dans la consommation totale en %				14,30	17,35	22,65	34,97

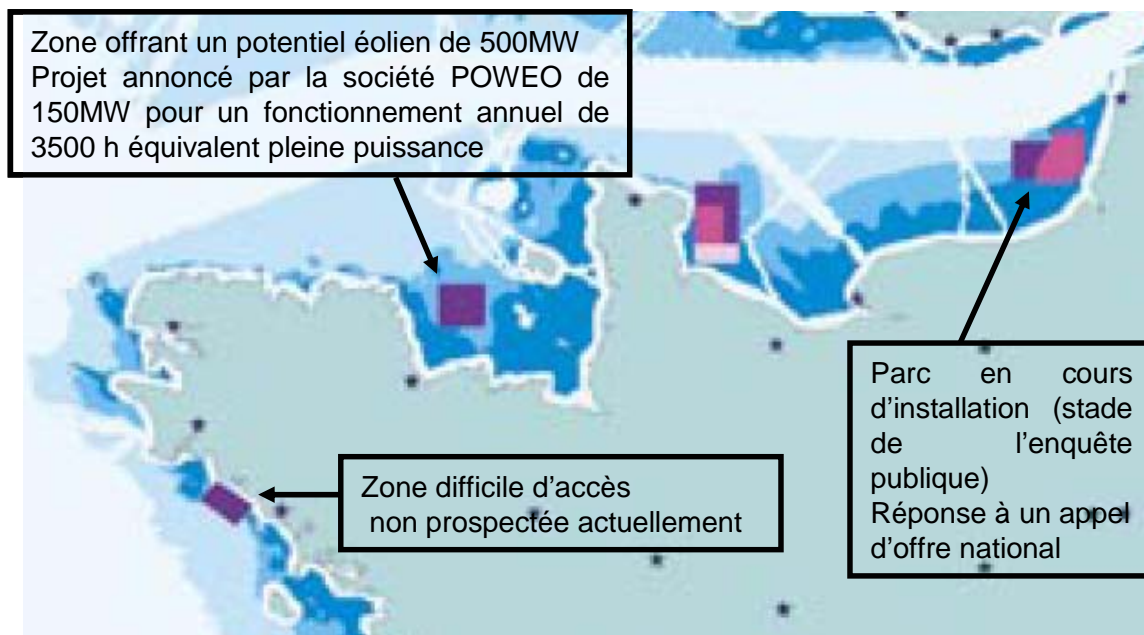
* Les prévisions ci-dessus ne tiennent pas compte du projet GDF

I.4 Intégration dans le réseau

L'accueil en capacité de production sur le département des Côtes d'Armor est limité comme le précise le MINEFI en 2006 :

« Des solutions de type « production locale » sont également envisageables : **le réseau actuel peut accueillir 600 MWe supplémentaires dans les Côtes d'Armor** qui permettraient de faire face aux besoins au-delà de 2020. Ces moyens de production pourraient aussi bien être des CCG que des TAC.⁸ »

Les possibilités d'implantation de parcs offshore en Bretagne sont pour leur part restreinte : l'étude montre que les zones aujourd'hui techniquement accessibles sont situées entre Saint-Brieuc et Saint-Malo.



Source Garrad Hassan, Sea-Wind report 2004.

Nota : La carte est purement indicative et mentionne simplement l'échelle des projets, mais ne doit pas être interprétée comme un choix de situation des centrales éoliennes.

En actant l'installation du projet GDF de 240 MWe, le réseau nécessiterait un renforcement ou un arbitrage entre production thermique à base de combustibles fossiles et production éolienne à partir de l'installation de 370 MWe d'éolien offshore dans la baie de Saint-Brieuc. Néanmoins, la zone possible pour l'implantation de parcs éoliens pourrait aussi être raccordée sur le poste de la Rance, accueillant aussi les 240 MWe de l'usine marémotrice.

L'influence sur les capacités de transport de la ligne 225kV du potentiel éolien terrestre de 366 MWe reste aussi à évaluer.

⁸ MINEFI Programmation Pluriannuelle des investissements des investissements de la production électrique 2005-2015, page 80

II. EFFICACITE

II.1 Scénarios de production électrique

II.1.1 Cahier des Charges RTE :

Pour la solution qui consiste en une injection de puissance en Bretagne Nord, RTE a procédé à un appel d'offres conformément au cadre prévu par la loi électrique 2000 et la programmation pluriannuelle d'investissements. Le cahier des charges précise les performances attendues :

- Raccordement 225 kV à Trégueux ou Plaine-Haute
- Mise en service : novembre 2010
- Puissance nominale : 120 MWe
- Délai de montée en puissance nominale : 14 minutes
- Durées d'appel annuelles : 100-500 heures
- Autonomie : 12 heures * 10 jours consécutifs → capacité de stockage en conséquence
- Taux de disponibilité : 95% (comprenant les prévisions de mise à l'arrêt fortuites comme programmées)

La législation permet à RTE de lancer des appels d'offre pour la sécurisation du réseau dans le cas d'absence de projet de production électrique dans une partie du territoire français. La PPI précise que, dans le cadre de la dérégulation du marché électrique, les investisseurs ne souhaitent pas gérer d'usine de production de pointe avec un temps de fonctionnement inférieur (a contrario de EDF et des autres TAC de pointe en France).

Compte-tenu de ce contexte, RTE a donné la possibilité aux pétitionnaires de proposer des solutions de production au-delà des 500 heures demandées afin de baisser les coûts de fonctionnement.

II.1.2 Le projet proposé par Gaz de France : Ouestelec

Le projet Ouestelec, retenu par RTE, remplit l'ensemble des critères techniques requis hormis l'autonomie : la capacité prévue en stockage de fioul (240 m³) ne permet que deux à quatre heures de fonctionnement. En revanche, la puissance installée (232 MWe) ainsi que la durée prévisionnelle de fonctionnement (3000 à 4000 heures) excède très largement la demande de production formulée par RTE.

Le projet Ouestelec est un cycle ouvert utilisant deux combustibles : gaz ou fioul. Le cycle ouvert consiste simplement en l'utilisation de turbines à combustion aérodérivatives. Il s'agit de la technologie la plus souple et la plus appropriée, compte tenu de sa disponibilité, de sa performance et de ses retours d'expérience, pour assurer rapidement une production à la demande (délai de l'ordre de la dizaine de minutes). Toutefois, la configuration du projet Ouestelec soulève de nombreuses questions d'ordre technique, économique, social et environnemental.

Afin d'évaluer l'efficacité du projet, il s'agit tout d'abord de déterminer les possibilités alternatives de production électrique permettant de satisfaire la demande en électricité et d'en préciser les conditions de faisabilité. Une série d'indicateurs sera utilisée par la suite pour dresser un bilan de fonctionnement pour chacune des installations, et s'intéressera plus particulièrement à leurs performances technico-économiques respectives. Sur la base de ces indicateurs, les différents scénarios seront évalués au regard des objectifs politiques définis aux niveaux national, régional et local.

II.1.3 Les autres projets proposés dans le cadre de l'appel d'offre RTE

Quatre projets ont été soumis à RTE dans le cadre de l'appel d'offre :

- Projet de cycle ouvert gaz/fioul (Gaz de France)
- Projet de cycle ouvert au fioul (EDF)
- Projet de cycle ouvert au fioul (Electrabel)
- Projet de centrale combinée stockage d'air comprimé/biomasse (Electricité de Marseille)

Les cycles ouverts actuellement installés en France consomment exclusivement du fioul mais sont limités à quelques centaines d'heures de fonctionnement annuel. Pour une production strictement limitée à la pointe, voire à l'extrême-pointe, l'utilisation du fioul est plus compétitive que celle du gaz naturel du fait des coûts fixes importants associés à ce dernier (raccordement et abonnement au réseau de transport). En revanche, l'avantage économique du gaz naturel sur le fioul est très significatif pour un fonctionnement en semi-base⁹.

Le projet original proposé par Electricité de Marseille repose sur deux installations combinées :

- Unité SES 40 MW_{we} : la technologie CAES (Compressed Air Electricity Storage) basée sur le stockage d'air comprimé (ici grâce à l'énergie solaire) constitue, avec l'hydraulique, la seule alternative sérieuse aux turbines à combustion pour la production rapide à la demande, mais bénéficie d'un retour d'expérience encore très limité (seulement deux installations de dimension industrielle répertoriées), ce qui soulève d'importantes incertitudes sur les coûts actuels de cette technologie.
- Unité Biomasse 80 MW_{we} : les chaudières multicom bustibles, permettant l'utilisation de plusieurs types de ressources renouvelables (bois, paille, cultures énergétiques...) connaissent un développement important en Europe. Les investissements nécessaires sont toutefois nettement supérieurs à ceux d'un simple cycle ouvert. Par conséquent, de telles installations sont viables surtout pour une production d'électricité en base ou en semi-base.

Parmi les quatre projets soumis, RTE a retenu le projet de Gaz de France car celui-ci constituait « *la meilleure offre technique et commerciale*¹⁰ ». Les projets de cycles ouverts au fioul ou le projet EdM ne sont donc pas examinés dans la présente évaluation. Il faut d'ailleurs remarquer que le procédé CAES sera exploité par EDM sur la commune de Plaine-Haute, pour une installation de 12 MW_{we}, qui favorisera la promotion et le développement de cette technologie.

En revanche, l'unité Biomasse proposée par EdM a été retenue pour l'un des scénarios, d'une part du fait du retour d'expérience de nombreuses centrales électriques européennes, et d'autre part en tenant compte de l'opportunité qu'offre l'abondance de cette ressource en Bretagne, sous diverses formes, et en premier lieu *bois-énergie*.

Enfin, un autre projet industriel de production centralisée est actuellement à l'étude dans le Pays de Saint-Brieuc : projet d'implantation d'une ferme éolienne off shore sur la Baie de Saint-Brieuc (150 à 200 MW_{we}) par la société EED/Poweo. Un projet d'une telle importance met en évidence à la fois le potentiel économique d'une technologie en plein essor en France et le potentiel éolien particulier de la baie. Ainsi, la production éolienne en Baie de Saint-Brieuc a été retenue pour l'un des scénarios.

⁹ DGEMP/DIDEME Coûts de référence de la production électrique – 2004

¹⁰ RTE, communiqué de presse – Décembre 2006

II.1.4 Elaboration des scénarios de référence

Les propositions alternatives de production électrique ont été élaborées selon une démarche prudente de faisabilité technico-économique compatible avec le contexte du projet Ouestelec. Il convient de préciser que la mise en œuvre de l'un ou l'autre de ces scénarios nécessiterait le concours des collectivités et d'un opérateur industriel, qui pourrait tout à fait être Gaz de France compte tenu des projets de développement souscrits par ailleurs par cette société. Enfin, elle nécessiterait le lancement rapide d'études de faisabilité poussées et spécifiques.

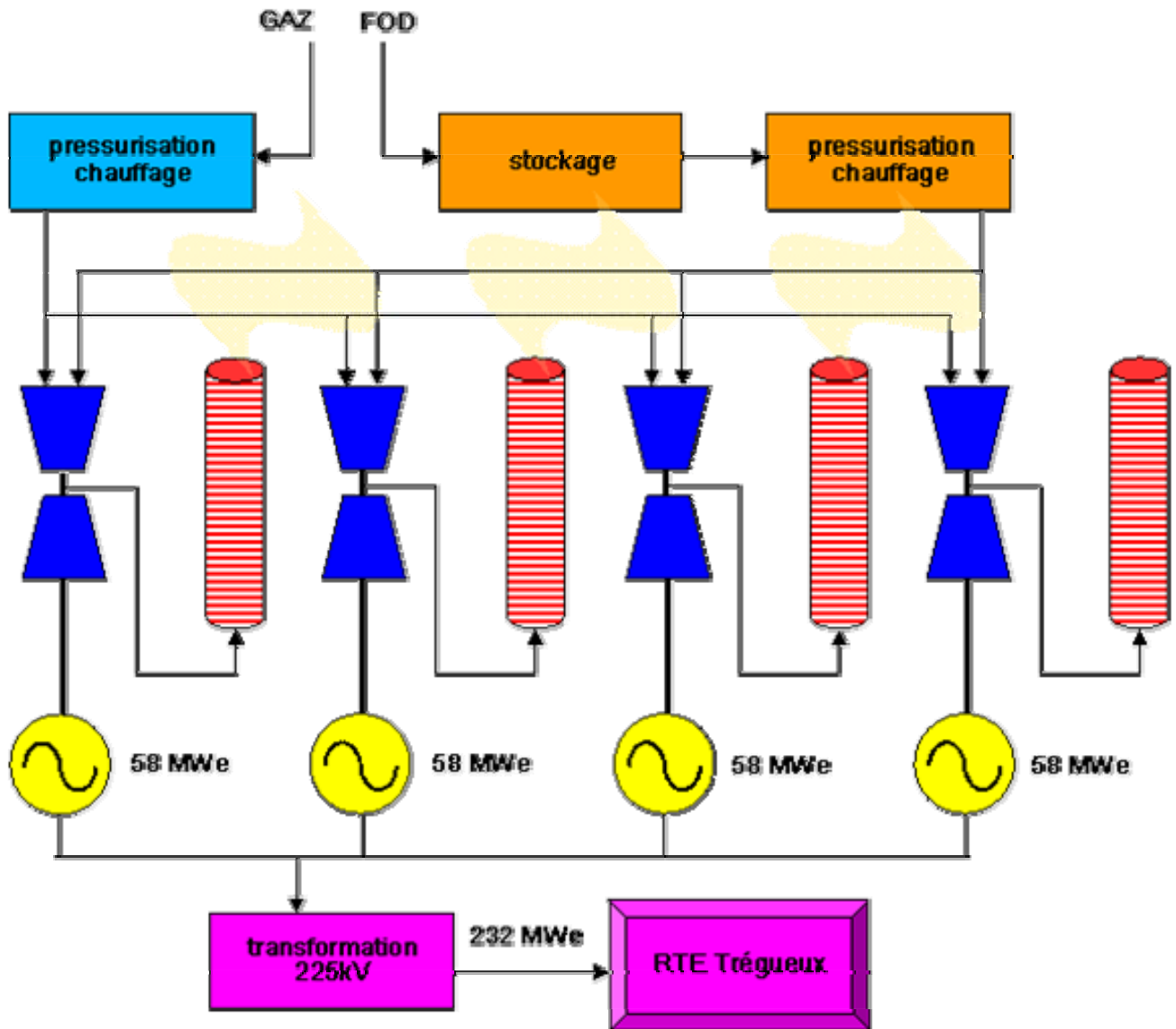
Les critères d'élaboration des scénarios sont les suivants :

- Compatibilité avec les critères techniques définis par RTE : de ce fait, tous les scénarios ont recours aux turbines à combustion afin de permettre une production rapide et à la demande ;
- Maturité industrielle : les scénarios s'appuient sur le retour d'expérience d'un nombre significatif d'installations et de projets similaires à l'échelle européenne. La réalisation d'un état de l'art apporte des garanties satisfaisantes sur les conditions de réalisation et d'opération, ainsi que sur la multiplicité des opérateurs existant sur ces marchés respectifs. (Annexe V.6)
- Optimisation économique et environnementale : les scénarios s'inscrivent dans les recommandations internationales (Agence Internationale de l'Energie, Groupe Intergouvernemental d'Etude du Climat, Intelligent Energy for Europe) concernant la réduction des émissions de GES, ainsi que le recours aux MTD (Meilleures Technologies Disponibles) ;
- Potentiel des ressources énergétiques locales : concernant l'exploitation de la biomasse, des hypothèses prudentes ont été effectuées sur les qualités et quantités de ressources disponibles à l'horizon de la mise en service de l'installation (Annexe V.4).

