

Groupe de Travail
« **ENERGIE ELECTRIQUE** »

Rapport final
Vulnérabilité électrique en Bretagne : la position des entreprises

Juillet 2010

Sommaire

Introduction	5
PARTIE I- POSITION DES ENTREPRISES	7
Position des entreprises : Résumé	9
La situation électrique de la Bretagne	10
La démarche du Groupe de Travail « Energie Electrique »	11
Position des entreprises	12
PARTIE II- LES FICHES PRATIQUES	19
Fiche 1- Ordres de grandeurs et conversions utiles	20
Fiche 2- Les objectifs, les engagements politiques	22
Fiche 3- Chiffres clés de la production et de la consommation	24
Fiche 4- Energies renouvelables	26
Fiche 5- Puissance électrique appelée et mobilisable	28
Fiche 6- Tendances et Eléments de prospective (1/2)	30
Fiche 6- Tendances et Eléments de prospective (2/2)	32
Fiche 7- Enjeux liés à l’approvisionnement en énergie électrique	34
PARTIE III- LES SYNTHESSES	37
Synthèse 1- RTE, le 31 mars 2010	38
Synthèse 2- ADEME, le 31 mars 2010	40
Synthèse 3- Observatoire de l’Energie en Bretagne, le 13 avril 2010	42
Synthèse 4- Electricité Réseau Distribution France, le 20 avril 2010	44
Synthèse 5- Pays de Saint-Brieuc- Opération Vir’volt, le 28 avril 2010	46
Synthèse 6- POWEO, le 28 avril 2010	48
Synthèse 7- Investir en Finistère (IEN29), le 5 mai 2010	50
Synthèse 8- Nass & Wind, le 5 mai 2010	52
Synthèse 9- Côtes d’Armor Nature Environnement, le 18 mai 2010	54
Synthèse 10- EDF, le 18 mai 2010	56
Synthèse 11- AEB-Méthafrance, le 21 mai 2010	58
Synthèse 12- La Compagnie du Vent, le 9 juin 2010	60
BIBLIOGRAPHIE	62
ANNEXES	64
TABLE DES ILLUSTRATIONS	65

Introduction

La Bretagne est une région fragile du point de vue de son approvisionnement en énergie électrique. Les risques de coupures de courant inhérents à cette situation ont amené RTE à lancer un appel d'offre en 2006 pour la construction d'une unité de production qui soit en mesure de répondre à la demande de pointe en progression et de sécuriser l'approvisionnement en énergie électrique de la Bretagne Nord, et en particulier des Côtes d'Armor. Les oppositions soulevées par le projet retenu d'une centrale fonctionnant au gaz sont fondées dans la mesure où cela peut paraître aberrant de construire une centrale fonctionnant 3000 heures par an à partir d'énergie fossile alors que la France est dans une logique de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. Mais, sommes-nous capables de réaliser des économies d'énergie et de développer les énergies renouvelables suffisamment rapidement pour contrer la tendance à la hausse des consommations ?

Au vu de cette incertitude, la Commission Environnement de la Chambre de Commerce et d'Industrie des Côtes d'Armor a souhaité engager une démarche collective afin de se positionner sur cette question de **l'approvisionnement en énergie électrique de la région Bretagne**. Le Groupe de Travail « Energie Electrique » constitué d'une vingtaine de dirigeants d'entreprises, s'est réuni cinq fois de mars à juillet 2010.

Dans un premier temps, les participants ont pu s'informer sur les enjeux de l'approvisionnement en énergie électrique de la Bretagne grâce aux rencontres avec des experts de la question. Ce temps d'écoute a été suivi d'un temps de réflexion et d'échanges entre les membres du groupe de travail. Cette deuxième phase de travail a abouti à un positionnement argumenté des entreprises synthétisé ici.

Le présent document est la synthèse des réflexions menées par le Groupe de Travail « Energie Electrique ». Ce travail a vocation à apporter dans les débats que génère cette question de l'approvisionnement en énergie électrique de la Bretagne, un point de vue supplémentaire aux décideurs politiques. Ce point de vue est celui de la sphère économique et des entreprises en particulier. Bien que cette problématique de territoire dépasse largement la frontière des entreprises, celles-ci sont à la fois actrices des solutions et dépendante d'un approvisionnement de qualité et en quantité suffisante.

La première partie situe brièvement cette problématique dans le contexte électrique breton et présente la position finale adoptée par les entreprises. Les deux parties suivantes rassemblent la matière qui a servi à l'élaboration de cette position. Les fiches pratiques, organisées de manière thématique, présentent les informations récoltées à la fois dans la littérature et auprès des experts. Les synthèses sont quant à elles le reflet des échanges qui ont eu lieu avec les différents experts rencontrés.

PARTIE I
POSITION DES ENTREPRISES

Diagnostic de la situation actuelle

Les informations recueillies auprès des experts ont permis de mieux cerner la situation actuelle et d'anticiper sur la situation électrique de la Bretagne à moyen-long terme (2005-2030). Ainsi, le Groupe de Travail s'est mis d'accord sur un scénario probable pour les années à venir. Les hypothèses retenues sont :

- une politique volontariste de Maîtrise de la Demande en Electricité (scénario de MDE renforcée de RTE),
- une croissance moyenne de la population (scénario de référence de l'INSEE),
- un développement fort des énergies renouvelables (excepté la valorisation des déchets, et la méthanisation pour laquelle un scénario intermédiaire a été ajouté) conformément aux objectifs de la Région,
- la pérennisation des turbines à combustion de Dirinon et Brennilis et de la centrale de Cordemais,
- l'absence d'unité de production fossile supplémentaire.

Les deux problématiques de dépendance énergétique du territoire et du risque de délestage en période de pointe ont été prises en compte dans les réflexions, même si c'est la seconde, c'est à dire le risque de coupures de courant à court terme qui est à l'origine des travaux du groupe :

1^{ère} problématique : Besoin en base et dépendance énergétique

Le choix de ce scénario amène le Groupe de Travail aux mêmes conclusions que les collectivités du B15. De cette manière, la Bretagne peut atteindre 30% d'autonomie énergétique en 2020 (contre 8% en 2010). De plus, la forte production d'énergies renouvelables permet à la région de contribuer aux engagements pris par la France dans le cadre des accords européens sur les émissions de gaz à effet de serre.

2^{ème} problématique : Besoin en pointe et risques de coupures de courant

Les hypothèses retenues conduisent à une situation où les coupures de courant sont de plus en plus probables. En effet, les puissances disponibles en pointe ont tendance à diminuer alors qu'au contraire les appels de puissance en pointe continuent à progresser selon les prévisions de RTE du fait du dynamisme du territoire entre autres.

Le scénario « sans » moyen de production fossile supplémentaire sélectionné au départ par le Groupe de Travail montre donc ses limites. Une forte vulnérabilité apparaît pour les périodes de pointe avec un risque non négligeable de délestages. Des moyens de production de pointe seront donc nécessaires pour y faire face.

Positionnement des entreprises : solutions proposées

Les solutions proposées se veulent une réponse aux deux problématiques exposées ci-dessus. Au nombre de quatre, elles concernent :

- le renforcement et la sécurisation du réseau,
- une politique volontariste en terme de maîtrise de la demande en électricité,
- le développement des énergies renouvelables,
- l'ajout de moyens de production de pointe supplémentaires

La complexité de la situation a conduit les entreprises à proposer non pas une mais plusieurs solutions qui apparaissent nécessaires au bon développement actuel et futur de la région. Prises individuellement, aucune n'est suffisante et c'est bien leur combinaison qui constitue la position finale des entreprises des Côtes d'Armor sur cette problématique.

La situation électrique de la Bretagne

La Bretagne est une région fragile du point de vue de son approvisionnement en énergie électrique. Cet état de fait, relayé dans les médias chaque hiver pour expliquer le risque de black out général repose sur deux arguments. D'une part, la fragilité du réseau pose problème, avec des lignes hautes tensions non doublées en Bretagne Nord- contrairement au Sud Bretagne- comme c'est le cas des lignes Domloup- Plaine Haute (400 kV) et Plaine Haute- La Martyre (225 kV). Ainsi, cela signifie qu'en cas d'incident sur ces lignes, il n'est plus possible de maintenir l'offre sans délestage en cas de forte consommation car les autres lignes sont déjà saturées (fiche RTE, 2010). D'autre part, la Bretagne manque de moyens de production. Elle ne produit que 8% de sa consommation nette d'électricité (OEB, 2009). Or, ce n'est pas uniquement une question de dépendance énergétique du territoire. L'injection de puissance en Bretagne Nord permettrait de sécuriser le réseau (Horizons, 2008).

Paradoxalement, le dynamisme du territoire renforce cette fragilité de la Bretagne en contribuant à la progression de la consommation électrique. Ainsi, tous les ans, ce sont 25 000 habitants supplémentaires qui viennent s'installer (INSEE, 2008). La consommation électrique a progressé de 2,9% par an de 2001 à 2008, bien plus rapidement que dans le reste de la France (+1,4%) (RTE, 2009). Mais c'est surtout l'hiver que la situation devient critique. La consommation d'électricité dans la région Bretagne est particulièrement sensible aux vagues de froid, le développement du chauffage électrique et du logement individuel aidant. Lorsque la température baisse de 1°C, ce sont 120 MW supplémentaires qui sont sollicités sur le réseau (fiche RTE, 2010).

C'est pour cette raison que RTE a rédigé un cahier des charges et lancé un appel d'offre pour la construction d'une unité de production qui soit en mesure de répondre à cette demande de pointe et à sécuriser l'approvisionnement en énergie électrique en Bretagne Nord, et en particulier des Côtes d'Armor. Mis en sommeil début 2009, le projet de centrale thermique à gaz de Ploufragan, qui est la réponse de GDF à l'appel d'offre publié par RTE, revient dans l'actualité, mais sa localisation est loin d'être arrêtée. Et les oppositions sont toujours présentes : construire une centrale fonctionnant à partir d'énergie fossile alors que la France est dans une logique d'économie de ces ressources et de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre, cela peut paraître aberrant. Cependant, l'incertitude est grande quant à notre capacité à réaliser des économies d'énergie et à développer les énergies renouvelables suffisamment rapidement pour contrer la tendance à la hausse des consommations.