Enfin, des éléments complémentaires au DDAE soumis par GDF ont été analysés afin de compléter la connaissance technico-économique du projet Ouestelec : un état de l'art des centrales fonctionnant en cycle ouvert a également été réalisé, de même qu'une étude des MTD relatives à cette technologie (Annexe V.8).

II.1.4.1 Ouestelec

Les turbines à combustion aérodérivatives constituent la meilleure solution technico-économique au délai de livraison de la puissance nominale (moins de 10 minutes). La chaleur des gaz de combustion n'est pas récupérée, ce qui implique un rendement faible de l'installation, inapproprié à la semi-base. La capacité de stockage du fioul sur le site est très inférieure à celle nécessaire pour assurer l'autonomie de la centrale. L'autonomie requise en fioul est donc reportée sur le fournisseur (SPD).



Performance
232 MW en <14 minutes
Disponibilité Fioul : 97%
Disponibilité Gaz : 94%
Rendement sur PCI : 41%

Consommation
200h Fioul ~10 000 tonnes
Autonomie (120h) ~7500 m ³
2900h Gaz ~1800 GWh PCS
2900h Gaz ~120 millions m ³

Maîtrise d'oeuvre
Investissements ~100 M€
Mise en service prévisionnelle: fin 2010
Durée de vie : 25 ans

Les turbines à combustion sont très répandues pour la production électrique. En France métropolitaine notamment, où 10 turbines sont actuellement utilisées en cycle ouvert fonctionnant moins de 500 heures - au fioul uniquement -, et de nombreuses autres utilisées en cogénération ou en cycles combinés. Au niveau européen, un grand nombre de turbines en cycle ouvert sont utilisées sur des installations existantes pour un fonctionnement de pointe.

La durée d'appel en pointe n'est pas forcément définie précisément dans les publications décrivant les installations et se situe entre 500 et 1700 h/an de fonctionnement. Seules les usines de Birmingham et de Durham en Angleterre ont été répertoriées comme fonctionnant au gaz pour 5000 h/an. Ces installations sont gérées par le fabricant Rolls Royce. Il est à noter que pour des puissances de production électrique supérieures à 150 MWe à partir de gaz naturel, la technique des cycles combinés ou de cogénération est généralement retenue.

Les sites de production, équipés à l'échelle mondiale de la turbine à gaz Trent 60, l'utilisent majoritairement dans sa version DLE (Dry Low Emissions) notamment en production de pointe (Annexe V.8). Les turbines, fabriquées par la société Rolls Royce et sélectionnées par GDF sont prévues pour fonctionner avec du gaz ou du fioul. Le système WLE (injection d'eau) de limitation des émissions de monoxyde de carbone (CO) et des oxydes d'azote (Nox) a été retenu. Si la technique d'injection d'eau a l'avantage d'offrir un rendement supérieur en cycle ouvert, elle est fortement consommatrice d'eau. Rolls Royce précise que pour préserver la ressource en eau de la zone, il est préférable d'utiliser le DLE, ce qui entraîne néanmoins un surcoût à l'installation. Le constructeur garantit le respect des normes en vigueur, mais aucune documentation détaillant les rendements du WLE n'est fourni dans le DDAE.

Trois techniques pour limiter les émissions de NOx sont actuellement disponibles et éprouvées (présentées par ordre croissant d'efficacité) : Injection d'eau, Injection de vapeur, Dry low NOx.

La technique Dry low NOx est décrite comme la meilleure technique disponible :

- Dans le BREF pour les grandes installations de combustion¹¹ : « *Les brûleurs à bas NOx par voie sèche (DLN) sont considérés comme la Meilleure Technique Disponible pour les nouvelles turbines à gaz* ».
- Dans la circulaire du 11 août 1999¹² : « *Ainsi, pour les installations d'une puissance supérieure à 50 MWth, la valeur retenue pour le gaz naturel est de 50 mg par Nm3. Cette valeur correspond à des turbines à combustion équipées de chambre de combustion dite "Dry Low NOx (DLN)".* »

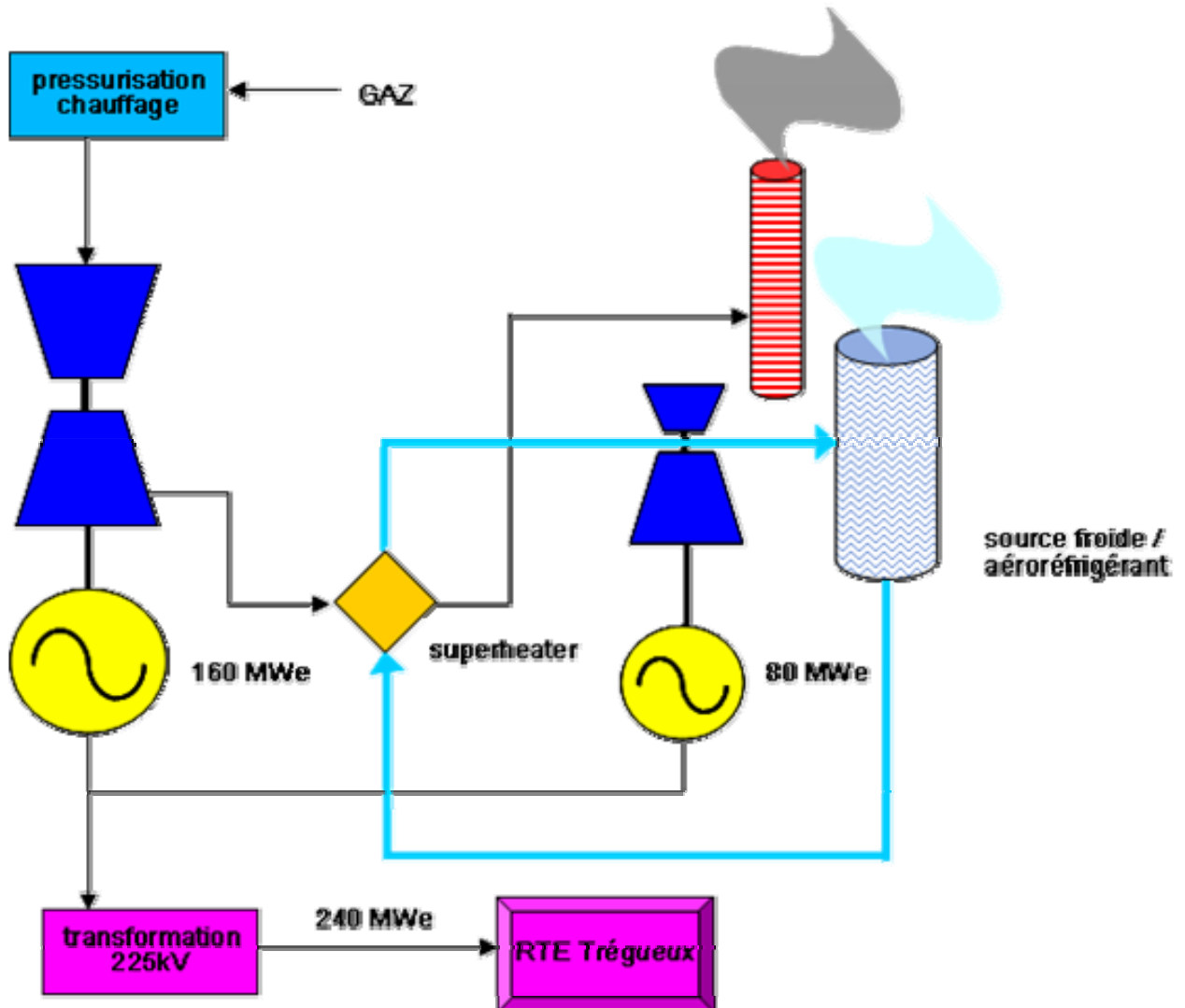
En sélectionnant la technique WLE, GDF limite ses investissements au détriment d'une forte consommation d'eau et une réduction non optimale des NOx.

¹¹ Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, European Commission July 2006

¹² Circulaire du 11 août 1999 relative à l'arrêté ministériel relatif à la réduction des émissions polluantes des moteurs et turbines à combustion, ainsi que des chaudières utilisées en postcombustion, soumis à autorisation sous la rubrique 2910

II.1.4.2 Cycle combiné gaz

La combinaison d'une turbine à combustion à un cycle vapeur permet à la fois de répondre à la production de pointe et d'assurer un rendement performant en semi-base. Le stockage de gaz étant exclu, l'installation ne dispose pas d'autonomie en combustible et reste tributaire de la distribution sur le réseau. De fait, les CCG installés (2 et 22 en projet en 2008) en France ne sont pas dédiés à une production de pointe, et sont installés auprès du réseau de transport ou de sources importantes de gaz fatals. Le projet Gaz de France de Montoir-de-Bretagne associe CCG et turbine à combustion indépendante dédiée à la production en pointe (puissance totale de 580 MWe).



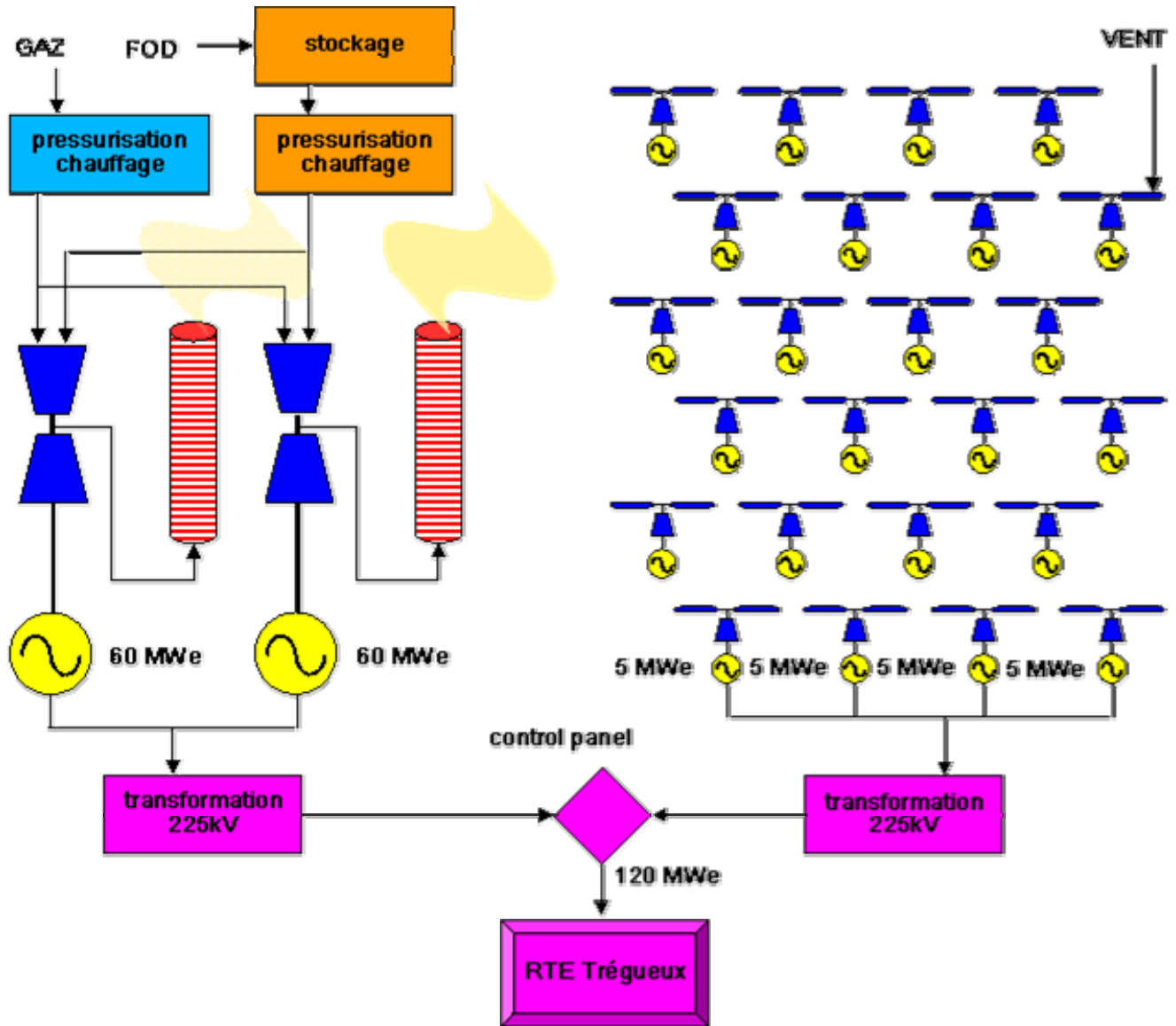
Performance
160 MW en <14 minutes
Disponibilité TAC : 94%
Rendement sur PCI : 58%

Consommation
3100h Gaz ~1400 GWh PCS
3100h Gaz ~90 millions m ³
Autonomie : néant

Maîtrise d'oeuvre
Investissements ~200 M€
Mise en service prévisionnelle: fin 2010
Durée de vie : 25 ans

II.1.4.3 Hybride Off Shore

Sur le modèle du projet Ormonde développé en Angleterre qui sera mis en service en 2009 (Annexe V.6), la solution hybride combine les avantages des turbines à combustion (montée en puissance rapide et à la demande) et les avantages de l'éolien off shore (production fatale importante, même lors des épisodes de pointe).



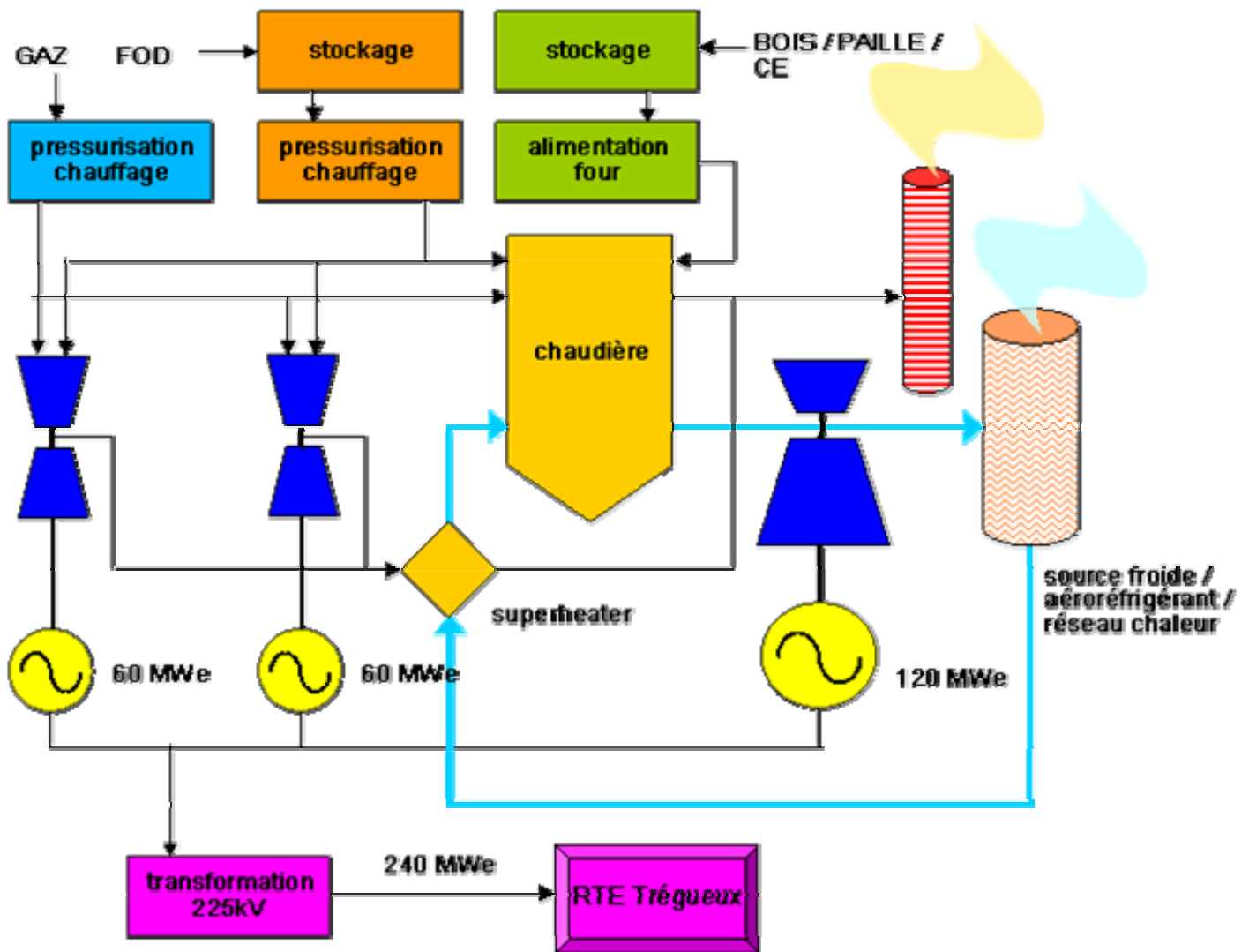
Performance
120 MW en <14 minutes
Disponibilité TAC : 97%
Rendement sur PCI : 41%
Disponibilité Eolien : 32-35%
Production fatale éolienne ~370 GWh / an

Consommation
200h Fioul ~5 000 tonnes
Autonomie (120h) ~3800 m ³
200h Gaz ~60 GWh PCS
200h Gaz ~4 millions m ³

Maîtrise d'oeuvre
Investissements 400-450 M€
Mise en service prévisionnelle: fin 2010 (unités TAC) fin 2012 (ferme éolienne)
Durée de vie : 20 ans

II.1.4.4 Centrale Combinée Biomasse

La combinaison des turbines à combustion à un cycle vapeur permet à la fois de répondre à la production de pointe et d'assurer un rendement intéressant en semi-base. Les chaudières à lit fluidisé permettent d'exploiter une variété de combustibles, dont la biomasse (Annexe V.4). Les plaquettes forestières, la paille ou les autres cultures énergétiques nécessitent une logistique conséquente de transport, stockage et conditionnement avant alimentation du four (Annexe V.5). Ce type d'installation se prête à la valorisation de la chaleur ainsi que la valorisation agricole/sylvicole des cendres produites.



Performance
120 MW en <14 minutes
Disponibilité TAC : 97%
Disponibilité Chaudière : 94%
Rendement sur PCI : 43-50%

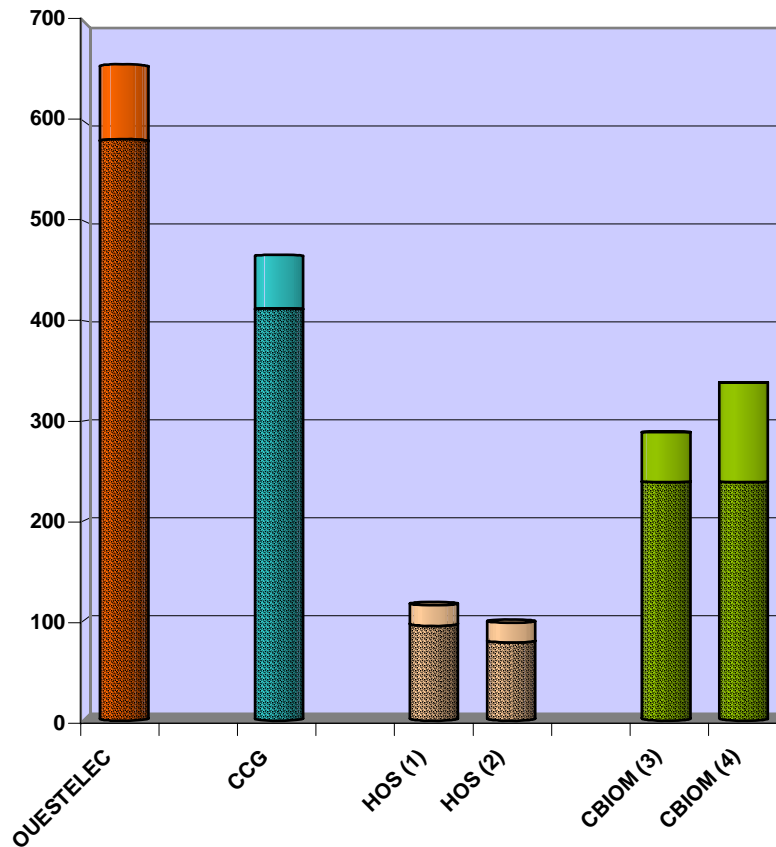
Consommation
1500h Bois ~160 000 tonnes
Transports (hiver) ~50 cam/j
Autonomie (120h) ~55 000 m ³
1500h Paille ~100 000 tonnes
Transports (hiver) ~60 cam/j
Autonomie (120h) ~70 000 m ³

Maîtrise d'oeuvre
Investissements 150-300 M€
Mise en service prévisionnelle: fin 2010 (unité TAC) fin 2012 (unité Biomasse)
Durée de vie : 20-25 ans

II.2 Bilans de fonctionnement

II.2.1 Emissions de GES

Emission de GES en gramme équivalent CO₂ par kWh produit



Emissions directes « à la cheminée »
 Emissions indirectes « en amont »

(1) TAC Fioul 500 h/an
 (2) TAC Gaz 500h/an
 (3) Puissance délivrée 50% bois – 50% gaz
 (4) Puissance délivrée 50% paille – 50% gaz

Afin de quantifier les émissions de gaz à effet de serre, les référentiels synthétisés par le GIEC permettent une comparaison relativement détaillée des différents moyens de production d'électricité¹³. En France, la méthode Bilan Carbone développée par l'ADEME s'intéresse à un large panel de postes d'émissions caractérisés, notamment pour ce qui concerne les activités industrielles. Les facteurs d'émission du Bilan Carbone ont été utilisés pour la présente évaluation.

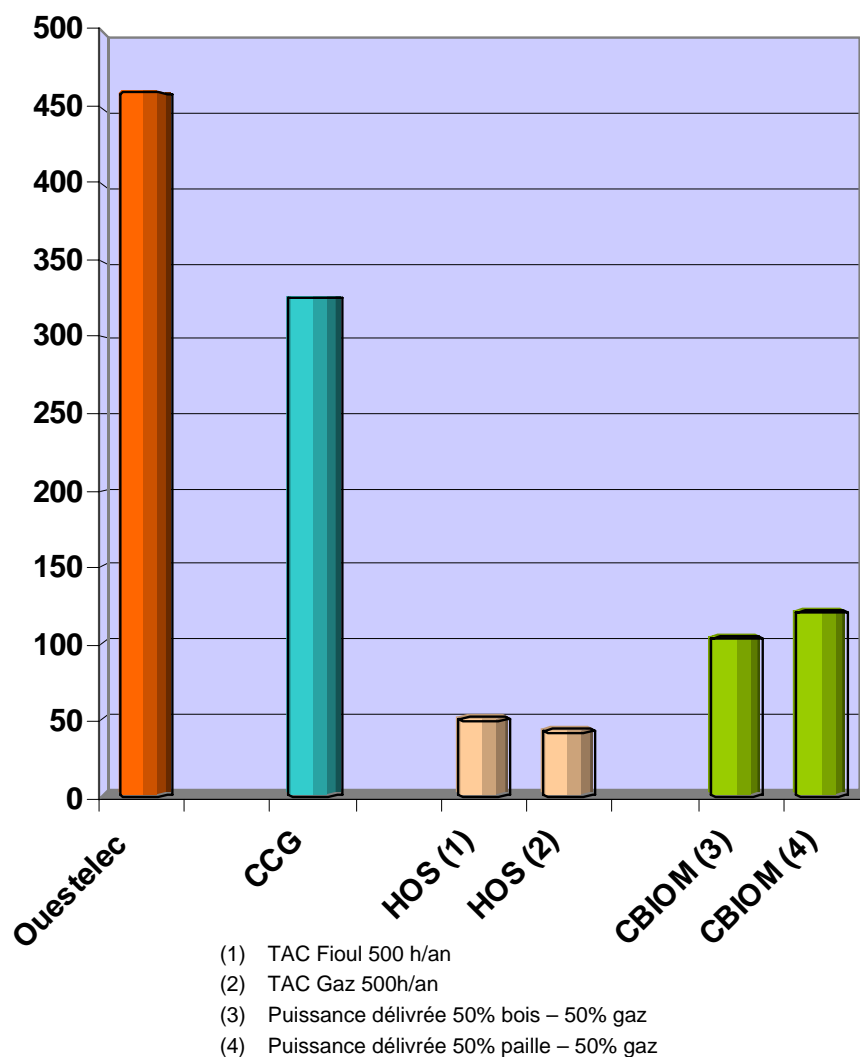
¹³ GIEC – Rapport final Groupe III – Juin 2007

L'évaluation considère les émissions directes (combustion de gaz et de fioul) et une partie des émissions « en amont » : construction des installations, production et transport des différents combustibles¹⁴. Les permis d'émissions attribués dans le cadre PNAQ (Plan National d'Affectation des Quotas) ne considèrent que les émissions directes.

Il convient de préciser que les estimations réalisées sont minorantes, se prêtant bien à des comparaisons mais peu à des valeurs absolues. Certains postes d'émissions indirects n'y sont pas pris en compte.

Le projet Ouestelec, étant nettement plus consommateur en ressources fossiles que les autres scénarios, s'avère être le plus émetteur. Certains postes d'émissions de la centrale n'ont pas été pris en compte : production de CO₂ par décarbonatation de l'eau injectée dans les turbines et émissions de NO₂. Compte-tenu de la consommation d'eau déminéralisée par la centrale (240 000 m³ pour 3100 heures de fonctionnement), les importantes émissions de CO₂ induites devraient faire l'objet d'une évaluation complémentaire.

Emissions GES pour 3100 heures de fonctionnement (milliers de tonnes eq.CO₂)



¹⁴ Pour l'utilisation du gaz naturel, l'ADEME considère que près de 12% d'émissions « en amont » doivent être ainsi ajoutées à celles strictement dues à la combustion du gaz.

II.2.2 Coûts de production

- Elaboration des scénarios économiques
-

La promotion des moyens de production les plus compétitifs constitue un objectif légal à part entière du point de vue de la protection des usagers du service public de l'électricité. C'est à ce titre que la PPI se fonde sur une évaluation des coûts de production¹⁵. Il s'agit de la méthode recommandée lorsque des moyens de production supplémentaires deviennent nécessaires à court ou long terme. Son objectif est le développement des filières les plus économiques, de façon à garantir la compétitivité de la fourniture électrique.