Dans quelle mesure le risque de coupure de courant est-il imminent ? Quels sont les moyens à mettre en œuvre pour l'éviter ? Quel impact sur la vie économique du territoire et de ses entreprises ? A court terme ? A long terme ?

La démarche du Groupe de Travail « Energie Electrique »

Au vu de ce questionnement, la Commission Environnement de la Chambre de Commerce et d'Industrie des Côtes d'Armor a souhaité engager une démarche collective afin de se positionner sur cette question de l'approvisionnement en énergie électrique de la région Bretagne. Un Groupe de Travail « Energie Electrique » a donc été constitué. Une vingtaine de dirigeants d'entreprises, de tous secteurs d'activités, ont participé aux réunions qui se sont déroulées de mars à juin :

Michel Brandelet (APPRI Conseil),
Bertrand Chobert (Centre Hospitalier de Saint-Brieuc),
Robert Glémot (SRMP),
Claire Godin (CRCI Bretagne),
Alain Gouedard (Centre Hospitalier de Saint-Brieuc),
Jean-François Hervé (FFB 22),
Yves Le Bihan (Pays du Tregor- Goëlo),
Alain Le Du (Le Du Industrie),
Philippe Le Gall (Ludovic Le Gall),
Loïc Le Guevel (Entremont Alliance),
Marc Le Roux (Bioarmor),
Georges Le Toumelin (Hôtel de Bretagne),
Michel Lerat (Compagnie Armoricaïne de Transport),
Yvon Peurou (Yffiplast),
Loïc Rannou (A.E.B.),
Philippe Robert (Stalaven),
Jacques Tholot (Cooperl Arc Atlantique),
Jean-Yves Toupin (Envirobât Bretagne).

La démarche s'est déroulée en deux temps. D'abord, un temps d'écoute, de questionnement a permis aux participants de s'informer sur les enjeux de l'approvisionnement en énergie électrique de la Bretagne : enjeux économiques, sociaux et environnementaux. Ce premier temps a consisté en des rencontres avec des experts de la problématique « énergie électrique » en Bretagne :

Didier BENY (RTE),
Gilles PETITJEAN (ADEME),
Roger ROUILLE (Pays de Saint-Brieuc- opération Vir'volt),
Grégoire DURAND (POWEO),
Vincent DENBY-WILKES (EDF),
Thierry DEREUX (Côtes d'Armor Nature Environnement).

Il a permis d'aborder différents points de vue et d'éprouver les arguments des uns et des autres. D'autres experts ont également apporté une contribution écrite aux travaux des entreprises : Dominique MOUSSET (ERDF), Sébastien BEGUIER (Observatoire de l'Energie en Bretagne), Jacques BARREAU (Nass&Wind), Françoise LELANN (Investir en Finistère), Loïc Rannou (AEB-Methafrance), Vincent GUERIN (La Compagnie du Vent).

Ensuite, un temps de réflexion et d'échanges entre les membres du groupe de travail a abouti à un positionnement argumenté des entreprises sur la question de l'approvisionnement en énergie électrique de la Bretagne traduit par cette synthèse.

Les auditions des experts ont permis d'identifier deux problématiques : celle de la dépendance énergétique de la Bretagne et celle du risque de délestage. Les deux problématiques sont liées et même si c'est la seconde, c'est à dire le risque de coupure de courant à court terme qui est à l'origine des travaux du groupe, les deux ont été prises en compte dans les réflexions.

Ces réflexions s'organisent autour de trois parties : hiérarchisation des enjeux liés à la problématique de l'approvisionnement en énergie électrique de la Bretagne (risques, opportunités), définition d'un diagnostic de la situation actuelle et futur (choix des scénarios probables), proposition de solutions adaptées à la situation et cohérentes avec les enjeux identifiés comme « forts ».

Hiérarchisation des enjeux liés à la problématique de l'approvisionnement en énergie électrique de la Bretagne

Les entreprises présentes se sont positionnées sur une dizaine d'enjeux qu'elles ont noté de 1 à 3 (enjeu faible, moyen, fort). Les trois principaux enjeux identifiés sont :

- **l'impact des baisses de tension et des coupures de courant sur les entreprises** (enjeu économique) : certaines entreprises ressentent d'ores et déjà les effets des baisses de tension sur leur matériel de production avec des conséquences directes au niveau des coûts. Des coupures de courant dues à des délestages volontaires auraient des conséquences importantes à la fois sur l'activité économique actuelle mais hypothéquerait également le développement économique futur du territoire en décourageant certaines entreprises de s'installer.
- **l'acceptabilité sociale des projets et le dialogue** (enjeu social) : l'acceptabilité des projets est considéré comme un enjeu fort au titre des résistances qui existent quel que soit le projet considéré, de l'éolienne à la ligne haute tension en passant par une unité de production fossile. La mise en place de nouvelles installations modifie le paysage, crée de nouvelles contraintes, peut avoir des impacts sur la santé et change le cadre de vie des riverains. Bien que nécessaire, leur acceptabilité n'est pas acquise, et c'est bien le dialogue entre les différents acteurs du territoire, qu'ils soient élus politiques, pêcheurs, riverains, entrepreneurs, associations de protection de la nature et de l'environnement, etc. qui permettra de trouver des solutions adaptées.
- **l'implantation des outils de production** (enjeu environnemental) : celle-ci doit prendre en compte un certain nombre de critères, dont des critères environnementaux. Pour mémoire le projet de centrale de Ploufragan a fait débat au vu de son implantation possible en zone humide.

Le Groupe de travail a considéré que les coupures de courant (hors opérations de Maîtrise de la Demande en Electricité) ne seront pas acceptables pour l'ensemble des habitants du territoire (enjeu fort « accès à l'électricité et confort »). L'enjeu de développement de nouvelles filières économiques a également été considéré comme fort. Cependant, un bémol est apporté puisque le groupe de travail considère majoritairement que peu d'emplois seront créés sur le territoire grâce à ces filières (enjeu faible). Les émissions de gaz à effet de serre sont considérées comme un enjeu important. Cependant, le groupe de travail souligne que celles-ci sont acceptables dans un laps de temps limité, comme celui des pointes de consommation qui entraînent la mise en route de turbines à combustion fortement émettrices.

Il est à noter que dans la situation actuelle d'un prix identique de l'électricité selon la distance aux outils de production, la question de la dépendance énergétique est considérée comme un enjeu faible par les entreprises du groupe de travail.

Diagnostic de la situation électrique de la Bretagne à court et moyen -long terme

Le GT a sélectionné les scénarios qui lui semblaient les plus probables au vu des informations récoltées dans la première phase d'audition des experts dans les quatre catégories de solutions identifiées pour répondre aux problématiques de l'approvisionnement en énergie électrique du territoire breton : diminution des consommations, augmentation des productions fossiles, augmentation des productions renouvelables et actions sur le réseau.

▪ Consommations

Les chefs d'entreprises considèrent en majorité que la maîtrise de la demande va progresser. C'est donc le scénario de MDE (Maîtrise de la Demande en Electricité) renforcée (le plus volontariste) qui a été choisi parmi les scénarios de RTE. Concernant l'évolution de la démographie, c'est le scénario de référence de l'INSEE qui a été retenu.

▪ Productions fossiles

Le groupe de travail a considéré qu'au vu de la situation électrique du territoire, il était indispensable que les moyens de productions fossiles tels que les turbines à combustion (TAC) de Dirinon et Brennilis et la centrale de Cordemais soient maintenues en fonctionnement malgré les contraintes de maintenance et de réglementation. En effet, à l'heure actuelle les TAC sont les seuls moyens de production de pointe en Bretagne. Concernant l'hypothèse de nouveaux moyens de production à partir d'énergies fossiles, le groupe de travail a souhaité partir sur un scénario « sans » dans un premier temps.

▪ Productions renouvelables

Ce sont les scénarios avec un fort développement des énergies renouvelables (éolien terrestre, éolien offshore, photovoltaïque, hydraulique- essentiellement les hydroliennes de Paimpol-Bréhat) qui ont été sélectionnés, excepté dans le cas de la méthanisation, où un scénario intermédiaire a été ajouté, et dans le cas de la valorisation des déchets où c'est le scénario bas qui a été retenu, le gisement tendant à diminuer.

▪ Réseau

Le Groupe de Travail a sélectionné les scénarios de renforcement du réseau et de sécurisation et considère que le développement des réseaux intelligents va se poursuivre dans les années à venir, sans pour autant résoudre à lui seul le problème de la vulnérabilité actuelle.

Ces choix ont donné lieu à une visualisation graphique pour les deux problématiques précédemment évoquées.

1^{ère} problématique : Besoin en base et dépendance énergétique

Dans ce cadre, illustré par la figure 2, on voit que les choix retenus (maîtrise de la demande en électricité et développement des énergies renouvelables) amènent le Groupe de Travail aux mêmes conclusions que les collectivités du B15. De cette manière, la Bretagne peut atteindre 30% d'autonomie énergétique en 2020 (contre 8% en 2010). De plus, cette forte production d'énergies renouvelables permet à la région de contribuer aux engagements pris par la France dans le cadre des accords européens sur les émissions de gaz à effet de serre : atteindre une part de 20% d'énergies renouvelables dans les consommations en 2020. La région atteint quant à elle une part de 30% d'énergies renouvelables en 2020.