La méthode utilisée présente plusieurs limites :

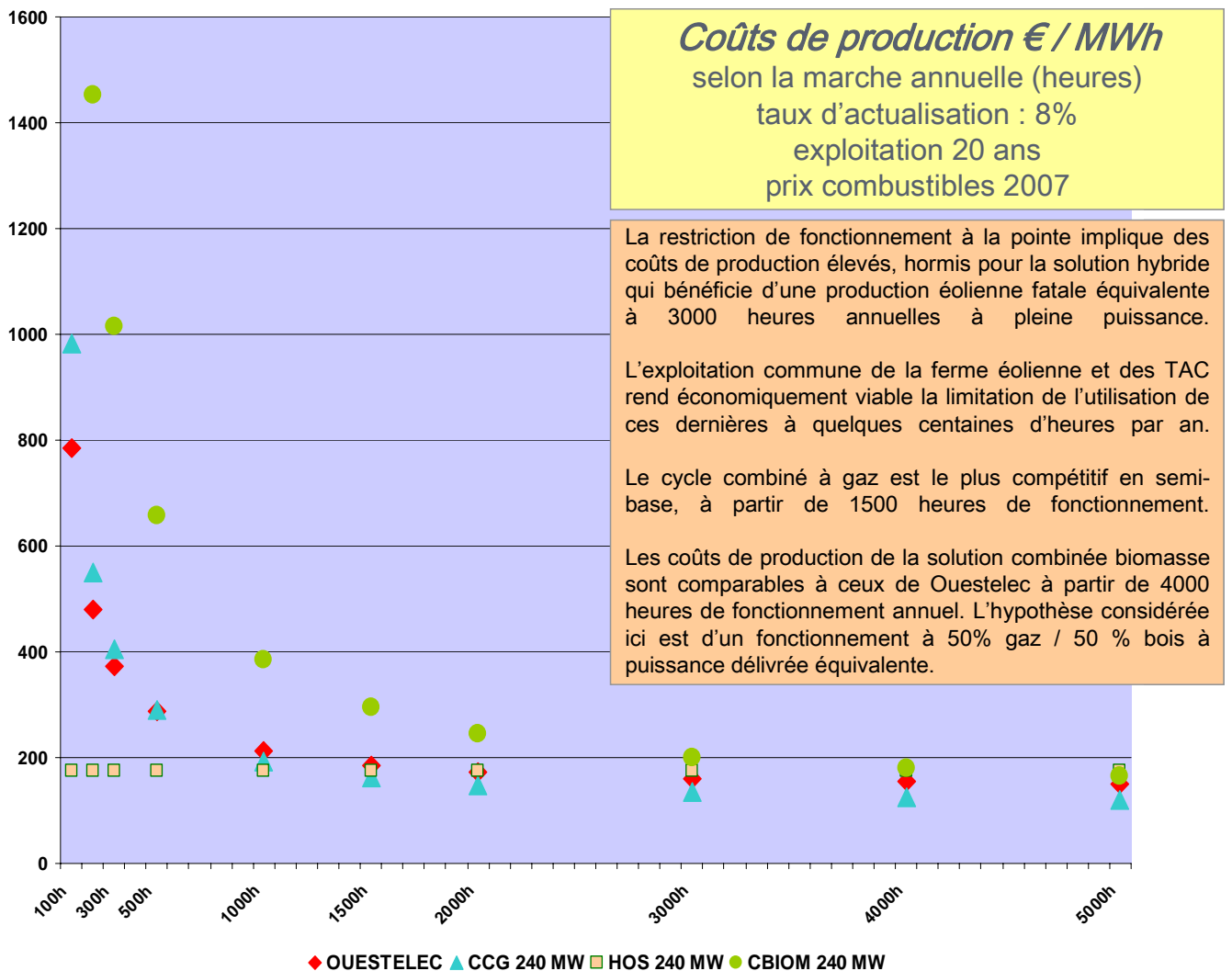
- Les coûts de production sont estimés en moyenne sur l'ensemble de la durée de vie de l'installation ;
- Les indications de coûts proposées par l'étude constituent des valeurs médianes (incertitudes liées aux spécificités du site, de l'exploitation, du réseau électrique local) ;
- Les risques de rupture d'approvisionnement et d'indisponibilité fortuite de l'installation ne sont pas considérés, pas plus que les impacts économiques associés ;
- Cette approche simplifiée fournit un éclairage pertinent pour l'évaluation de politiques publiques, toutefois les résultats peuvent différer sensiblement de ceux retenus par un investisseur privé (taux de rendement interne, accessibilité de la demande, durée d'amortissement éventuellement raccourcie...)

De ce fait, la méthode se prête à l'évaluation d'efficacité mais doit être adaptée ;

- Les résultats doivent être interprétés comme des performances relatives mais les incertitudes sont trop importantes pour déterminer des coûts absolus en tenant compte des conditions du marché de l'électricité.
- Les scénarios proposés sont techniquement comparables (poste de raccordement, puissance, délai de production).
- Un certain nombre d'hypothèses normatives communes aux scénarios ont été formulées, considérant que chacune des solutions peut être développée par le même opérateur (*Gaz de France* ou autre) ou bien différents opérateurs soumis aux mêmes conditions de financement (emprunt), d'approvisionnement et de rentabilité interne :
 - Durée de vie et d'amortissement des installations rapportées à 20 ans ;
 - Taux d'actualisation fixé à 8%

¹⁵ DGEMP – DIDEME 2004 : « Pour une durée d'utilisation donnée, le coût de production de référence d'un équipement est le coût qui assurerait, en bilan actualisé, l'équilibre entre les dépenses et les recettes s'il était facturé pour chaque MWh produit. Il est obtenu en actualisant à la date de mise en service l'ensemble des dépenses d'investissement, d'exploitation et de combustible engagées sur la durée de vie de cet équipement, et en ramenant le coût ainsi obtenu à la somme actualisée de l'énergie produite. »

	Ouestelec	CCG	HOS	CBIOM
Investissements	+ TAC Alimentation	++ TAC - TAV Alimentation Circuit vapeur	++++ TAC Alimentation Fondations Eoliennes Raccordement	+++ TAC - TAV Chaudières Alimentation Circuit vapeur Stockage
Opération & Maintenance	++ Fréquence des cycles	++ Fréquence des cycles	+++ Opérations en mer	+++ Entretien chaudières Entretien alimentation
Energie Primaire	+++ Fioul / Gaz	++ Gaz	+ Fioul / Gaz Vent	++ Fioul / Gaz Bois / Paille / CE
Quotas CO₂	Inclus : valeur indicative 20 €/ t eq.CO ₂			
Taxes	Exclues : modélisation en « économie publique »			

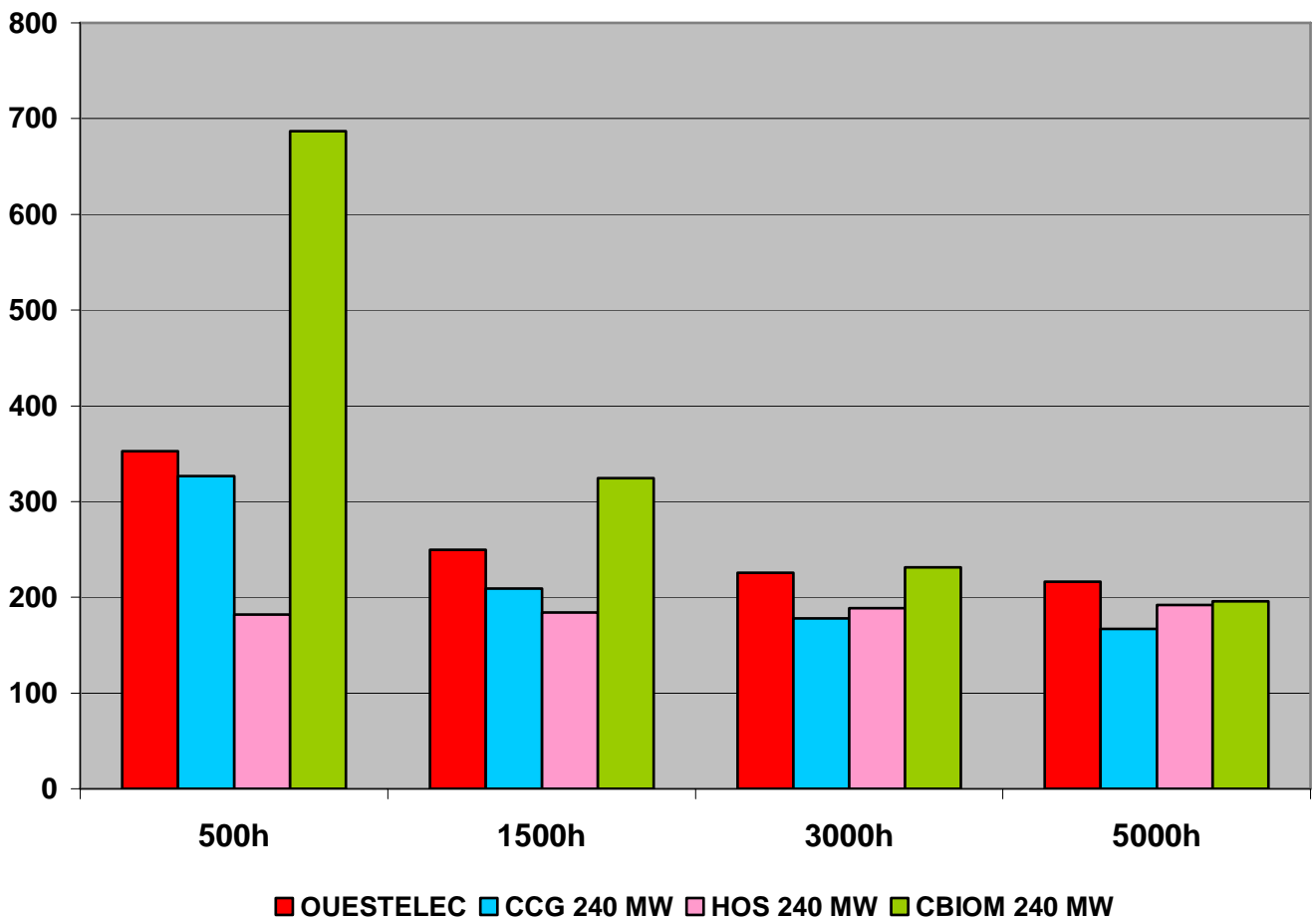


➤ Volatilité des prix des combustibles

La volatilité des prix observés depuis 2003 (date de la dernière étude des coûts de référence par l'Etat Français) sur les prix des combustibles fossiles a un impact significatif sur les dépenses de chacun des scénarios, en comparaison des différents autres postes pris en compte. Ainsi, et bien que l'ensemble des moyens de production énergétique soient impactés à différents niveaux par la forte tension observée sur les marchés du pétrole et du gaz, les procédés les plus directement consommateurs sont naturellement les plus affectés.

Ainsi, avec les coûts de combustibles moyens observés en 2007, le scénario Ouestelec en semi-base est toujours moins compétitif que le CCG, et présente des coûts généralement inférieurs aux scénarios HOS et CBIOM jusqu'à 5000 heures de fonctionnement. Mais la répercussion de la hausse des prix enregistrée sur 2007, jusqu'à 100 US\$ le baril de pétrole brut représente une hausse de 40% des dépenses de combustibles fossiles. Les différents moyens de production étant plus ou moins sensibles à ce poste, l'augmentation globale des coûts représente plus de 30% pour Ouestelec, 22% pour le CCG, 17% pour HOS et 13% pour CBIOM, pour 3100 heures de fonctionnement.

**Coûts de production €/MWh,
Taux d'actualisation : 8%, Exploitation : 20 ans, Brent : 100 \$/bl, CO₂ 20 €/t**



S'agissant des producteurs pétroliers, des organisations internationales ou des économistes, la tension sur les prix du pétrole est considérée comme un phénomène croissant et durable - voire définitif.

A court terme, les indications données par l'OPEP en janvier estiment que la valeur de 100 US\$ ne doit pas être interprétée comme un record, mais comme une valeur de référence pour l'année 2008. Sur le marché international, le prix du gaz naturel est globalement indexé sur celui du pétrole.

Bien que les marchés intérieurs soient relativement protégés par les contrats d'approvisionnement à long terme (tels que ceux liant Gaz de France à ses fournisseurs russe, norvégien et algérien), l'indexation des tarifs de Gaz de France sur les cours internationaux se réalise de façon plus ou moins différée. Dans le contexte de libéralisation du marché intérieur du gaz, il est probable que cette « volatilité » du prix du gaz, tout comme celui de l'électricité, devienne de plus en plus sensible.

A ce titre, les prévisions à moyen terme sur le marché international du gaz naturel mettent en évidence des tensions croissantes :

- Hausse très importante des prévisions de consommation en Europe ;
- Hausse des coûts de transport (développement du GNL) ;
- Epuisement des stocks des fournisseurs historiques (UK devenu importateur net en 2004, la Norvège devrait atteindre son pic de production entre 2010 et 2012) ;
- Enjeux géopolitiques (crises du gaz russe).

Les conséquences de cette augmentation sur les coûts de production de l'électricité sont déjà très sensibles dans les pays recourant massivement au gaz naturel comme en témoignent les récentes hausses des tarifs de l'électricité en Angleterre et en Belgique (De 12 à 15 % en janvier 2008).

Dans de telles conditions, la stabilisation des prix des combustibles fossiles à leur niveau actuel à l'horizon 2010 constitue une hypothèse basse et peu vraisemblable (Annexe V.3). Deux projections ont été envisagées :

- Une prospective « basse » représentant 80% d'augmentation par rapport aux prix moyens de 2007 (soit 130 \$/bl) ;
- Une prospective haute représentant +100% d'augmentation (soit 145 \$/bl).

Selon chacune de ces projections de coûts, les scénarios ayant recours aux énergies renouvelables sont moins affectés que les scénarios fondés exclusivement sur les ressources fossiles : en semi-base, les performances de CCG et HOS sont égales, tandis que CBIOM est plus performant que Ouestelec à partir de 3000 heures de fonctionnement annuel.

II.2.3 Externalités économiques

	Ouestelec	CCG	HOS	CBIOM
Emplois générés	10-15	15-20	50-55	50-100
Emploi régional	+	+	++	+++
Impacts eco -	Gaz Naturel Eau	Gaz naturel	Pêche côtière	Transports
Impacts eco +	-	-	Tourisme littoral Plaisance	Agriculture Sylviculture

Estimation d'après OCDE/AIE « Good Practices Guidelines » 2007, pour 3100 heures de fonctionnement annuel, hormis Hybride Off Shore (TAC limitées à 500 heures).

CBIOM : 50% Gaz, 50% Biomasse.

Les emplois considérés concernent l'ensemble de l'exploitation et de l'approvisionnement des installations. Les emplois générés par la filière biomasse peuvent varier considérablement selon le type de ressource utilisée et les options organisationnelles de l'approvisionnement. La fabrication et l'installation des équipements génèrent également un nombre important d'emplois pendant la phase d'installation. Toutefois, elles n'ont pas été considérées dans cette estimation ; elles sont a priori comparables pour les différents scénarios.

Concernant les postes fabrication, installation et maintenance, on peut considérer que les emplois pourront être créés autant en Bretagne qu'en dehors. Il faut remarquer toutefois que :

- Des entreprises implantées en Bretagne fabriquent et exportent des fours et chaudières industrielles ;
- Des entreprises implantées en France fabriquent et exportent des éoliennes terrestres et off-shore ;
- La France n'accueille aucun site de production de turbines à combustion.

Concernant le poste approvisionnement, la filière biomasse pourvoit significativement plus d'emplois que celles des ressources fossiles, ces créations étant le plus susceptibles de concerner l'échelle régionale.

Le bilan des externalités économiques doit tenir compte des conséquences, positives ou négatives de l'activité de production électrique envers certaines activités partageant le même territoire. Dans l'un ou l'autre cas, cet aspect nécessite la mise en place de concertations préalables et de stratégies économiques communes, voire certains investissements supplémentaires consentis par la collectivité ou internalisés par l'opérateur. Une attention particulière doit être apportée à la mobilisation importante des ressources et infrastructures pour la production électrique.

Consommation annuelle TWh PCS	2005	2006	2007	2010	2016	2007 2016
Réseau GRTGaz*		470	480	509	566	+18%
dont secteur production d'électricité*		33	33	48	74	+124%
Bretagne (+Ouestelec 3100h)**	15,36	15,38	15,38	17,35	17,35	+13%
Bretagne (+Ouestelec 4000h)**	15,36	15,38	15,38	17,92	17,92	+16%
Côtes d'Armor (+Ouestelec3100h)**	2,31	2,33	2,33	4,29	4,29	+84%
Côtes d'Armor (+Ouestelec4000h)**	2,31	2,33	2,33	4,87	4,87	+109%

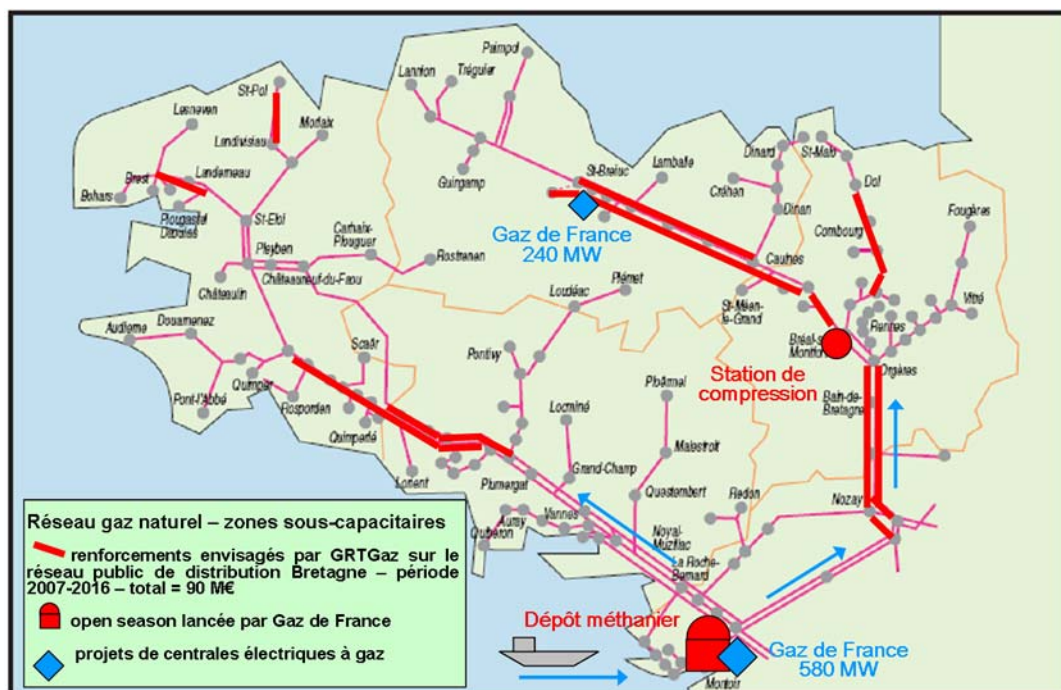
* Prévisions GRTGaz, 2006 : consommations réalisées ;

** Prévisions Horizons, 2005 et 2006 : consommations réalisées (source Gaz de France)

➤ Réseau de distribution de gaz naturel

Le fonctionnement d'une centrale thermique en semi-base (Ouestelec ou CCG 240 MWe) doublerait la consommation de gaz naturel des Côtes d'Armor. La production électrique de pointe serait concomitante avec les appels de pointe sur le réseau de distribution de gaz et des moyens supplémentaires de compression sur place et de sécurisation du réseau GRTGaz sont nécessaires. De ce point de vue, Ouestelec est le plus impactant car le plus consommateur. Au niveau national, l'important relais de croissance de consommation de gaz naturel annoncé par les projets de centrales électriques soulève des inquiétudes sur la garantie de fourniture :

- CRE 2007 : urgence du développement des capacités de dépôt de Fos et Montoir ;
- DGEMP 2007 : risque de déficit de capacité de déstockage dès 2009 lors des appels de pointe ;
- Sénat 2007 : le parc de centrales au gaz annoncé est le double de celui prévu par la PPI 2006, le rapport stipule une menace sur l'approvisionnement global du réseau.



➤ Filière biomasse

Le projet CBIOM implique à la fois l'installation d'une centrale électrique et la structuration de son approvisionnement à étudier à part entière. Le problème considéré ici n'est pas la ressource très abondante en Bretagne (Annexe V.4), mais l'intensification de son exploitation. La sécurité d'approvisionnement implique une diversité suffisante de fournisseurs. Les filières existent d'ores et déjà en Bretagne et dans les régions voisines, mais un tel projet nécessite le développement de l'approvisionnement local. Ainsi, les conséquences de la centrale sur l'ensemble de la filière Bois Energie en Bretagne doivent être appréhendées.

➤ Intensifications de la production bretonne

Les ressources sont abondantes mais encore insuffisamment exploitées. Le bilan du plan Bois-Energie 2000-2006 indique une multiplication de la production par quatorze en six ans et la création récente de plusieurs sociétés d'approvisionnement spécialisées. La Bretagne manque de gros fournisseurs car elle s'avère encore dépourvue de projets de dimension industrielle. Dans ce contexte, un scénario tel que CBIOM implique :

- Une contractualisation à long terme entre l'opérateur de la centrale et les différents fournisseurs¹⁶ ;
- Une filialisation des fournisseurs existant ou bien la création d'une société d'approvisionnement ad hoc afin de permettre les investissements et économies d'échelle pertinents pour ce niveau de production.

Toutefois un impact sur le prix de la ressource est à prévoir. Le comité interprofessionnel Bois-Energie estime ainsi que les tarifs actuels des Plaquettes Forestières ne se prêtent pas encore à une véritable intensification de la production à l'image des autres pays d'Europe¹⁷.

L'UCFF précise que cette filière industrielle ne compromet pas la production de bois-bûche pour les particuliers. Les deux productions sont complémentaires.

En conclusion, une réflexion et un travail en amont impliquant les collectivités, sociétés forestières et énergéticiens doivent être menées afin que l'ensemble de la filière tire le meilleur parti de l'opportunité de ce scénario.

➤ Retombées écologiques positives

Effectuée dans les règles de l'art, la production de bois-énergie a un impact positif sur la ressource (gestion sylvicole) et la biodiversité. La valorisation de zones boisées inexploitées permet de les soustraire au risque de déboisement (protection indirecte de la ressource en eau). A ce titre, la valorisation de la ressource bocagère bretonne constitue une opportunité pour la protection de ces espaces.

¹⁶ Les sociétés d'approvisionnement en plaquettes forestières connaissent le plus fort développement, sous la demande des projets de chaufferies industrielles et de production électrique (appels d'offre nationaux). Par exemple : Groupe Coopération Forestière (National) : 2005 : 80 000 tonnes ; 2007 : 300 000 tonnes ; Biocombustibles SA (Normandie) : 2003 : 23 000 tonnes ; 2006 : 200 000 tonnes

¹⁷ Les prix pourraient évoluer entre 40-80 €/t. Le Bois Energie resterait de toute façon plus compétitif que les énergies fossiles.

L'on peut, en outre, prendre en compte les retours d'expériences concernant la valorisation des cendres, qui peuvent constituer un revenu supplémentaire pour l'opérateur électrique.

➤ Valorisation de la paille

La valorisation énergétique de la paille bénéficie d'une ressource immense de nombreux retours d'expérience en production électrique (Europe mais pas encore en France) et de qualités intrinsèques favorables (pouvoir calorifique). En Bretagne, la ressource est abondante même si elle doit prendre en compte ses usages existant (sols, élevages). La moitié de la paille bretonne peut être valorisée pour la production d'énergie. Cependant, une filière d'approvisionnement industrielle pour cette ressource ne peut être envisagée que sur la base d'un revenu intéressant pour les producteurs et d'une réflexion interprofessionnelle sur la complémentarité des usages. La production à moyen terme est envisageable avec un alignement sur le prix bois-énergie et la valorisation agricole cendres.

➤ Cultures énergétiques :

Il existe de nombreuses cultures en démonstration et filières en émergence. Au niveau européen comme breton, deux ressources s'avèrent commercialement prometteuses :

- Les Taillis à Très Courtes Rotations de saules et de peupliers (avantageux du point de vue de la biodiversité et du traitement de l'eau)
- Le Miscanthus (cultures à haut rendement)

L'exploitation industrielle de ces ressources peut être prise en compte à plus long terme.

➤ Transports

Le scénario CBIOM nécessite le plus de transports. Des contraintes sont à prévoir pour la desserte locale et des nuisances sont à envisager. De ce point de vue, une réflexion indispensable doit être menée pour une optimisation des transports :

- Organisation de la chaîne d'approvisionnement
- Choix du site et capacité stockage
- Transport ferroviaire

II.3 Adéquation avec les politiques publiques

II.3.1 Politique énergétique nationale

➤ Sécurisation de l'offre

RTE, en tant que gestionnaire du réseau électrique, dispose des moyens légaux pour mettre en œuvre les conditions de sa sécurité, notamment par la possibilité de recourir aux appels d'offre pour la réservation de production. La sécurité de la production électrique dépend de la sécurité d'approvisionnement en énergie primaire. Le CCG ne dispose pas de capacité d'autonomie et reste tributaire de la sécurité du réseau de distribution de gaz (GRTGaz). Ouestelec peut utiliser le fioul comme combustible de substitution, mais ne dispose pas de capacité d'autonomie : pour le fioul comme pour le gaz, la capacité de production réactive est dépendante de la continuité et de la sécurité d'approvisionnement par les fournisseurs. Tout projet de centrale électrique au gaz (Ouestelec ou CCG) implique des externalités économiques conséquentes en matière de renforcement des capacités de transport et de distribution du gaz naturel, notamment lors des appels de pointe sur le réseau de gaz naturel.

Dans le cas des scénarios HOS et CBIOM, la sécurité d'approvisionnement implique une capacité de stockage de fioul limitée à 3500 m³.

➤ Compétitivité de l'offre

La promotion des moyens de production les plus compétitifs constitue un objectif légal à part entière du point de vue de la protection des usagers du service public de l'électricité. C'est à ce titre que la PPI se fonde sur une évaluation des coûts de production. De ce point de vue, la tension observée depuis 2003 sur les marchés internationaux du pétrole et du gaz est appelée à durer et à impacter fortement les coûts de production de l'électricité. Dans le même temps, les coûts de production des filières renouvelables diminuent régulièrement grâce à leur développement industriel. Selon les perspectives de l'AIE, reprises par le groupe III GIEC en 2007, la « rupture technologique » devrait survenir dès lors que les énergies renouvelables, suffisamment développées, seront globalement plus compétitives que l'énergie fossile subissant des contraintes croissantes (épuisement des réserves, pressions environnementales). L'horizon présenté, 2020 et 2030, peut varier considérablement selon les pays et les conditions économiques données.

A l'horizon 2010, les scénarios Hybride Off Shore et Biomasse s'avèrent plus compétitifs que le projet Ouestelec. La seule répercussion des hausses enregistrées en 2007 sur les cours du pétrole implique un surcoût de 30% de fonctionnement pour le projet Ouestelec fonctionnant en semi-base, scénario le plus impacté par la volatilité des prix du gaz. Ainsi, bien que la production électrique au gaz nécessite des investissements limités, le rapport sénatorial interroge la pertinence sur le long terme du développement très important de cette filière et de l'abondance de projets enregistrés en France. A ce titre, l'expérience de la « bulle gazière » survenue aux Etats-Unis en 2003 doit être étudiée attentivement.

➤ Indépendance énergétique

Cet enjeu de la politique énergétique nationale a été remis en avant dans les derniers rapports¹⁸. Le recours aux énergies fossiles implique des importations impactantes tant au niveau de la balance commerciale que de la sécurité d'approvisionnement (crises récentes du gaz russe). Les scénarios éolien et biomasse sont les seuls à exploiter réellement les ressources locales.

➤ Energies Renouvelables

En application de directive européenne, la France a fixé des objectifs ambitieux de production d'électricité renouvelable pour 2010, justifié par tous les objectifs de la politique énergétique nationale :

- Indépendance énergétique ;
- Sécurité d'approvisionnement ;
- Compétitivité à terme ;
- Réduction des émissions de GES.

Par ailleurs, le Grenelle de l'Environnement a établi un objectif concernant la production électrique thermique : réduction de 11% à 5% de la production globale.

Un deuxième appel d'offre national lancé par la CRE est en cours pour la production d'électricité à partir de la biomasse. Un troisième est à venir dans le courant de l'année 2008.

II.3.2 Politique énergétique régionale

La Région Bretagne reprend ces objectifs et précise concernant les énergies renouvelables:

- Éolien off shore : 500 MWe en 2015 puis 1000 MWe en 2020, ce qui implique inévitablement l'exploitation de la baie de Saint-Brieuc
- Eolien terrestre : installation de 1000 MWe en 2010
- Biomasse : installation de production de 150 MWe en 2020
- Programme bois relancé pour 2007-2013.
- Plan Energie/Agriculture, qui a inventorié l'ensemble des potentiels offerts par les filières agricoles et sylvicoles, en terme de production décentralisée, centralisée, ainsi qu'en MDE.