Consommations et productions en Bretagne (GWh)

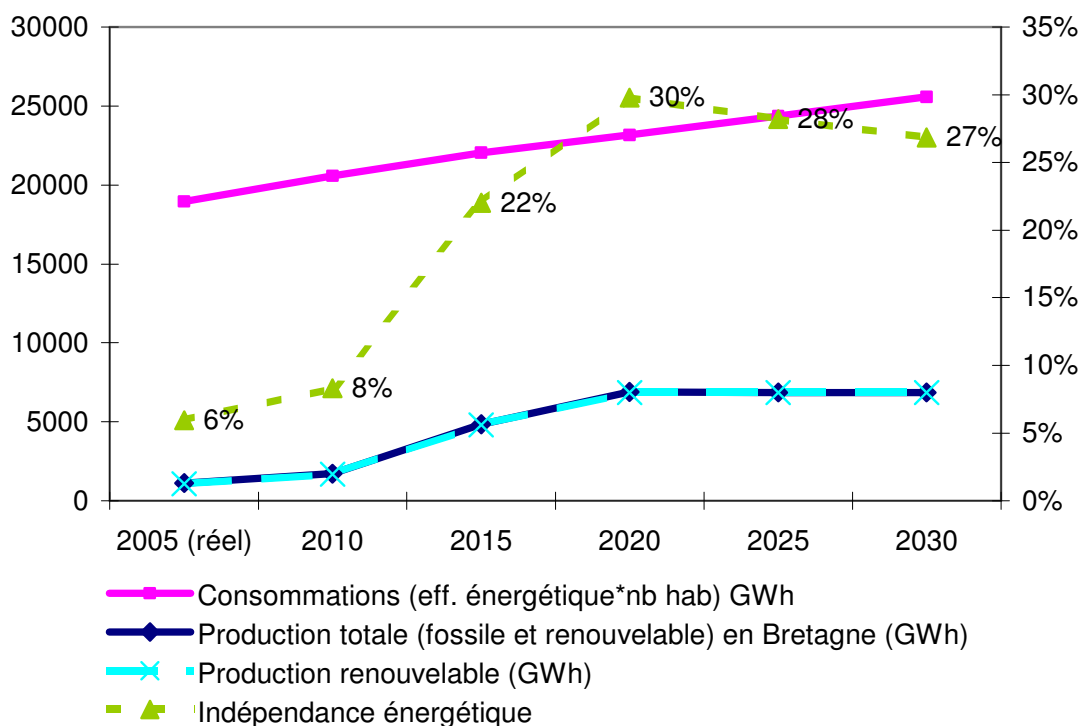


Figure 1: Scénario probable retenu pour les consommations et productions en Bretagne

2^{ème} problématique : Besoin en pointe et risques de coupures de courant

Sur la figure 2 ci-après, la courbe de sécurité représente la puissance maximale qu'il faudrait solliciter en pointe pour être dans une situation similaire à celle de 2010, soit une puissance sollicitée représentant 76% de la puissance disponible théorique. Cette situation est pourtant déjà qualifiée de « dégradée » par RTE. Cependant, les prévisions de RTE (courbe des puissances appelées en pointe) montrent une évolution à la hausse. Les opérations de Maîtrise de la Demande en Electricité telles que Vir'volt (Pays de Saint-Brieuc), Ecowatt (RTE) ou encore les boîtiers intelligents (Voltalis, Une Bretagne d'avance-EDF) montrent qu'il est possible d'agir sur la pointe. Ainsi, pour un territoire de 192 000 habitants, l'opération Vir'volt prévoit de réduire de 20 MW l'appel de puissance en pointe. Est-ce suffisant ?

De 2002 à 2009, la consommation de pointe a progressé de 20% au total (OEB, 2009). Les moyens de productions de pointe localisés en Bretagne se limitent aux turbines à combustion de Dirinon et Brennilis (465 MW), qui fonctionnent au fioul, coûtent cher et sont fortement émettrices de gaz à effet de serre. En outre la fin de leur exploitation est prévue pour 2015, voire 2020 si elles sont prolongées. Le développement des énergies renouvelables telles que l'éolien terrestre ou offshore ou encore le photovoltaïque contribuent à améliorer le mix énergétique de la Bretagne et à réduire la dépendance énergétique, mais elles ne sont pas en mesure de répondre à la problématique de pointe de manière fiable. Si l'on considère les moyens de productions qui nous approvisionnent depuis l'extérieur du territoire, la situation n'est guère plus encourageante puisque la centrale de Cordemais (Nantes) qui représente 40% des puissances mobilisables pour la Bretagne (OEB, 2009) est elle aussi en fin de vie. La pérennité de ses deux tranches fioul (1370 MW) n'est pas assurée après 2015 en raison du durcissement de la réglementation européenne. RTE précise qu'en l'absence de pérennisation des TAC et de Cordemais et sans le projet de centrale en Bretagne Nord, la situation passerait de « dégradée » à « critique » dès 2015. A l'horizon 2018, RTE estime que l'alimentation électrique des Côtes d'Armor n'est pas garantie suite à un incident pendant 220h soit 40 jours de situation critique. Ces raisons ont amené à ce que la programmation pluriannuelle des investissements (MEEDDAT, 2009) souligne un besoin de 1300 MW à l'ouest d'une ligne Saint-Brieuc / Lorient pour la période 2009-2020.

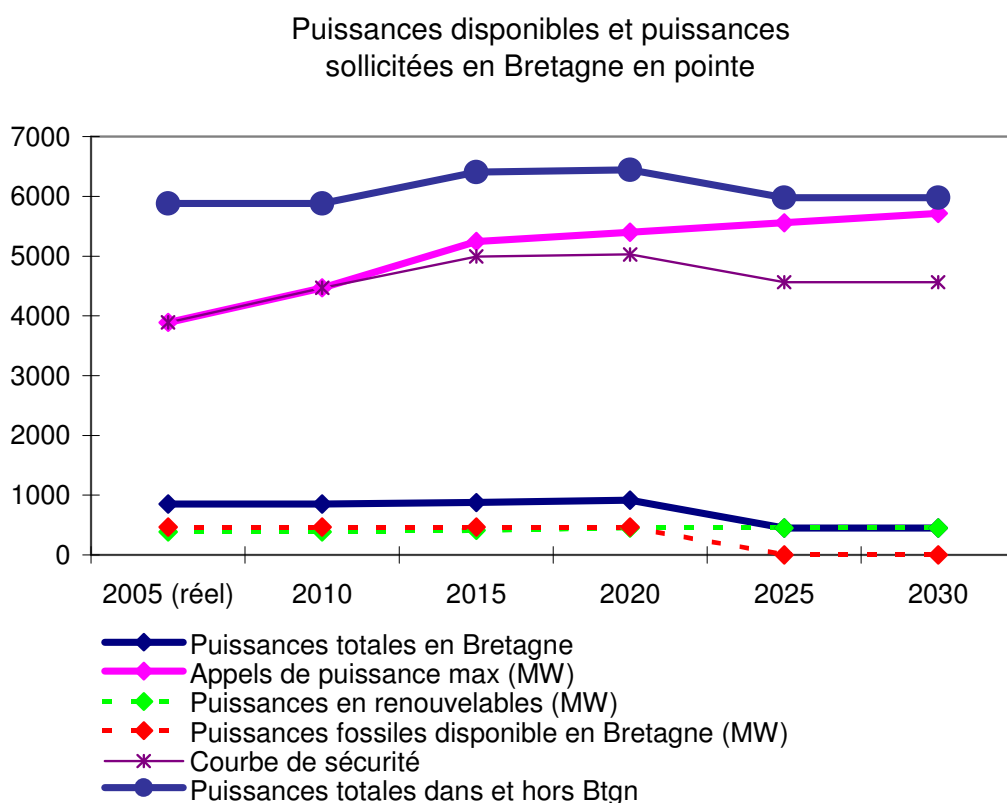


Figure 2: Scénario probable retenu pour les appels de puissance et puissances disponibles en Bretagne

Le scénario « sans » moyen de production fossile supplémentaire sélectionné au départ par le Groupe de Travail montre ses limites. Une forte vulnérabilité apparaît pour les périodes de pointe (figure 3) avec un risque non négligeable de délestages ordonnés par RTE pour préserver l'intégrité du réseau en cas de trop fort appel de puissance en période de pointe. Les entreprises rappellent qu'il faut avoir une marge de sécurité afin d'accueillir dans de bonnes conditions de nouvelles activités économiques. Il faut également prendre en compte l'urgence de la situation par rapport à l'échelle de temps. Des moyens de production de pointe seront donc nécessaires pour y faire face.

Solutions proposées par le Groupe de Travail

Ces solutions sont proposées dans le cadre des hypothèses retenues dans la partie précédente. Elle se veulent une réponse aux deux problématiques exposées (dépendance énergétique et risque de délestage en période de pointe) en cohérence avec les enjeux définis comme « forts ».

- **Renforcer et sécuriser le réseau**

Concernant les aspects « réseau », la position du Groupe de Travail est de soutenir le renforcement de celui-ci afin d'intégrer au mieux les productions à venir quelles qu'elles soient : **planification du doublement des lignes 400kV et 225kV, renforcement et sécurisation du réseau** (voir travaux planifiés par RTE), poursuite du **développement des réseaux intelligents**.

- **Agir sur les consommations**

Les chefs d'entreprises estiment qu'il faut **être ambitieux au niveau des solutions visant à réduire les consommations d'électricité**. En effet, c'est la seule action vraiment possible à très court terme. Parmi les actions envisageables, il y a bien évidemment la diffusion des équipements basse consommation (potentiel de 100 MW d'après l'ADEME), la responsabilisation des usagers, les opérations d'effacement diffus grâce aux boîtiers intelligents (10 MW en 3 ans d'après l'ADEME), mais aussi des investissements vis-à-vis des foyers sont à réaliser. En effet, c'est bien le résidentiel- tertiaire, et notamment le développement du chauffage électrique qui a un rôle fort au moment des pointes. D'après l'ADEME, la substitution du chauffage électrique par le chauffage eau chaude dans le logement social permettrait de réduire l'appel de puissance en pointe de 60 MW. La réhabilitation thermique des logements chauffés à l'électricité, à plus long terme, permettrait quant à elle un gain de 420 MW.

- **Développer les énergies renouvelables**

Bien que **les énergies renouvelables** contribuent peu à résoudre la problématique de pointe, elles permettent à la Bretagne de contribuer aux objectifs que s'est fixé la France en matière de développement des énergies renouvelables (23% en 2020). Ainsi, la Bretagne aura une part de 30% d'énergies renouvelables dans ses consommations en 2020. Par ailleurs, la progression de cette production permettra à la Bretagne d'atteindre 30% d'autonomie énergétique en 2020.