Le plan énergie Bretagne précise concernant la production électrique à base d'énergie fossile :

« Sur la situation électrique, des mobilisations spécifiques pour limiter les appels de puissance de pointe afin d'éviter les renforcements de réseaux et de production d'origine fossile guideront le choix des actions menées. La Région sera aussi vigilante à l'implantation potentielle d'unités de production d'électricité par des opérateurs privés dans le cadre du marché de l'énergie. »

¹⁸ Sénat - Approvisionnement électrique : l'Europe sous tension / Centre d'Analyse stratégique - Les perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050

Enfin, la région Bretagne s'inscrit dans une démarche facteur 4 avec pour objectif de diminuer les émissions de gaz à effet de serre en année référence 1990 de 20 % d'ici l'horizon 2050.

La DRIRE Bretagne a établi dans le cadre du PNAQ au niveau national un inventaire des installations émettrices de gaz à effet de serre en 2005 – 2006. Les tableaux ci-dessous comparent les émissions de NOx, de Sox et de CO2 équivalent des neuf installations les plus émettrices de cet inventaire au regard de celles du projet de la société *Gaz de France* pour un fonctionnement de 4000 heures.

Etablissement	CO2 (kt)
GDF PLOUFRAGAN	523
SOCCRAM RENNES	69
LACTALIS PDM INDUSTRIES	41
ELYO CHARTRES-DE-BRETAGNE	25
CARGILL BREST	25
EDF DIRINON	25
ENTREMONT MALESTROIT	23
ARMOR PROTEINES LOUDEAC	21
SOBREC COMBUSTION RENNES	19
ENTREMONT CARHAIX	19

Etablissement	NOx (t)
GDF PLOUFRAGAN	372
SOBREC RENNES	271
OCEANE BREST	234
SMTD TADEN	204
SOCCRAM RENNES	130
LAITIERE RETIERS	120
SIDEPAQ BRIEC	108
EDF DIRINON	89
PSA CHARTRES-DE-BRETAGNE	82
NOVERGIE PLANGUENOUAL	81

Etablissement	SOx (t)
LAITIERE RETIERS	304
ARMOR PROTEINES SAINT-BRICE	167
ENTREMONT MALESTROIT	138
SOCCRAM RENNES	112
PSA CHARTRES-DE-BRETAGNE	73
UFM LOCMINE	35
PENY SAINT-THURIEN	31
GDF PLOUFRAGAN	30
NOVANDE MARCILLE-RAOUL	29
COOPEDOM DOMAGNE	25

Les émissions prévues de la centrale représentent pour l'année 2005-2006 en Bretagne pour le CO2 111 %, pour les NOx 17 %, pour les SOx 2.6% des émissions de l'ensemble des établissements soumis à déclaration annuelle des rejets dans l'air:

Au regard de l'inventaire des émissions de NOx du CITEPA de l'année 2000 réactualisé en 2005, les émissions prévues de la centrale représentent respectivement 5.5% et 1% des émissions du transport routier dans les Côtes d'Armor et en Bretagne. (Annexe V.9)

III. IMPLANTATION

La centrale Ouatelec serait installée dans la ZAC des Châtelets dans la commune de Ploufragan. Une installation classée de cette importance soulève des questions quant aux contraintes respectives exercées entre l'installation et son environnement humain, industriel et naturel.

Au niveau de l'aménagement du territoire, de la gestion de l'eau, de la prévention de la pollution atmosphérique et des risques technologiques, un certain nombre de paramètres ne sont pas entièrement considérés dans le DDAE.

III.1 Zone d'activités des Châtelets (Ploufragan-Tréguieux)

Selon le diagnostic de territoire effectué dans le cadre de l'élaboration du SCoT, le Pays de Saint-Brieuc subit un manque de sites véritablement attractifs pour l'implantation d'entreprises. La zone des Châtelets, « zone de pays », est gérée par la CABRI. Celle-ci a défini un Schéma d'Orientation Général en 2006, et initié une démarche Qualiparc sur la zone, avec comme objectifs l'amélioration des dessertes, une exigence environnementale et paysagère accrue et la favorisation de l'installation d'entreprises de logistique, à très fort potentiel d'emploi (installation d'une plateforme Système U en 2006).



Plan de situation – Zones d'activité disponibles

Le Pré Rio constitue le dernier grand terrain disponible et bénéficiant à la fois d'une bonne desserte routière et ferroviaire. La centrale Ouestelec y occuperait environ 44 000 m² pour une exploitation fournissant seulement 1,6 emplois équivalent-temps-plein.

Le Plan Local d'Urbanisme de Ploufragan destine explicitement le secteur du Pré Rio à des activités logistique, et précise que les nuisances visuelles et sonores de tout nouvel établissement devront être limitées du fait de la proximité de secteurs d'habitation et d'une maison de convalescence.

Au vu des dispositions du SCoT du Pays de Saint Brieuc, la pertinence de l'implantation d'une industrie lourde sur le Pré Rio pose question :

- L'objectif prioritaire de protection des zones humides implique le renversement de la « charge de la preuve » : tout projet d'aménagement doit démontrer l'absence de préjudice écologique ou hydrographique.
- Le secteur du Rocher-Goëland, incluant le Bois des Châtelets et le Pissaron est l'un des cinq éléments constitutifs du projet de Ceinture Verte de l'agglomération de Saint-Brieuc, qui prévoit des aménagements paysagers et l'accueil d'activités à condition d'une « haute qualité d'intégration environnementale ».

III.2 Protection de la ressource en eau

La consommation d'eau potable de la centrale s'élèverait à 200 000 m³ (3100 heures de fonctionnement) ou 250 000 m³ (4000 heures) par an. Une telle consommation d'eau potable doit être considérée à l'échelle du Syndicat Mixte du Barrage du Gouët, qui assure la production et la distribution pour les 21 communes du bassin versant du Gouët (dont Saint-Brieuc) : à titre de comparaison, la totalité des industries du bassin versant ont consommé environ 700 000 m³ d'eau potable en 2001¹⁹.

L'alimentation fait appel à une prise d'eau non-conforme qui nécessite ensuite un traitement poussé pour obtenir une eau apte à la distribution (retenue de la Méaugon), induisant des coûts élevés. Le schéma départemental n'ayant pas prévu pas d'augmentation des capacités de production à l'horizon 2010, et le niveau de sécurité étant insuffisant concernant la qualité de l'eau, des autorisations exceptionnelles de fourniture d'eau non conforme sont envisagées.

De telles situations seraient problématiques pour le fonctionnement de la centrale, qui nécessite une eau de qualité. Ainsi, la technologie choisie par Gaz de France, fortement consommatrice d'eau, est remarquablement inadaptée au contexte local.

Par ailleurs, la centrale rejeterait annuellement de 6 000 à 8 000 m³ d'effluents issus de la régénération de l'eau, « constitués d'excès d'acide chlorhydrique, de soude et de saumure, ainsi que des eaux de rinçage contenant des sels minéraux », pour une concentration globale de 7 grammes par litre. Ces effluents seront rejetés dans le milieu naturel avec les eaux pluviales.

L'implantation de la centrale Ouatelec sur le bassin versant devrait ainsi faire l'objet d'une évaluation précise de ces conséquences environnementales et économiques, et prendre en compte les contraintes et objectifs en cours d'élaboration dans le cadre de l'élaboration du futur Schéma d'Aménagement et de Gestion de l'Eau (SAGE) prévu en 2008.

¹⁹ schéma départemental d'alimentation en eau potable, 2003

III.3 Pollution atmosphérique

En dehors des émissions de gaz à effet de serre, les émissions de divers polluants atmosphériques par la centrale constituent un enjeu sensible vis-à-vis des populations localement exposées. Les Plans Régionaux pour la Qualité de l'air et pour la protection de la Santé et de l'Environnement rappellent notamment qu'à ce titre, les politiques de prévention doivent être privilégiées.

Le pétitionnaire Gaz de France a réalisé une évaluation des risques sanitaires, intégrée au DDAE. Cette démarche scientifique repose sur des méthodologies et des préconisations de l'INERIS et de l'InVS dédiées à l'élaboration des études d'impact pour les ICPE.

Compte tenu de plusieurs informations manquantes et d'un grand nombre d'incertitudes accumulées tout au long de l'évaluation, l'étude d'impact n'apporte pas d'information pertinente sur le risque sanitaire encouru par la population :

- les niveaux de pollution déjà présents sur la zone d'activités des Châtelets n'ont pas été mesurés
- Un certain nombre de substances dangereuses ne sont pas évoquées caractéristiques des turbines à combustion fonctionnant au gaz naturel²⁰
- La forte variabilité des impacts atmosphériques de la centrale, dus à la fois aux conditions climatiques et aux cycles de démarrage des turbines n'a pas été prise en compte dans la modélisation du risque²¹.

Enfin, les caractéristiques de la population exposée n'ont pas du tout été considérées. L'évaluation des risques induits par la centrale nécessiterait une prise en compte plus détaillée de ces caractéristiques, les populations sensibles (notamment les personnes âgées et convalescentes) étant sujettes à la survenue d'effets toxiques pour des niveaux de pollution généralement inférieurs. Il ressort de la modélisation effectuée que les zones les plus fortement impactées par la pollution atmosphérique sont la zone d'activités où travaillent 3500 personnes, ainsi que les zones d'habitation les plus proches situées au sud-ouest de l'installation (Rocher-Goëland), qui seraient de surcroît les plus exposées aux nuisances sonores de la centrale.

²⁰ Inventaires EMEP / CORINAIR Décembre 2006

²¹ Une étude de la pollution provoquée par la Centrale de Cordemais a mis en évidence que les concentrations journalières maximales de NO₂ dues à la centrale pouvaient varier d'un facteur 1 à 6 selon les conditions météorologiques, pour un même niveau d'émission.

Etapas de l'évaluation des risques sanitaires		Démarche adoptée et informations apportées par l'étude d'impact Gaz de France	Paramètres requis non pris en compte
Etude de l'environnement initial	Etat initial de la qualité de l'air	Concentrations moyennes au centre-ville de Saint-Brieuc (7km du site)	L'étude de la pollution initiale est requise <u>sur le site</u> : cette exigence est renforcée par la présence d'activités industrielles environnantes
	Etude de la population	Néant	Détermination des populations sensibles : enfants, personnes âgées, convalescents Prospective à long terme
Caractérisation des Emissions	Inventaire des émissions polluantes	Oxydes d'azote, oxydes de soufre, monoxyde de carbone, particules fines	Composés organiques volatils, hydrocarbures aromatiques polycycliques, mercure, sulfates, nitrates, protoxyde d'azote
	Estimations des quantités émises	Les facteurs d'émissions sont considérés comme invariables pendant toutes les phases de fonctionnement	« Bouffées d'émissions » liées aux démarrages et défaillances ponctuelles du procédé Wet Low Nox Formation de polluants secondaires dans les panaches de fumée : ozone et particules ultra-fines
Caractérisation du Danger	Description des effets toxiques	Limité aux polluants inventoriés	Cancérogénicité des particules fines Effets toxiques des substances non considérées
	Détermination des Doses/Réponses	Valeurs toxiques de référence issues des organismes reconnus	Les VTR doivent être adaptées concernant les populations sensibles
Evaluation de l'exposition	Détermination des concentrations dans l'environnement	Utilisation du modélisateur ADMS Concentrations moyennes annuelles modélisées en différents points de la zone d'étude	Les calculs de modélisation doivent être accessibles et la robustesse des résultats évaluée et justifiée Les variations climatiques sont à l'origine de pics de pollution : les concentrations journalières exceptionnelles sont à considérer
Caractérisation du risque	Evaluation des incertitudes	Néant	Les incertitudes accumulées doivent faire l'objet d'une évaluation L'évaluation des risques sanitaires doit respecter les principes de prudence et de transparence scientifique

INERIS : Evaluation des risques sanitaires liés aux substances chimiques dans l'étude d'impact des installations classées pour la protection de l'environnement, 2003 ;

OPERSEI : Dossier Questions / Réponses et avis du Conseil Supérieur d'Hygiène Publique de France ;

InVS : Guide pour l'analyse du volet sanitaire des études d'impacts, février 2000

INERIS : Groupe de travail Grandes Installations de Combustion – Evaluation des risques sanitaires des tranches 4 et 5 de la centrale de Cordemais – 2006

III.4 Risques Technologiques Majeurs

Le site du Pré Rio est soumis à deux sources de dangers :

- Le site de stockage d'hydrocarbures de la Société Pétrolière de Dépôts : la centrale Ouestelec se trouverait à l'intérieur du périmètre de 900 mètres défini pour la prise en compte du risque de *boil over*.
- Les convois ferroviaires de substances explosives entre Saint-Brieuc et Loudéac : 12 convois annuels d'ammonitrates (20 000 tonnes) et 8 convois annuels d'engrais NPK.

A ce jour, la prise en compte de ces risques technologiques par les pouvoirs publics est encore incomplète :

- Le site SPD est classé Seveso à haut risque : en vertu de la loi du 30 juillet 2003, ce site nécessite la mise en place d'un Plan de Prévention des Risques Technologiques (PPRT) avant le 31 juillet 2008, établi par la préfecture. Le PPRT a notamment pour but de fixer les obligations concernant les différents usagers de l'environnement du site à risque : celles-ci pouvant aller jusqu'à l'expropriation ou l'interdiction d'autres activités à risques, afin de prévenir les risques d'effet « dominos ».
- La Commune de Ploufragan n'est pas encore dotée de Dossier d'Information Communal sur les Risques Industriels Majeurs (DICRIM) : un tel diagnostic indépendant des risques industriels préexistants constitue un complément nécessaire à l'étude de dangers réalisée par le pétitionnaire.

La centrale Ouestelec constitue en elle-même une source de dangers. Au-delà de l'installation de production à proprement parler, les 3 compresseurs de gaz installés sur le site constituent, en vertu de la circulaire du 14 mai 2007, une installation devant faire l'objet d'une procédure d'autorisation distincte, compte-tenu notamment des risques technologiques associés²².

²² Circulaire DPPR/SEI2/CB-07-0212 du 14 mai 2007 relative à la superposition réglementaire et interfaces relatives aux canalisations de transport et aux tuyauteries d'installations classées

« Ce sont également des installations classées relevant de la rubrique 2920 1-a de la nomenclature.