▪ Des moyens de productions supplémentaires

La première proposition du groupe de travail concerne **le développement des petites cogénérations dans les entreprises**. Ces moyens de production délocalisés permettent un ajustement en période de pointe par leur mise en route à la demande. Par ailleurs, l'utilisation directe du gaz sans passer par une conversion en électricité pour le chauffage par exemple offre un bien meilleur rendement que celui d'une centrale. Il est d'autant meilleur que la chaleur est valorisée. Les entreprises souhaitent donc qu'une politique tarifaire incitative de rachat de l'électricité ainsi produite soit mise en place dans les zones fragiles comme c'est le cas de la Bretagne. Ce tarif de rachat devrait inciter les industriels à développer ou mettre en place des moyens de cogénération et enrayer la perte de cogénération et le désinvestissement. L'ADEME estime qu'il est possible de mettre en place 40 à 70 installations de 1 à 2 MW soit 70 MW sur la région Bretagne à court terme (2 à 3 ans). A long terme, l'ADEME évoque un potentiel de 400 MW.

Au vu des contraintes de court terme, la **mise en place d'une unité de production de pointe**, telle que décrite dans son cahier des charges par RTE paraît toujours d'actualité, même si sa localisation reste à définir. La Programmation Pluriannuelle des Investissements (*MEEDDAT, 2009*), qui recommande l'installation de 1300 MW de production d'ici 2020 à l'ouest d'une ligne Lorient/ Saint-Brieuc va dans ce sens. Les entreprises proposent donc la mise en place d'une unité de 120 MW à même de remplacer les TAC lorsqu'elles arriveront en fin de vie, fonctionnant de 100 à 400 heures par an. Les émissions de gaz à effet de serre d'une telle unité seront limitées dans le temps, contrairement à une centrale de base qui produirait en continu.

Conclusion

La réflexion menée durant le premier semestre 2010 par le Groupe de Travail Energie Electrique a permis de prendre en compte la problématique de l'approvisionnement en énergie électrique de la Bretagne dans sa globalité. Cette prise en compte de la complexité de la situation dans les échanges a conduit les entreprises à proposer un mix de solutions. Prises individuellement, aucune n'est suffisante et c'est bien leur combinaison qui constitue la position finale des entreprises des Côtes d'Armor sur cette question : le renforcement et la sécurisation du réseau de transport d'électricité, une politique volontariste de maîtrise de la demande en électricité, le développement des énergies renouvelables, le soutien des cogénérations industrielles et la mise en place d'une unité de production pour répondre à la problématique de pointe de consommation à court terme.

PARTIE II
LES FICHES PRATIQUES

Fiche n°1

Ordres de grandeurs et conversions utiles

Unités et calculs de consommation et de production d'électricité

La puissance électrique se mesure en Watt. La production et la consommation d'électricité se mesurent en wattheure.

- Le **Watt** (W) est l'unité internationale de mesure de la puissance électrique. En électricité, la puissance (en watt) est le produit de la tension (en volts) par l'intensité (en ampères). On utilise très souvent ses multiples :
 - le kW (kilowatt) avec 1 kW égal à 1000 W
 - le MW (mégawatt) avec 1MW égal à 1000kW.
 - le GW (gigawatt) avec 1GW égal à 1000MW
 - le TW (terawatt) avec 1TW égal à 1000 GW
- Un **kilowattheure** (kWh) correspond à la consommation d'un appareil électrique de mille Watts (1kW) pendant une heure. Pour la calculer, il suffit de multiplier la puissance de l'appareil (en kW) par le nombre d'heures d'utilisation.

Exemple 1 : une ampoule à incandescence classique de 100 W, utilisée 3 heures par jour pendant 300 jours consomme $100 \times 3 \times 300 = 90\ 000$ wattheures, soit 90 kWh.

Exemple 2 : Une installation de 200MW, qui fonctionnerait 400 heures par an, produirait 80000 MWh, soit 80 GWh par an

Ordres de grandeurs

- **TWh : Consommation et production de la France (RTE, 2009b)**

En 2009, la consommation intérieure française d'électricité est de 486,4 TWh en données brutes. La production nette totale est de 518,8 TWh.

- **GWh : Consommation et production en Bretagne**

La consommation d'énergie électrique finale de la Bretagne en 2008 est de 20 450 GWh. Sa production d'électricité est de 1589 GWh sur la même période (*Observatoire de l'Energie en Bretagne, 2009*).

Le Pays de Saint-Brieuc (64 communes, 181 200 habitants) consomme 1300 GWh par an en 2008 (*Pays de Saint-Brieuc, 2009*).

▪ **KWh : Consommation des ménages**

La consommation annuelle d'électricité d'un ménage moyen (hors chauffage, eau chaude et cuisson) est d'environ 3 000 kWh¹.

Puissance et consommations des appareils domestiques² :

Appareils	Puissance (watts)	Consommation d'électricité de certains appareils (kWh) sur un an
Ampoule de 60 W	60	271 (éclairage)
Ampoule économique = ampoule classique 60W	11	
Lampadaire halogène	300	
TV	80-300	88
Radio ou chaîne Hi-Fi	55-500	110
Ordinateur (portable ou bureau)	80-360	115 (portable) à 330 (fixe)
Aspirateur	700-2000	91
Four micro-ondes	700-2100	70
Lave-Linge	500-3000	406
Lave vaisselle	700-3000	312
Radiateur électrique	500-3000	

REMARQUE : UNE ANNEE = 8760 HEURES

Equivalence entre TEP (Tonne Equivalent Pétrole) et Wh (CGDD, 2009)

La tonne d'équivalent pétrole est l'énergie produite par la combustion d'une tonne de pétrole moyen, ce qui représente environ 42 GJ (gigajoules). Elle est utilisée pour comparer des formes d'énergie différentes. 42 GJ sont équivalent, dans le cas de l'électricité à 11 600 kWh (soit 1MWh = 0,086 tep).

Energie	Unité	Gigajoules (GJ)	tep
Pétrole brut, gazole/fioul domestique	1 tonne	42	1
Electricité : autres productions (fossile ou renouvelable)	1MWh	3,6	0,086 (3,6/42)
Electricité : d'origine nucléaire	1MWh	3,6	0,261 (0,086/0,33 ³)

¹ <http://www.ademe.fr/particuliers/fiches/reseau/rub2.htm>

² <http://www.eco-sapiens.com/dossier-35-La-consommation-des-appareils-electriques.html>

³ Le rendement d'une centrale nucléaire est estimé à 33% (Commissariat Général au Développement Durable, 2009)

Fiche n°2

Les objectifs, les engagements politiques

Les engagements de l'Europe : les trois « 20 »

Lors du Conseil européen de mars 2007, l'Union Européenne s'est fixée des objectifs ambitieux dans le cadre de sa politique énergétique :

- réduire ses **émissions de gaz à effet de serre** de 20 % en 2020 par rapport au niveau de 1990
- atteindre une part des **énergies renouvelables** dans la consommation d'énergie de 20 % en 2020
- augmenter de 20% l'**efficacité énergétique** d'ici 2020

Ces objectifs ont été adoptés par la France via le Paquet « Energie- Climat » en 2008.

Les engagements de la France

- **Réduction des émissions de gaz à effet de serre**

La loi Grenelle I pose un objectif de **réduction par quatre des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050** par rapport au niveau de 1990.

- **Energies renouvelables**

L'objectif national en matière de production d'énergie à base d'énergies renouvelables a été porté à 23 %, soit l'équivalent de 20 millions de tep, avec la loi Grenelle I.

La PPI⁴ retient pour l'horizon 2020 des objectifs de développement de :

- 25 000 MW d'éolien répartis entre 19 000 MW à terre et 6 000 MW en mer ;
- 5 400 MW de solaire ;
- 2 300 MW de biomasse ;
- 3 TWh/an et 3 000 MW de capacité de pointe pour l'hydraulique.

- **Réduction de la consommation énergétique**

La loi Grenelle I prévoit une généralisation de l'étiquetage énergétique des produits, le renforcement du dispositif des certificats d'économies d'énergie et le retrait des produits, procédés, appareils et véhicules les plus consommateurs en énergie. Dans le secteur du bâtiment l'objectif de réduction de la consommation d'énergie dans les logements anciens est de 38% d'ici 2020. Les constructions neuves à partir de fin 2012 (et, par anticipation, dès fin 2010 pour les bâtiments publics et le tertiaire), devront présenter une consommation d'énergie primaire inférieure à 50 kWh/m²/an.

Les engagements de la Bretagne

La politique énergétique actuelle du Conseil Régional s'exprime à travers les différentes étapes de la mise en place du plan énergie pour la Bretagne. Il comporte 3 axes (*Région Bretagne, 2007*).

⁴ Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) en matière d'électricité Période 2009-2020 publiée le 3 juin 2009

- **La maîtrise de la demande d'énergie et l'efficacité énergétique**

Les scénarios de prospective sur la demande énergétique en Bretagne d'ici 2020 ont montré que des économies d'énergie de l'ordre de 15 à 20% étaient possibles.

La Région s'inscrit dans l'objectif de maîtrise de la demande formulé dans la loi du 13 juillet 2005, soit une baisse annuelle de l'intensité énergétique⁵ finale de 2% dès 2015 et de 2,5% d'ici à 2030.

- **La promotion et le développement des énergies renouvelables**

L'objectif d'une production électrique propre correspondant à 30% de la consommation régionale en 2020 sera recherché.

	Objectif/ Echéance	Production estimée à cette échéance	Part dans la consommation bretonne
Eolien Rappel : 400MW installé début 2009	Terrestre : 1000MW en 2010	Terrestre (2200h) : 2,2TWh	Terrestre : 10% en 2010
	Offshore : 500MW d'ici 2015 et 1000 MW d'ici 2020	Offshore (3500h): 1,75 TWh en 2015 et 3,5 TWh en 2020	Offshore : 8% en 2015 et 14% en 2020
Biomasse	Bois énergie : 100 MW d'ici 2013 Cogénération : 50 à 100MW d'ici 2013 Méthanisation à la ferme : 200 MW d'ici 2020	Méthanisation (8000h) : 1,2 TWh en 2020	Méthanisation : 5% en 2020
Energies marines (courant et houlomoteur)	1 à 3 démonstrateurs d'ici 2013 1 plateforme d'essai d'ici 2015		
Solaire	Thermique : 5000 m ² /an d'ici 2013 Photovoltaïque : accompagner la diffusion issue de sauts technologiques	10% des besoins thermiques des logements neufs	
Autre : Hydrogène, Hydraulique	Hydraulique : évaluation du potentiel Hydrogène : démonstrateur biomasse H2		

Tableau 1: Tableau des objectifs en matière de développement des énergies renouvelables (Région Bretagne, 2007)

- **Une prospective renforcée pour mieux décider**

L'observatoire régional de l'énergie a été créé en 2009.

⁵ L'intensité énergétique est une mesure de l'efficacité énergétique d'une économie. Elle est calculée comme le rapport de la consommation d'énergie au produit intérieur brut. Une intensité énergétique élevée correspond à une économie « gourmande » en énergie pour un niveau de PIB donné (définition wikipedia in CESR Bretagne, 2009. *Pour une approche concertée des politiques énergétiques en Bretagne.*)

Production d'électricité en Bretagne

▪ Définitions⁶

Consommation nette d'électricité : c'est la consommation totale d'électricité moins les pertes dues aux réseaux de transport et de distribution.

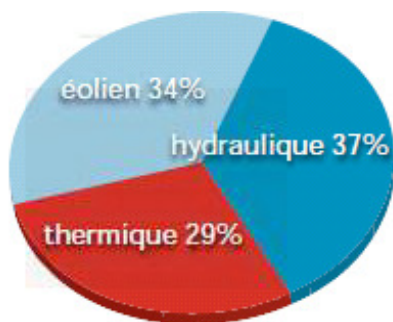
Energie finale : l'énergie finale ou disponible est l'énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer,...).

▪ Une forte dépendance énergétique (*Observatoire de l'Energie en Bretagne, 2009*)

En 2008, la Bretagne a produit 8% de sa consommation nette d'électricité. Elle en produisait 5,6% en 1990.

▪ Répartition de la production par type d'énergie et par département (*Observatoire de l'Energie en Bretagne, 2009*)

En 2008, la Bretagne a produit 1589 GWh d'énergie électrique. Cette production se répartit comme suit :



Hydraulique : 581 GWh (*550 GWh pour la Rance*)
Éolien : 548 GWh
Thermique : 459 GWh (*répartis entre cogénération, incinération et les TAC de Dirinon et Brennilis*)
Solaire photovoltaïque : 1 GWh

Figure 3: Répartition par filière de la production régionale d'électricité en 2008 (Obs. de l'énergie, 2009)

Importations d'énergie électrique : volume et provenance

Pour satisfaire aux besoins en énergie électrique des consommateurs, la région importe 92% de l'électricité finale consommée, soit 18 814 GWh. Plus des deux-tiers (70%) de cette électricité est d'origine thermonucléaire. Elle vient des centrales de Flamanville dans le Cotentin et Chinon en Indre-et-Loire. Le dernier tiers est produit par la centrale thermique de Cordemais (puissance 2530MW (*RTE, 2009a*)) près de Nantes qui fonctionne au charbon et au fioul (*Observatoire de l'Energie en Bretagne, 2009*).

⁶ <http://www.insee.fr/fr/methodes/default.asp?page=definitions/liste-definitions.htm>

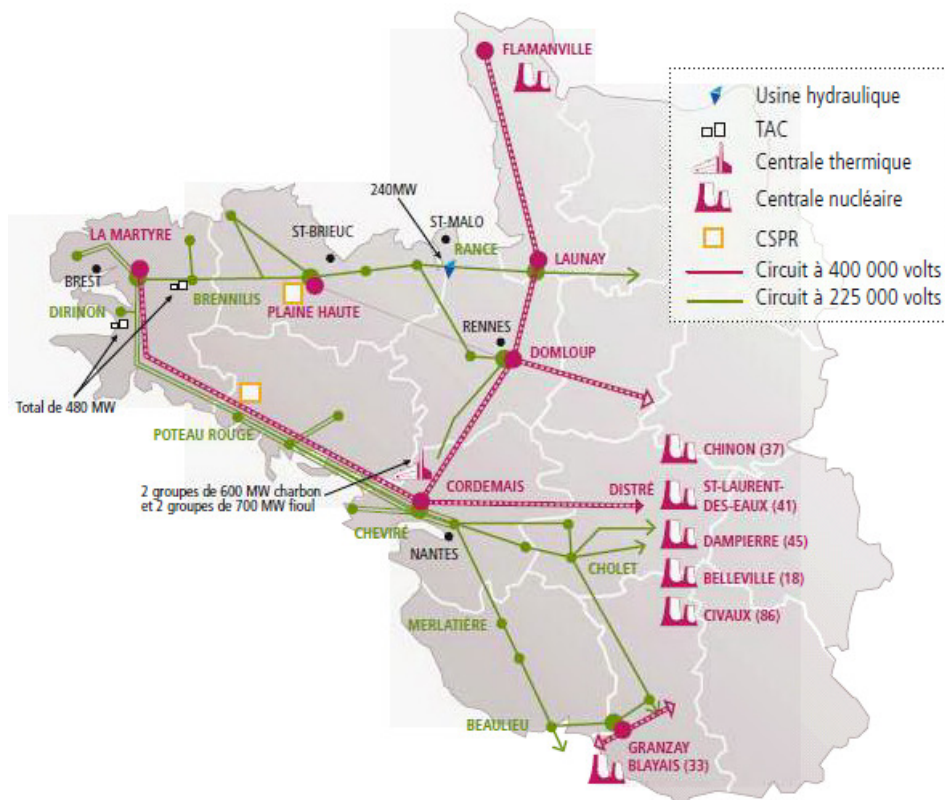


Figure 4: Réseau et productions actuels de la région Ouest (RTE, 2009a)

Consommation d'électricité (*Observatoire de l'Energie en Bretagne, 2009*)

En 2008, la consommation totale d'énergie électrique en Bretagne est de 1885 ktep. La consommation nette d'électricité est de 20 450 GWh (1759ktep).

Répartition par département

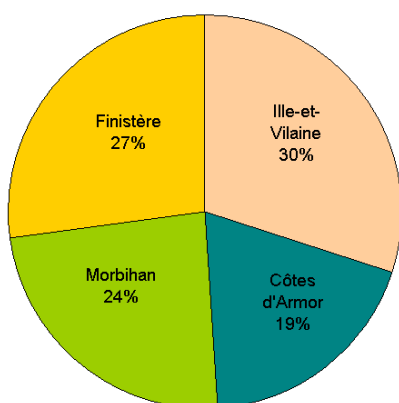


Figure 5: Répartition de la consommation totale d'électricité par département en 2007

Répartition par secteur

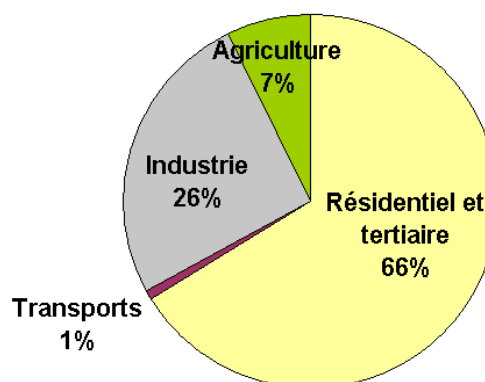


Figure 6: Répartition de la consommation totale d'électricité par secteur en 2007

Fiche n°4

Energies renouvelables

Hydroélectricité

Puissance installée :	273 MW (OEB, 2009)
Production annuelle :	581 GWh (dont 550 GWh usine marémotrice de la Rance et 27 GWh barrage hydroélectrique de Guerlédan) ⁷
Part dans la production régionale :	37% (OEB, 2009)
Equipements :	11 centrales gérées par EDF et 15 par des petits producteurs privés ⁸
Continuité de la production :	selon les marées, prévisible pour l'usine marémotrice (3500h/an (IEN29, 2009)), sinon quasi-continue (sauf en cas de baisse importante du niveau de l'eau des rivières en été).
Projets :	En 2012, EDF mettra en service 4 hydroliennes de 0,5 MW chacune, au large de Paimpol. Elles offrent une production prévisible en fonction des horaires des marées et fonctionnent 35 à 40% du temps (CG22, 2009).

Eolien terrestre

Puissance installée :	369 MW (OEB, 2009)
Production annuelle :	548 GWh (OEB, 2009)
Part dans la production régionale :	34% (OEB, 2009)
Equipements :	57 parcs en service (230 éoliennes) ⁹
Coût :	1,2 M€ le MW installé (UIMM, 2009)
Continuité de la production :	Intermittente ; pour un site venté, une éolienne fonctionne en moyenne 2 000 heures en équivalent pleine puissance, soit 25% du temps ¹⁰ .

Eolien offshore

Puissance installée :	Pas d'éoliennes offshore installées en France jusqu'à présent
Coût :	3 à 4 millions d'euros par MW (Ano, 2010)
Continuité de la production :	Intermittente ; mais un site à quelques kilomètres en mer peut produire 50% d'énergie en plus qu'un site voisin sur la côte, le vent étant plus fort en mer, plus fréquent et moins turbulent (SER, 2009). Fonctionne environ 3000h/an (IEN29, 2009).
Projets :	baie de Saint-Brieuc
Création d'emplois :	temps de construction : 2 ans, environ 2000 emplois exploitation : 20 ans, environ 50 emplois (Région Bretagne, 2007)

⁷ <http://www.bretagne-environnement.org/Energie/Les-sources-d-energie-en-Bretagne/L-hydroelectricite/La-premiere-source-d-electricite-en-Bretagne-est-hydraulique>

⁸ Site du centre d'information sur l'énergie et l'environnement : <http://www.ciele.org/>

⁹ Site du centre d'information sur l'énergie et l'environnement : <http://www.ciele.org/>

¹⁰ <http://www.bretagne-environnement.org/Energie/Les-sources-d-energie-en-Bretagne/L-hydroelectricite/La-premiere-source-d-electricite-en-Bretagne-est-hydraulique>

Solaire photovoltaïque

Puissance installée :	3 MW (OEB, 2009)
Production annuelle :	1 GWh (OEB, 2009)
Part dans la production régionale :	0,06 %
Equipements :	220 projets en 2007 ¹¹
Coût :	21 m ² , 25000€ (matériel, installation et raccordement) ¹²
Continuité de la production :	dépend de l'ensoleillement (1000 à 2000h/an (IEN29, 2009))
Projets :	Ploufragan, Invasol : 4000 panneaux (5 433 m ²), 0,8 MW, soit 7,2 % des besoins annuels de la commune ¹³ .