Elles sont en conséquence soumises à autorisation conformément, d'une part au décret n° 85-1108 du 15 octobre 1985 modifié relatif au régime des transports de gaz combustibles par canalisations, et d'autre part au code de l'environnement (décret n° 77-1133 du 21 septembre 1977).

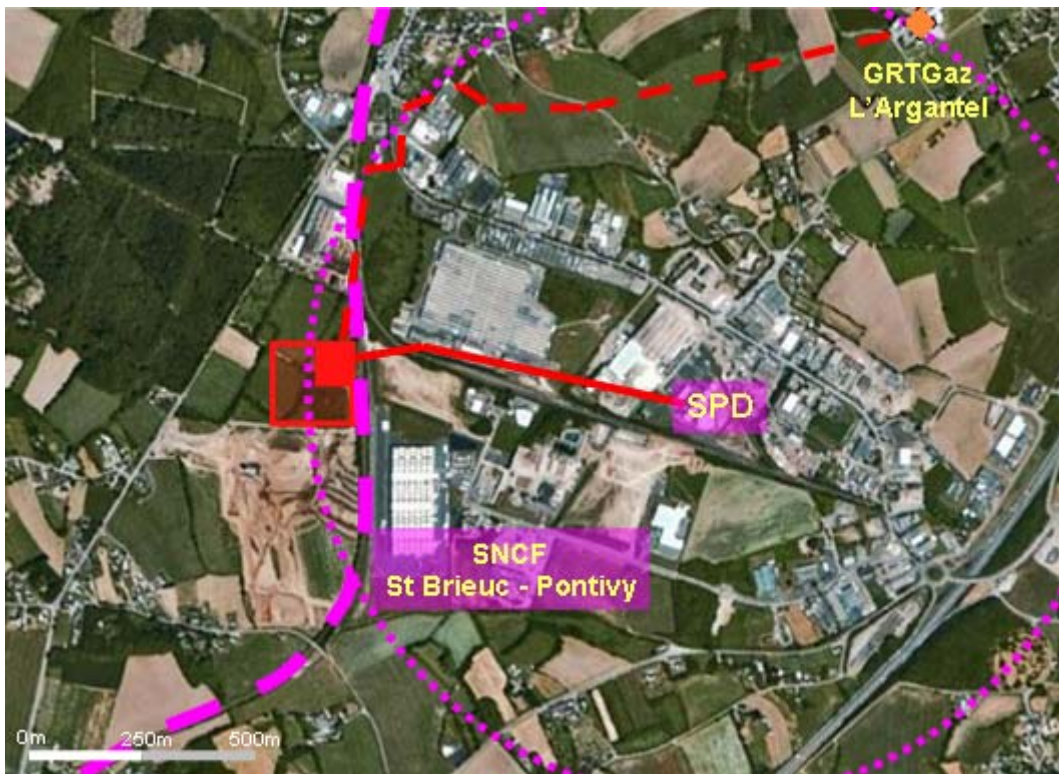
En l'état actuel, les textes ne prévoient pas de procédure d'autorisation conjointe, mais il convient d'assurer la meilleure coordination dans l'instruction des deux procédures. En outre, si les installations couvertes par ces procédures ont le même périmètre, l'enquête publique peut être conjointe. Dans ces conditions, vous pourrez prendre un seul arrêté d'autorisation, en visant à la fois les textes spécifiques au transport de gaz combustibles par canalisations et le code de l'environnement. »

Enfin, deux infrastructures connexes de la centrale représentent un danger significatif :

- Conduite d'alimentation en gaz naturel depuis le poste GRTGaz de l'Argantel (~2,5 km)
- Conduite d'alimentation en fioul depuis le site SPD (~800 mètres)

Distinctes de l'installation classée, ces ouvrages ne sont pas considérés par l'étude de dangers, et devraient être instruites selon des procédures d'autorisation simplifiée n'impliquant ni la société civile, ni les tiers-experts, contrairement aux enquêtes publiques. Deux observations peuvent toutefois être faites :

- Concernant le transport du gaz, la Commune de Ploufragan est classée parmi les communes présentant le risque relatif aux gazoducs ;
- Si le projet Ouestelec était équipé de capacités de stockage de fioul permettant d'assurer son autonomie, il serait entré dans le cadre réglementaire d'une installation Seveso (comme les centrales EDF de Dirinon et Brennilis).



Plan de situation – Risques technologiques

IV. REFERENCES

- Régulateurs et acteurs économiques du secteur énergétique

RTE - Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité

www.rte-france.com

GRTgaz

www.grtgaz.com

EDF – Electricité de France

www.edf.fr

Gaz de France

www.gazdefrance.com

Poweo

www.poweo.com

Enertrag

www.enertrag.com

La compagnie du vent

www.compagnieduvent.com

- Institutions nationales

MINEFI - Ministère de l'économie, des finances et de l'emploi

Observatoire de l'énergie

DIDEM - Direction de la Demande et des Marchés Energétiques

DGEMP - Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières

<http://www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm>

MEDAD – Ministère de l'Ecologie du Développement et de l'Aménagement Durables

www.developpement-durable.gouv.fr

CRE – Commission de Régulation de l'Energie

www.cre.fr

ADEME – Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

www.ademe.fr

AIDA INERIS – Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques

aida.ineris.fr

Sénat - Approvisionnement électrique : l'Europe sous tension

<http://www.senat.fr/noticerap/2006/r06-357-1-notice.html>

Centre d'Analyse stratégique - Les perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050

http://www.strategie.gouv.fr/article.php3?id_article=675

- Institutions et services de l'état Grand Ouest

DRIRE Bretagne - Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement de Bretagne
www.bretagne.drire.gouv.fr

CPDP EPR : débat public centrale électronucléaire Flamanville 3
www.debatpublic-epr.org

Conseil régional de Bretagne – Plan Energie
www.region-bretagne.fr

Préfecture des Côtes d'Armor
www.cotes-darmor.pref.gouv.fr

Conseil Général des Côtes d'Armor
www.cotesdarmor.fr

Pays de Saint-Brieuc
www.pays-de-saintbrieuc.org

CABRI - Communauté d'Agglomération de Saint-Brieuc
www.cabri22.com

Ville de Saint-Brieuc
www.mairie-saint-brieuc.fr/

- Associations et unions professionnelles

UCFF – Union de la Coopération Forestière Française
www.ucff.asso.fr

UFIP – Union Française des Industries Pétrolières
www.ufip.fr

SCIC - 7 Vents du Cotentin
www.7vents.org

- Institutions Internationales

EWEA – European Wind Energy Association
www.ewea.org

BREF - Commission of the Best Available Techniques Reference Documents
eippcb.jrc.es

EEA – European Environment Agency's home page
www.eea.europa.eu

IEE – Intelligent Energy for Europe

ec.europa.eu/energy/intelligent/

IAE – International Energy Agency

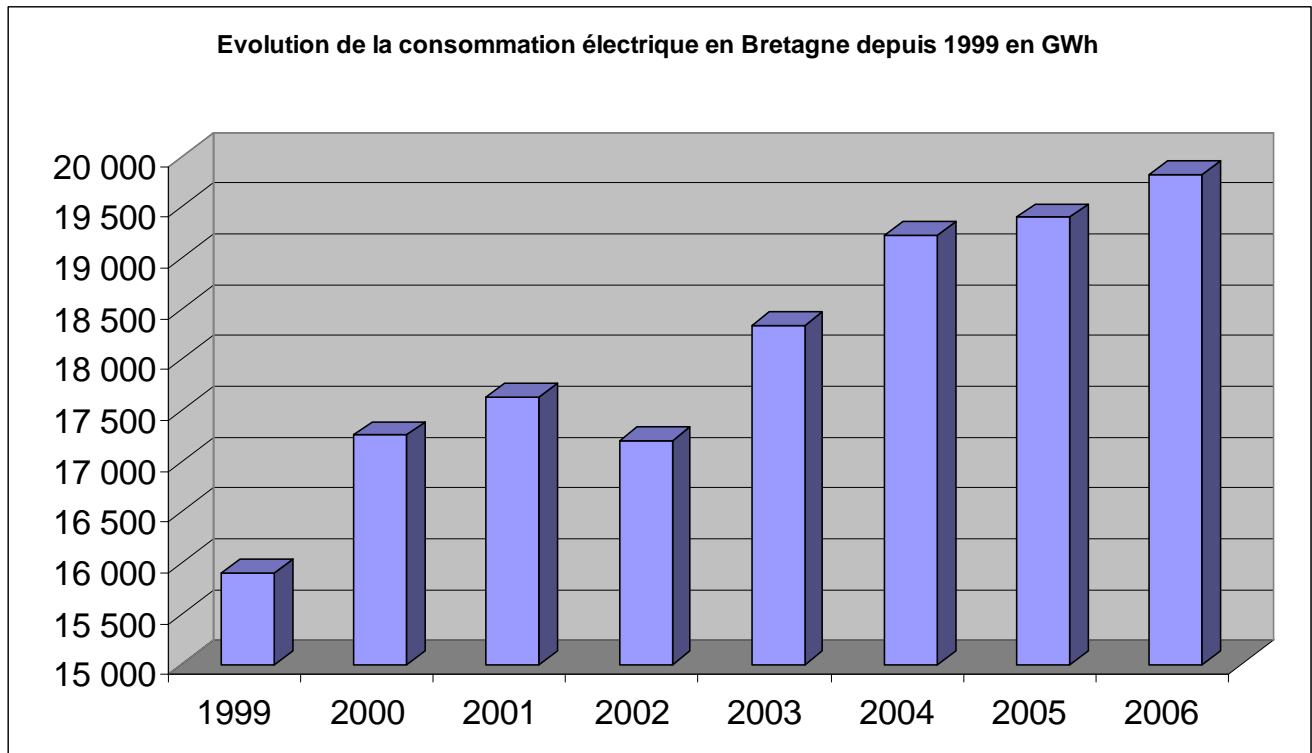
www.iea.org

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

www.ipcc.ch

V. ANNEXES

V.1 Evolution de la consommation électrique en Bretagne de puis 1999



Sources : RTE – DGEMP

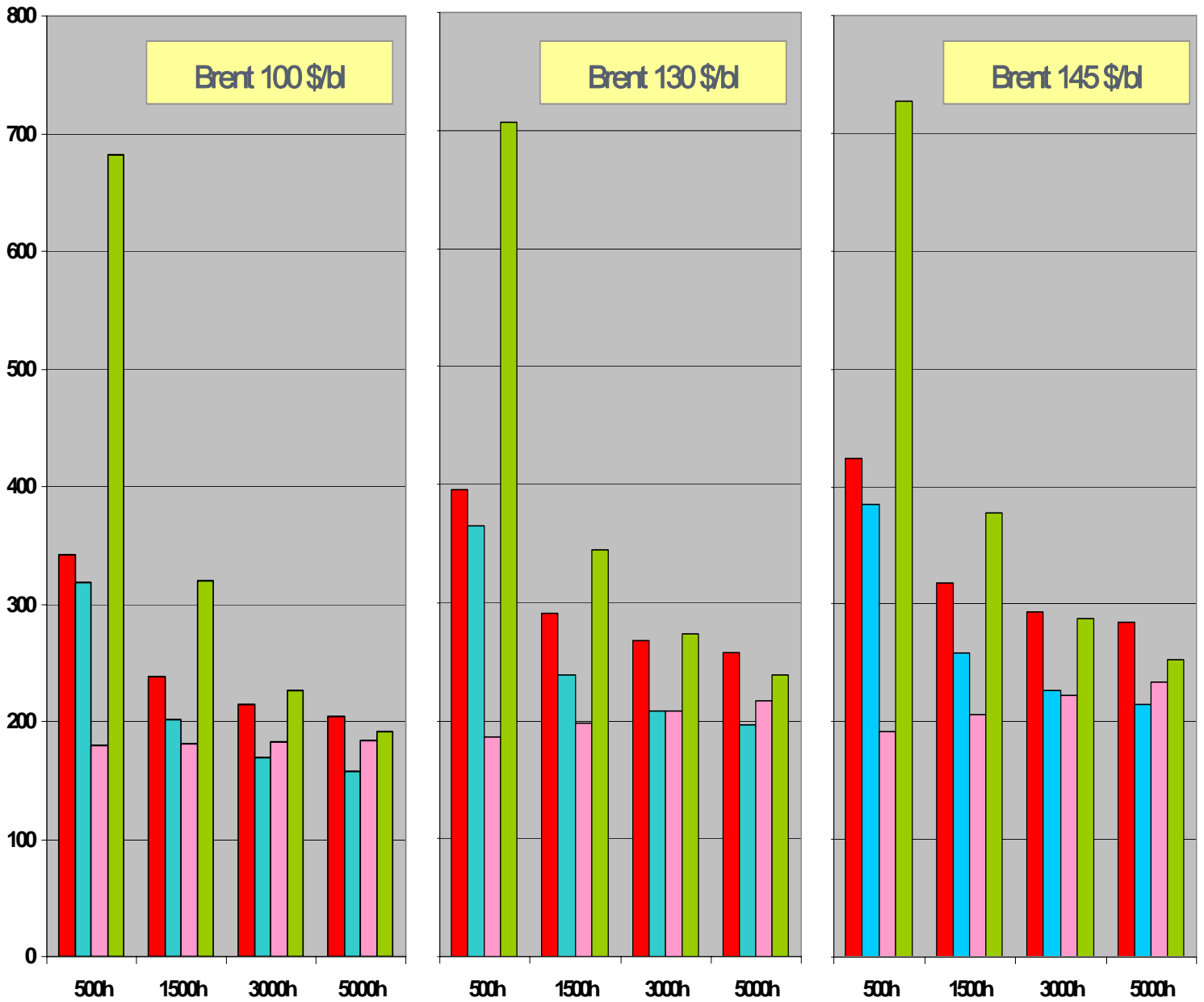
V.2 Evolution des scénarios RTE

		Région Ouest			France		
		2000 2010					
2002	Haut Bretagne	2.5					
	Bas Bretagne	1.5					
		2002 2010			2003 2010	2010 2015	2015 2020
2003	R1	2.5			1.4	0.9	0.6
	R2				1.3	0.9	0.5
	R3	1.3			1.1	0.6	0.3
		2003 2010	2010 2015	2015 2020	2002 2010		2010 2020
2005	Bretagne	2.1					
	R1	1.9	1.4	1.3	1.7		1.3
	R2	1.6	1.3	1.1	1.5		1.1
	R3	1.2	0.8	0.7	1.2		0.7
			2004 2010	2010 2020		2004 2010	2010 2020
2007	Haut		1.8	1.4		1.5	1.2
	Ref.		1.6	1.2		1.3	1.0
	MDE		1.0	0.8		0.9	0.7
	Bas					0.7	0.5

V.3 Perspective des coûts de production

€/ MWh

Taux d'actualisation 8% ; Exploitation 20 ans ; Prix combustibles volatils



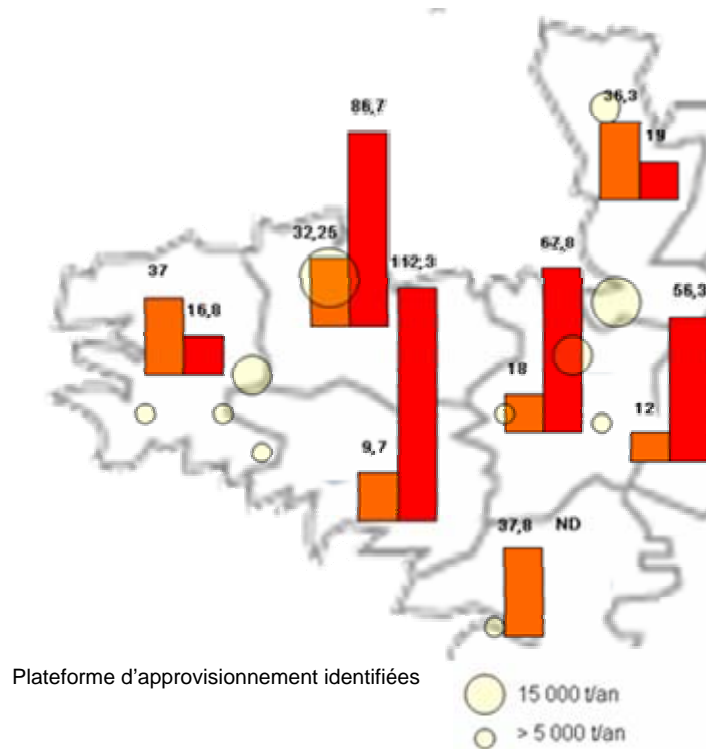
V.4 Potentiel Bois-Energie Bretagne

Inventaire partiel des ressources forestières pour la production de plaquettes (milliers de tonnes par an) d'après méthodologie IFN 2005 :

- Gisement I : estimé sur les prélèvements constatés et les modes d' exploitation actuels ;
- Gisement II : estimé sur l' hypothèse d' une intensification des prélèvements de rémanents forestiers ;

Conditions retenues pour l'estimation :

- Exploitabilité « facile » : distance de débardage inférieure à 1000 mètres, terrain plat et portant ;
- Toutes essences confondues, taillis et futaies en mélange ;
- Gros bois exclu >40 cm (destiné au bois d'œuvre sans substitution d'usage) ;
- Uniquement ressources forestières actuellement exploitées



V.5 Eolien

Le développement de l'énergie éolienne offshore connaît un essor mondial sans précédent avec notamment des plans d'investissement colossaux en Angleterre (33GW en 2020) et en Chine (30 GW en 2020).

➤ Exemples de parcs éoliens offshore

Angleterre

Au large de la ville de Borrow-in-Furness, le projet Ormonde prévoit de développer un projet Hybride d'un champ d'éoliennes de 30 turbines de 5 MWe pour un total de 150 MWe couplé à l'exploitation de deux poches de gaz naturel grâce à trois turbines à gaz offshore de 30 MWe pour une puissance de 90 MWe. Lorsque le champ d'éolienne ne peut assurer la production nécessaire, les turbines à gaz se mettent en marche pour produire la puissance requise. Ce projet actuellement en construction entra en fonctionnement complet au quatrième trimestre 2010.

Belgique

EDF Energies Nouvelles lance avec ses partenaires de C-Power la première phase de construction de l'un des plus grands projets éoliens offshore en Europe dont elle détient 20,8%. Situé en Belgique, au large de Zeebrugge, le futur parc devrait à terme totaliser 60 éoliennes de 5 MWe d'une capacité maximale de 300 MWe. D'une capacité de 30 MWe, la première phase du projet consiste à installer 6 éoliennes d'ici octobre 2008, à 25 km au large de la côte, près de Zeebrugge, sur le banc de sable du Thorntonbank. La construction de l'ensemble du parc éolien devrait s'étaler jusqu'en 2011 ou 2012.

France

Enertrag développe un projet de parc éolien au large de la côte d'Albâtre de 21 éoliennes offshore de 5 MWe pour un total de 105 MWe. La mise en fonctionnement devrait avoir lieu fin 2008 – début 2009. Le site est à environ 10 km de la cote. Ce projet produira 310 GWh en se basant sur un facteur de charge de 34 %.

Après de nombreux mois d'études de pré-faisabilité et de rencontres avec les acteurs locaux, la Compagnie du Vent a déposé une demande de concession d'occupation du domaine public maritime auprès des deux départements pour le projet des Deux Côtes, au large de la Seine-Maritime et de la Somme. Le projet, estimé à 1.4 milliard d'euros, porte sur la création de l'un des plus grands parcs marins d'Europe, fort de 156 éoliennes et d'une puissance totale de 702 MWe. Selon la Compagnie du Vent : « l'installation de ces 156 éoliennes fera largement appel aux infrastructures existantes, notamment portuaires. L'ensemble de ces activités générera de nombreux emplois : plus de 2 000 pour la construction durant trois ans, puis environ 250 emplois locaux directs et indirects pour l'exploitation. »

V.6 Production biomasse

➤ Espagne

ENH gère l'usine de production électrique biomasse de Sangüesa dans la province de Navarre depuis 1997. Elle possède une de 25 MW pour une consommation annuelle de 160 000 tonnes de paille qui sont acheminées dans un rayon de 75 Km. Elle produit 220 GWh soit 5 % de la demande énergétique de la région de Navarre en 2005.

➤ Danemark

SK Power exploite la station d'Avedøre-2 multflux depuis 2002. Elle produit 485 MW d'électricité et 570 MW de chaleur pour le réseau de chaleur de Copenhague. Elle utilise une combinaison singulière de turbine au gaz, de chaudière d'énergies fossiles et de biomasse. Elle utilise chaque année près de 300 000 tonnes de plaquettes de bois et 150 000 tonnes de paille pour un fonctionnement de 6 500 heures.

ENSAM exploite la station d'Herningværket pres de la ville de Herning. Il s'agit d'une usine fonctionnant au gaz naturel, fioul et plaquette de bois à hauteur de 40 % pour une puissance électrique installée de 90 MW. Elle est équipée de turbines à combustion pour les besoins de pointe.

➤ Chine

Le gouvernement chinois développe actuellement de nombreuses usines électriques à partir de biomasse pour un objectif de 30 GW en 2020. Par exemple, le projet de la station de Lishu dans la province de Jilin développera une puissance de 50 MW à partir de 370 000 Tonnes de paille de riz collectées dans un rayon de 30 Km pour 6500 à 8500 heures de fonctionnement par an.

➤ Angleterre

E.ON UK exploite l'usine de Stevens Croft en Ecosse. Elle développe une puissance électrique de 52 MW à partir de 475 000 tonnes de bois gérés durablement et de 95 000 tonnes de taillis. Elle a commencé à générer de l'électricité depuis le 11 novembre 2007.

➤ Biomasse 100 % bois



Autriche, Simmering, 65 MW



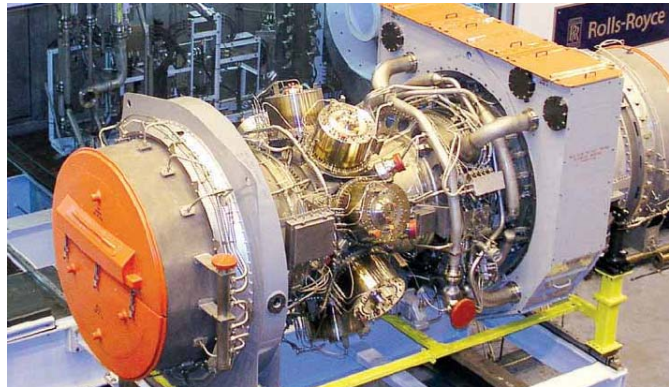
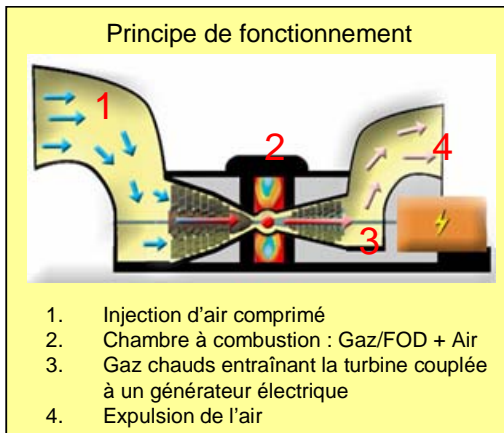
UK, Projet Port Talbot, 350 MW



USA, Virginie, Multitrade, 80 MW

V.7 Etat de l'art des Turbines A Combustion ou TAC

➤ Principes de fonctionnement d'une TAC



➤ Etat des principales TAC en France

Dept	Ville	Puissance en Mwe	Nombre de turbines	Combustible utilisé	Production de vapeur	Nombre d'heure de fonctionnement en 2006	Nombre d'heure max défini dans AP	Date de mise en service	exploitant
29	Brennilis	285	3	FOD	NON	142		1997	EDF
29	Dirinon	160	2	FOD	NON	361		1981	EDF
94	Vitry sur seine	210	1	FOD	NON	55		1997	EDF
92	Gennevilliers	216	1	FOD	NON	120	500	2006	EDF
La Réunion	Le Port	103	2	FOD	NON	820			EDF
94	Vitry sur seine	100	1	FOD	OUI			2008	EDF
77	Vaires-sur-Marne	370	2	FOD	NON		500	2008	EDF

➤ Exemples de TAC en Europe

Belgique

La société SPE Luminus exploite à Monsin une turbine à gaz de 70 MWe destinée à répondre à des besoins de pointe. Elle fonctionne à partir de fioul et de gaz. Elle peut être mise en service et arrêtée plusieurs fois par jour, et délivrer sa puissance nominale en moins de 12 minutes.

Par ailleurs, SPE développe un nouveau projet de production électrique de pointe à Gand avec deux turbines Rolls Royce Trent 60 DLE pour une puissance finale de 116 MWe.

Angleterre

La société International Power exploite l'usine de production Indian Queens dans la ville de Cornwall. C'est une turbine à gaz à cycle simple d'une puissance nette de 104 MWe alimentée au fioul pour une période de fonctionnement de 1752 heures au maximum du fait de restriction sur les émissions de gaz.

La société Heartlands Power Ltd exploite deux turbines à gaz à simple Rolls Royce RB211 de 50 MWe Fort Dunlop dans la ville de Birmingham pour une production de semi-base. L'utilisation annuelle de cette usine est entre 4 500 à 5 500 heures avec une moyenne de 16 heures par jour pendant les périodes hivernales de fortes demandes énergétiques.

➤ Exemples de sites de production équipés de la turbine à gaz en cycle ouvert

Il s'agit d'une liste non exhaustive de centrale de production fonctionnant avec une turbine à gaz en cycle ouvert. Les pays analysés ont été la Belgique et l'Angleterre ainsi que les prochains sites équipés de la turbine à gaz Rolls Royce Trent 60.

Nom du site	Puissance	Traitement des émissions	Combustible	Type de de production
Belgique – Monsin	70 MWe	n.d.	Gaz et fioul	Pointe
Belgique – Gand*	112 MWe	DLE	Gaz et ?	Pointe
UK – Indians Queens	140 MWe	n.d.	Gaz et Fioul	Pointe < 1700h
UK – Cowes	140 MWe	n.d.	Fioul	Pointe
UK - Birmingham	100 MWe	DLE	Gaz	Semi-base
UK - Durham	50 MWe	DLE	Gaz	n.d.
UK – Croydon	50 MWe	DLE	Gaz	n.d.
UK – Exeter	50 MWe	DLE	Gaz	n.d.
USA – Boston*	116 MWe	WLE	Gaz	Pointe
Chili – Colmito*	155 MWe	WLE	Fioul puis Gaz	Back-up
Australie – Tasmanie	58 MWe	WLE	Gaz	Back-up / Pointe

* Site en projet en Janvier 2008

V.8 CITEPA - Inventaire départementalisé des émissions de polluants atmosphériques en France en 2000 (février 2005)

SO ₂ (t)								
Département ou Région	Numéro du département	Transformation d'énergie	Industrie manufacturière	Résidentiel/ Tertiaire	Agriculture et sylviculture	Transport routier	Autres transports	Sources biotiques
Côtes d'Armor	22	23,6	742	711	200	205	731	0
Finistère	29	161	1060	1117	167	242	1556	0
Ille et Vilaine	35	192	1336	1144	195	374	158	0
Morbihan	56	25,6	1333	846	169	250	875	1,59
Bretagne		402,2	4471	3818	731	1071	3320	1,59

Nox (t)								
Département ou Région	Numéro du département	Transformation d'énergie	Industrie manufacturière	Résidentiel/ Tertiaire NOx (t)	Agriculture et sylviculture	Transport routier	Autres transports	Sources biotiques
Côtes d'Armor	22	363	425	835	3719	6786	3052	1,96
Finistère	29	670	750	1300	3165	7918	6537	1,25
Ille et Vilaine	35	241	776	1342	3596	12190	872	3,01
Morbihan	56	29,4	832	989	3043	8239	3651	9,36
Bretagne		1303,4	2783	4466	13523	35133	14112	15,58

CO ₂ (kt)								
Département ou Région	Numéro du département	Transformation d'énergie	Industrie manufacturière	Résidentiel/ Tertiaire	Agriculture et sylviculture	Transport routier	Autres transports	Autres et indifférencié
Côtes d'Armor	22	164	328	995	638	1143	214	39,5
Finistère	29	294	528	1561	822	1375	521	34,2
Ille et Vilaine	35	222	532	1605	873	2136	134	40,4
Morbihan	56	39,5	580	1182	702	1411	271	32,5
Bretagne		719,5	1968	5343	3035	6065	1140	146,6