Valorisation des déchets (incinération, cogénération)

Puissance installée :	115 MW (OEB, 2009)
Production annuelle :	<u>Incinération</u> : 138 GWh dont 80 GWh dans les unités d'incinération des ordures ménagères (OEB, 2009) <u>Cogénération</u> : 275 GWh dont 52 GWh pour les serres agricoles, 80 GWh pour le tertiaire, 143 GWh pour l'industrie (OEB, 2009)
Part dans la production régionale :	26 % (OEB, 2009)
Continuité de la production :	Stable, le thermique décentralisé est utilisé en semi base (2000 à 4000h/an pour la cogénération (IEN29, 2009)).
Projets :	La FRSEA (Fédération régionale des syndicats d'exploitants agricoles) souhaite développer la cogénération dans les serres. Un potentiel qu'elle évalue à 100 MW en Bretagne ¹⁴ .

Méthanisation/ biogaz

Puissance installée :	<i>Se reporter à la synthèse de l'ADEME¹⁵</i>
Equipements :	La toute première unité de méthanisation à partir de lisier en Bretagne a été inaugurée en octobre 2009 chez un éleveur de porcs de Plélo (Alain Guillaume). Puissance installée : 210 kW électrique ¹⁶ .
Coût :	Il faut compter 600 000 € pour une installation de 100 kW et jusqu'à 6 millions d'euros pour les unités de 2 MW ¹⁷ .
Projets :	Géotexia dans le Mené. L'exploitation débutera en mai 2011. 75.000 tonnes de déchets, deux turbines de production d'électricité de 1,3 MW ¹⁸ .

¹¹ <http://www.bretagne-environnement.org/Energie/Les-sources-d-energie-en-Bretagne/L-hydroelectricite/La-premiere-source-d-electricite-en-Bretagne-est-hydraulique>

¹² http://www.nord-nature.org/fiches/fiche_e24.htm

¹³ Ouest France, le 18 novembre 2009. Un projet de centrale solaire à Ploufragan.

¹⁴ <http://www.batiactu.com/edito/les-agriculteurs-bretons-pourraient-produire-l-ene-24408.php>

¹⁵ <http://www.ademe.fr/bretagne/upload/carte/fichier/14fichier.pdf>

¹⁶ <http://ouest.france3.fr/info/57758961-fr.php>

¹⁷ Ouest France, le 11 septembre 2007. *La méthanisation met les gaz dans l'Ouest.*

¹⁸ Actu-Environnement.com, le 14 septembre 2009. *Une unité de méthanisation collective va voir le jour en Bretagne.* http://www.actu-environnement.com/ae/news/print_news.php?id=8274

Fiche n°5

Puissance électrique appelée et mobilisable

L'électricité, une énergie non stockable (IEN29, 2009)

« L'électricité ne se stockant pas à grande échelle, **la capacité totale de production installée doit théoriquement être au moins égale à la capacité de la demande appelée de pointe.**

Mais si les moyens de production devaient satisfaire la demande en toutes circonstances, il faudrait surdimensionner le parc de production. En effet, couvrir la demande de pointe par des installations de production qui ne fonctionneraient qu'un nombre limité d'heures dans l'année engendrerait des surcoûts et des surcapacités tout le reste du temps où elles ne seraient pas sollicitées. Aussi, à moins de le surdimensionner, **tout système électrique doit accepter une probabilité de défaillance non nulle**, c'est à dire une probabilité de ne pas pouvoir satisfaire toute la demande de pointe.

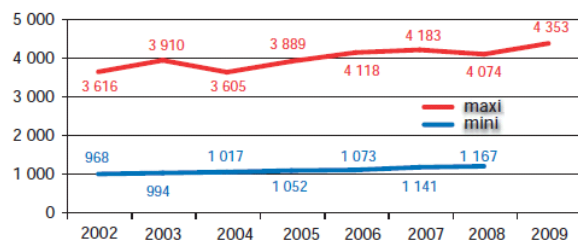
La probabilité de défaillance acceptée, **un parc optimal est donc un parc de production diversifié** (c'est la notion de « mix de production »), composé d'un portefeuille de moyens de production de base et de moyens de production de pointe¹⁹, ainsi que tout l'éventail intermédiaire. »

Puissance appelée en pointe en Bretagne : 4353 MW

- 1 °C = + 200 MW en Bretagne (RTE, 2009a)

Le maximum de puissance appelée a été atteint le 7 janvier 2009 à 10h : **4353 MW de puissance appelée** sur le réseau et une amplitude de près de 700 MW sur la journée (OEB, 2009). Or, la disponibilité des énergies tels que l'éolien ou le photovoltaïque n'est pas assurée lors des périodes de pointe (cf caractéristiques de ces productions ci-contre).

Evolution des pointes de consommation en MW



Courbe de charge record en MW- 7/01/09

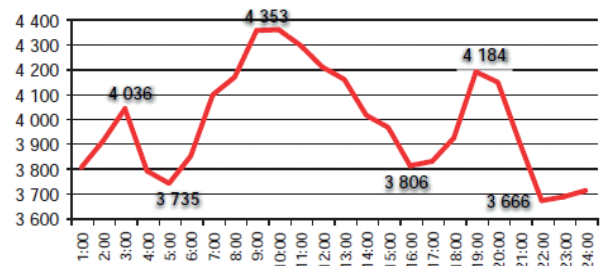


Figure 7: Pointes de consommations (Observatoire de l'Energie de Bretagne, 2009)

Remarque : Il y a eu 11 jours d'alertes ecowatt (4 oranges et 7 rouges) cet hiver. A chaque alerte, ecowatt invite à modérer les consommations d'électricité, plus particulièrement aux heures de pointe, soit le matin et de 17h à 20h.

¹⁹ On appelle production ou puissance de base, la production ou capacité de production sollicitée en permanence tout au long de la période considérée, et production ou puissance de pointe, la production ou la capacité de production sollicitée pendant un nombre limité d'heures au cours de l'année. Entre ces deux extrêmes, il existe des moyens de production dits de semi-base, voire de semi-pointe (Investir en Finistère, 2009).

Puissance mobilisable : 6330 MW

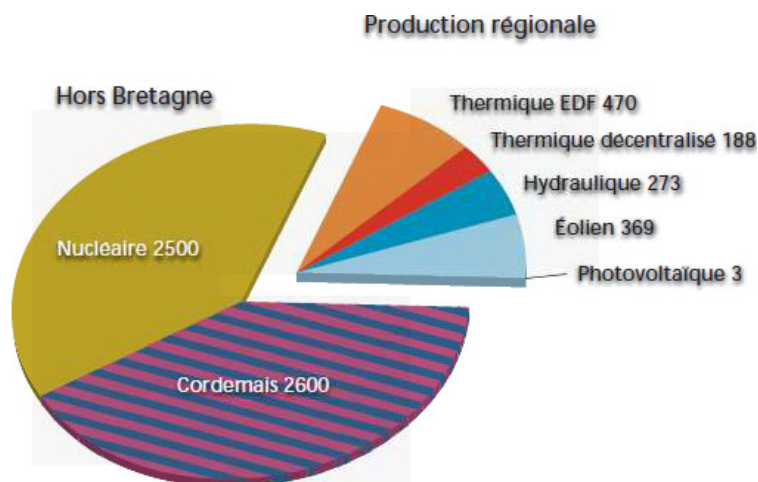


Figure 8: Puissances mobilisables en MW- estimation (Observatoire de l'Energie en Bretagne, 2009)

- **Puissance installée en Bretagne (en service) : 1300 MW**

Type de production	Puissance	Caractéristiques (IEN29, 2009 et OEB, 2009)
5 turbines à combustion EDF (Dirinon et Brennilis)	465 MW	Production de semi-base flexible. Ce sont des centrales de pointe, ultimes réserves de puissance.
Usine marémotrice de la Rance	240 MW	Production de semi-base non flexible. Sa production bien que prévisible ne peut participer à la régulation.
Equipements hydrauliques	33 MW	Production de semi-base non flexible.
Eolien terrestre	369 MW	Production de pointe non flexible. L'éolien est conditionné aux aléas météorologiques
Le photovoltaïque	3MW	Sa production est fonction de l'ensoleillement
Equipements thermiques ²⁰ .	188 MW	Production de semi-base.
TOTAL	1300 MW	La moitié de la production est dite « fatale » ou intermittente (non prévisible) et il n'existe pas de production de base.

- **Puissance mobilisable hors Bretagne : 5030 MW (RTE, 2009a)**

Type de production	Puissance	Caractéristiques (IEN29, 2009 et OEB, 2009)
Centrale thermique de Cordemais (Nantes)	2530 MW ²¹	Elle est utilisée en semi-base et en pointe. Sa production est ajustée selon les besoins.
Centrales nucléaires de Flamanville et de Chinon	2500 MW	Le nucléaire mobilisable pour la Bretagne est utilisé comme base.
TOTAL	5030 MW	L'ensemble de cette production est dit « dispatchable »
Centrale de type CCG (Cycle Combine Gaz) à Montoir-de-Bretagne	500 MW	Mise en service à l'automne 2010.

²⁰ Installés dans des établissements industriels raccordés au réseau public de transport ou raccordés aux réseaux de distribution (usines d'incinération des ordures ménagères, petites cogénérations, ...)

²¹ Deux groupes de 580 MW au charbon et deux groupes fioul de 685 MW chacun

Fiche n°6

Tendances et Eléments de prospective (1/2)

Démographie en Bretagne : 3 163 000 habitants au 1er janvier 2009 (estimation) (INSEE, 2010)

- **Une population en hausse : + 25 000 personnes par an (INSEE, 2008)**

Depuis 1999, la population bretonne a augmenté d'environ 213 000 habitants. Sur la période 1999-2007, le taux de croissance annuel moyen est de 0,9 % ; il est deux fois plus important que sur la période 1990-1999. L'augmentation de la population bretonne est supérieure à celle observée en France (0,7 %) (INSEE, 2010).

- **Projections : 3 471 000 bretons en 2030 (INSEE, 2007)**

Selon le scénario central de l'INSEE, la Bretagne gagnerait 430 000 habitants entre 2005 et 2030, soit une population de 3 471 000 habitants en 2030.

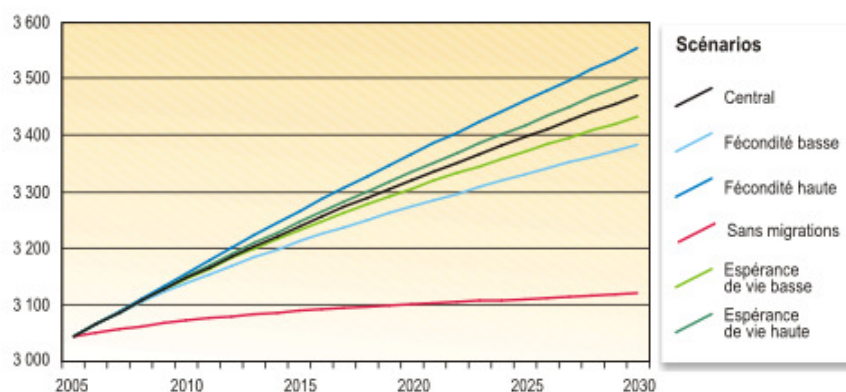


Figure 9: Population de la Bretagne à l'horizon 2030 selon différents scénarios en milliers de personnes (INSEE, 2007)

- **Habitat : individuel et électrique**

La Bretagne compte 70% de logement individuel contre 56% en France (OEB, 2009). Le parc immobilier breton est constitué de près de 450 000 logements équipés de chauffage électrique, chiffre supérieur à la moyenne nationale. Ceci confère au secteur résidentiel un rôle fort durant les périodes de pointe (B15, 2009).

Consommations d'électricité : 20 000 GWh en 2008 (OEB, 2009)

L'intensité énergétique est de 0,54 tep par habitant (6300 kWh/hab) en Bretagne pour l'électricité en 2007(OEB, 2009).

- **Une consommation électrique en hausse**

De 1990 à 2007, la consommation d'énergie électrique finale a progressé de + 63% (OEB, 2009).

	Résidentiel-Tertiaire	Industrie	Agriculture	Transports	TOTAL
Part dans la consommation électrique	66%	26%	7%	1%	100%
Consommation 1990	691 ktep (8 036 GWh)	308 ktep (3582 GWh)	35 ktep (407 GWh)	9 ktep (105 GWh)	1043 ktep (12 130 GWh)
Consommation 2007	1 121 ktep (13 037 GWh)	439 ktep (5106 GWh)	121 ktep (1407 GWh)	16 ktep (186 GWh)	1697 ktep (19 736 GWh)
Progression (1990-2007)	+ 62%	+43%	+3%	+0,8%	+ 63%

En 2008, une progression de la consommation électrique de +4,4% est à noter par rapport à 2007, bien supérieure à la moyenne nationale de +2,8% (OEB, 2009).

La consommation d'électricité du Grand Ouest (les quatre départements bretons, la Loire-Atlantique et la Vendée) a connu une croissance moyenne annuelle de + 2,9% de 2001 à 2008, nettement supérieure à la moyenne nationale de +1,4% sur la même période (RTE, 2009a).

■ Prévisions

A l'horizon 2025, les prévisions de croissance annuelle de la consommation de la région Grand Ouest sont différenciées selon deux périodes : +1,8% de 2008 à 2015 et +1,2% de 2015 à 2025 dans le scénario de référence. Le scénario « haut » repose sur une variante de la démographie plus élevée (+19% au lieu de +16%) dopée par l'arrivée de la LGV Bretagne. Le scénario « MDE renforcée » repose sur une maîtrise de la demande en énergie accélérée au travers des lois Grenelle et des directives européennes (RTE, 2009a).

	2008/2015	2015/2025
Haut	2,2 %	1,4 %
Référence	1,8 %	1,2 %
MDE renforcée	1,4 %	1,0 %

Figure 10: Taux de croissance moyens annuels de la consommation de la région Ouest (RTE, 2009a p.124)

Ces prévisions ne prennent pas en compte les nouvelles demandes en énergie électrique dues d'une part au report des consommations d'énergies fossiles comme le pétrole sur une énergie « plus propre » comme l'électricité, et d'autre part à l'arrivée des voitures électriques.

■ Puissance appelée en pointes

De 2002 à 2009, la consommation de pointe a progressé de 20% au total (OEB, 2009). Sur les six dernières années, la sensibilité de la consommation électrique aux températures froides de l'hiver (puissance appelée aux périodes de pointe) s'est accrue en moyenne de 4% par an, conséquence de l'accroissement de la population et de la pénétration du chauffage électrique (RTE, 2009a). A températures normales, les prévisions de RTE concernant la puissance appelée à la pointe sont de 3 950 MW en 2012 et de 4 450 MW en 2020. En cas de vague de froid, ces prévisions passent à 4 800 MW en 2012 et à 5 400 MW en 2020 (MEEDDAT, 2009).

Production d'électricité : une autonomie énergétique de 8%

▪ Objectifs et tendance

Le Plan Energie Bretagne 2007 (*Région Bretagne, 2007*) se fixe l'objectif de passer de 8 à 30% d'autonomie énergétique en 2020. 1589 GWh ont été produits en 2008, soit près de 2,5 fois la production de 1990. Cette progression fait suite au développement depuis 1995 de la cogénération et depuis 3 ans de l'éolien (*OEB, 2009*).

▪ Nouveaux outils de production et pérennité des outils de production existants

La Centrale à Cycle Combiné Gaz de Montoir-de-Bretagne devrait entrer en fonctionnement à l'automne 2010 (*RTE, 2009a*). Un autre moyen de production d'électricité de base extérieur à la Bretagne est en cours de réalisation : le réacteur EPR prévu en 2012 à Flamanville (*IEN29, 2009*).

Les turbines à combustion (TAC) de Dirinon et Brennilis (480 MW) atteignent la fin de leur durée de vie en 2015. En outre, le fonctionnement des deux tranches fioul de la centrale de Cordemais (1400 MW) peut être remis en cause au-delà de 2015 selon l'évolution du cadre réglementaire (*RTE, 2009a*). La Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité pour la période 2009 - 2020 mentionne un besoin de 1300MW à l'Ouest d'une ligne Saint-Brieuc/ Lorient dans le cas où l'exploitation des TAC et de Cordemais ne serait pas pérennisée après 2015 et que le projet à Saint-Brieuc n'aurait pas vu le jour (*MEEDDAT, 2009*).

▪ Délestages

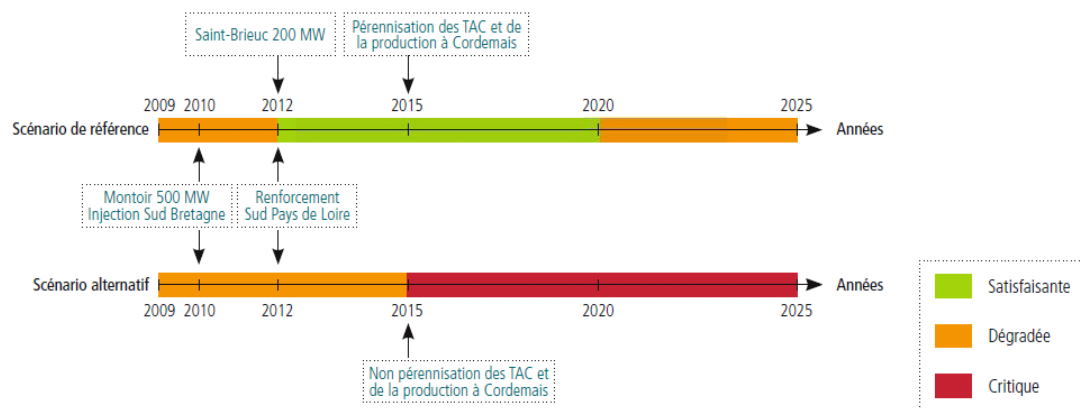


Figure 11: Evolution de la sécurité de l'alimentation dans l'Ouest (RTE, 2009a)

A l'horizon 2020, le niveau de sécurité d'approvisionnement de la région est satisfait si tous les projets en cours se réalisent et si les quatre TAC de Brennilis et Dirinon et les deux tranches fioul de Cordemais sont exploitées dans les conditions actuelles. En revanche, dans le scénario alternatif, RTE devrait recourir à des mesures de sauvegarde, dès l'arrêt de ces moyens de production, ces mesures pouvant être nécessaires pendant un quart de l'hiver en 2020 (effacements, baisse de tension puis délestages tournants) (*MEEDDAT, 2009*).

Economies d'énergie : MDE et effacements

▪ Opération Ecowatt

EcoWatt compte cette année plus de 18 500 inscrits. Au cours des différentes vagues de froid, RTE a pu ainsi constater une diminution de la consommation d'électricité en Bretagne, qui a atteint environ 1,5% aux heures de pointe, suivant les jours de la semaine. Cela représente l'équivalent de la consommation d'une agglomération de 60 000 habitants (*RTE, 2010*). L'Ademe a calculé que sur une consommation appelée de 5 000 MW en heure de pointe, la mobilisation de 100 000 foyers (soit 1 foyer sur 10 en Bretagne) permettrait de réduire cette consommation de 120 MW, soit environ de 2,5% (*IEN29, 2009*).

▪ Opération Vir'volt

L'opération Vir'volt sur le Pays de Saint-Brieuc a pour objectif de réduire la demande en pointe de 20 MW (-10%) et de réduire les consommations de 78 GWh par an (-6%). Les actions menées montrent que ce potentiel d'économies d'énergie existe sur un territoire de 192 000 habitants (synthèse VIR'VOLT).

▪ Effacements tarifaires de consommation

Les effacements tarifaires de consommation²² constituent un moyen d'action permettant de maîtriser la sécurité d'alimentation sur la zone Ouest (Pays de la Loire et Vendée compris). Cependant, leur impact présente une érosion depuis quelques années et l'effacement en puissance est estimé en moyenne à 210 MW pour l'hiver 2008-2009 (*RTE, 2009a*).

▪ Les boîtiers intelligents et l'opération « Ajustement diffus localisé »

Deux candidats, EDF et Voltalis, ont déposé auprès de RTE des propositions d'expérimentations qui seront testées avant le 30 mars 2010.

Transport d'électricité

▪ Capacités du réseau

Le réseau actuel pourrait accueillir 600 MW de capacités de production supplémentaires dans les Côtes d'Armor (*IEN29, 2009*).

L'arrivée de la voiture électrique va notamment poser des problèmes sur le réseau de distribution d'électricité, qui devra être renforcé par endroit (*synthèse ERDF*).

▪ Travaux

A horizon 2012, RTE investit 62 M€ dans la zone. Pour les nouveaux projets, il faut entre 6 et 7 ans minimum pour mettre en place du réseau (construction de ligne). La construction d'un échangeur au niveau de Lorient sur la ligne Nantes-Brest va permettre de soulager les lignes 225 kV fortement sollicitées sur cet axe (*synthèse RTE*).

²² Ils sont constitués des options tarifaires EJP et Tempo. Leur principe est de proposer des prix très élevés sur 22 périodes mobiles chaque hiver entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, en contrepartie de prix plus attractifs en dehors de ces périodes. L'option EJP (Effacement Jour de Pointe) n'est aujourd'hui plus proposée aux consommateurs mais peut être conservée par ceux qui l'avaient choisie (*RTE, 2009*).

Enjeux économiques et développement du territoire

▪ Impact des baisses de tensions et coupures de courant sur les entreprises

D'ores et déjà, les baisses de tension sur le réseau en période de pointe ont un impact négatif sur le fonctionnement des entreprises. D'une part, certains appareils sensibles à ces variations sont endommagés. D'autre part, certaines entreprises ont des difficultés à faire assurer ces appareils. Des coupures de courant (via le délestage volontaire) auront bien évidemment un impact à la fois sur les outils de production et sur l'activité des entreprises.

▪ Dépendance énergétique du territoire et prix de l'électricité

La Bretagne est dépendante à 92% de moyens de production qui se situent hors de la région pour son approvisionnement en énergie électrique. La sécurisation de l'approvisionnement est un enjeu d'autant plus important à prendre en compte qu'un certain nombre de ces moyens de production- c'est le cas de Cordemais- arrivent dans une phase où la maintenance se fait de plus en plus fréquente, et avec elle le risque qu'une défaillance survienne en période de pointe. Par ailleurs, dans l'hypothèse où l'électricité serait un jour facturée en fonction de la distance sur laquelle elle est transportée, la Bretagne serait pénalisée. Cette éventualité a néanmoins été rejetée par RTE et ERDF lors des auditions.

▪ Attractivité du territoire

Les problématiques d'approvisionnement en énergie électrique ont un impact sur l'attractivité du territoire. A titre d'exemple, des entreprises qui souhaitaient s'installer en Bretagne ont renoncé à leurs projets par crainte des coupures de courant. C'est le cas d'un Data Center qui souhaitait s'implanter à Saint-Malo.

▪ Nouvelles filières de développement économique

La montée en puissance des énergies renouvelables crée de nouvelles filières de développement économique. Pour peu que les moyens soient mis en place, celles-ci pourraient profiter au territoire, de la conception à la mise en œuvre en passant par la fabrication. Les emplois créés sont des emplois locaux non délocalisables.

Enjeux sociaux

▪ Création d'emplois

L'implantation de moyens de production crée des emplois pour le territoire à la fois lors de la mise en place des outils et pour leur maintenance. Ces emplois sont plus ou moins locaux selon les moyens de production choisis et la qualification de la main d'œuvre.

²³ Les informations figurant dans cette fiche sont issues des échanges du Groupe de Travail avec les experts

- **Accès à l'électricité et confort**

Le risque de coupure de courant est-il acceptable pour les bretons ? L'habitude de confort lié à un approvisionnement permanent laisse penser à une acceptabilité relativement faible d'épisodes de délestage, même de courte durée. Cette éventualité est d'autant plus probable que l'évolution de nos modes de vie tendent vers une consommation accrue d'électricité (voitures électriques, développement de l'électronique, domotique, pompes à chaleur).

- **Changements des comportements individuels**

Les problématiques énergétiques que rencontre la Bretagne peuvent amener à une modification des habitudes de consommation dans le sens d'une réduction ou au moins d'une consommation raisonnée de l'énergie électrique. L'expérience montre que ce changement est long et demande une action forte de sensibilisation et un accompagnement dans la durée pour que les comportements soient pérennes (opération Vir'volt).

- **Acceptabilité des projets (NIMBY) et dialogue**

Que ce soit les moyens de productions aux énergies fossiles ou les énergies renouvelables, la mise en place de nouvelles installations modifie le paysage, crée de nouvelles contraintes, peut avoir des impacts sur la santé et change le cadre de vie des riverains. Bien que nécessaire, leur acceptabilité n'est pas acquise, et c'est bien le dialogue entre les différents acteurs du territoire, qu'ils soient élus politiques, pêcheurs, riverains, entrepreneurs, etc. qui permettra de trouver des solutions adaptées.

Enjeux environnementaux

- **Emissions de gaz à effet de serre et changement climatique**

Bien que l'effet de serre constitue un phénomène naturel, le réchauffement climatique est fortement amplifié par les émissions et la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Ces gaz à effet de serre proviennent à 60 % du dioxyde de carbone émis par la combustion de matières premières fossiles comme le charbon, le pétrole et le gaz pour produire de l'énergie (*CESR, 2009*). Pour répondre aux pointes de consommation en Bretagne, il est actuellement nécessaire d'avoir recours à des moyens de production thermique fossile (turbines à combustion), émetteurs de CO₂ et autres polluants.

- **Épuisement des ressources fossiles et sécurité de l'approvisionnement**

La demande mondiale en hydrocarbures, en gaz et en charbon ne cesse de croître de manière soutenue, particulièrement dans les pays émergents comme la Chine, l'Inde ou encore le Brésil. Parallèlement, l'épuisement de ces ressources non renouvelables amène à une augmentation du coût des matières et fragilise les équilibres géopolitiques. Est-on sûr de pouvoir assurer l'approvisionnement en énergie fossile des outils de production et ce à un coût acceptable ?

- **Implantation des outils de production**

L'implantation des outils de production doit prendre en compte un certain nombre de critères, dont des critères environnementaux. Pour mémoire le projet de centrale de Ploufragan a fait débat au vu de son implantation possible en zone humide.

PARTIE III
LES SYNTHÈSES

Synthèse n°1

RTE, le 31 mars 2010

Contact : Didier Bény, Délégué régional, et Frédérique Joumier, Directrice des affaires publiques, frederique.joumier@rte-France.com, tél : 02 40 67 38 00

RTE est garant de l'équilibre offre- demande d'électricité. Son rôle consiste à acheminer l'électricité produite via les lignes très hautes et hautes tensions (de 400 000 V à 63 000V) jusqu'au réseau de distribution d'électricité géré notamment par ERDF, ainsi que chez quelques gros industriels directement raccordés au réseau de transport.

Equilibre Consommation- Production et risque pour la sûreté d'alimentation de la Bretagne

▪ Les pics de consommation

En cas de vague de froid, il y a un risque d'atteindre les limites techniquement acceptables d'importation d'électricité. En effet, 1 °C en moins sur la région Bretagne, et ce sont 200 MW qui sont sollicités en plus, essentiellement dus à la consommation domestique. En 2010, ce sont 17 000 MW dans l'ouest qui ont été sollicités en heure de pointe. Ces MW ne sont pas produits en Bretagne, et doivent donc être acheminés par les lignes hautes tensions.

▪ Les limites du réseau

Or ce réseau a ses limites, surtout en Bretagne Nord : une seule ligne de 400 000 V de Rennes à Saint-Brieuc (Plaine Haute), et une ligne de 225 000 V de Saint-Malo à Saint-Brieuc. Ces lignes ne sont pas doublées contrairement au Sud Bretagne, ce qui signifie que tout incident- incident sur un groupe de production de Cordemais, problème sur un transformateur, avarie sur une ligne- ne peut être compensé par les autres lignes déjà saturées. Ainsi, lorsqu'un problème survient, RTE préfère réaliser un délestage volontaire plutôt que de risquer une propagation du phénomène et un black-out total. En PACA, où la situation est comparable, un problème sur un poste a entraîné un délestage d'une heure qui a touché 2 millions de personnes.

▪ Le manque de production et la tenue de tension

Par ailleurs, plus on s'éloigne de la zone de production, plus la tension sur la ligne est difficile à tenir, à l'image de l'eau dans un tuyau d'arrosage trop long. Cet écroulement de tension est le risque majeur identifié par RTE. Pour l'éviter, lorsque la situation devient critique, c'est à dire que la production est à plein (y compris les turbines à combustion de Brennilis et Dirinnon -340 MW) et que la consommation continue à augmenter, RTE peut être amené à baisser la tension de 5% sur le réseau. Des entreprises ont pu avoir des problèmes sur des machines sensibles à ces baisses de tension cet hiver. Les TAC, qui fonctionnent au fioul, coûtent cher et sont fortement émettrices de gaz à effet de serre. En outre, la fin de leur exploitation est prévue à horizon 2015. C'est également le cas de la centrale de Cordemais dont la pérennité des tranches fuel (1400 MW) est incertaine au-delà de 2020.

- **Le projet de centrale à Ploufragan**

On comprend en regardant la carte du réseau (Annexe 1) que le projet de centrale thermique qui devait servir de production d'appoint ait été basé à Ploufragan : au milieu de la zone Nord Bretagne, c'est à dire là où la ligne très haute tension venant de Rennes se termine. Cela permettrait de réinjecter de la tension sur le réseau à un endroit stratégique.

L'appel d'offre, lancé en 2004 par RTE aurait du conduire à une mise en service pour 2010/11 et aurait permis de contribuer à sécuriser l'alimentation du nord Bretagne. Cependant, suite à la demande par RTE d'un fonctionnement en hiver compris entre 200 à 300 heures, la réponse de GDF Suez à l'appel d'offre a été de l'ordre de 3 000 h pour des questions de rentabilité de l'outil industriel à mettre en place. C'est en partie ce qui a déclenché une opposition, en plus des émissions de gaz à effet de serre de la centrale et de sa situation en zone humide .

Perspectives

A l'horizon 2018, RTE estime que l'alimentation électrique des Côtes d'Armor n'est pas garantie suite à un incident pendant 220 heures soit 40 jours de situation critique. Des entreprises ne souhaitent pas s'installer en Bretagne considérant comme un risque trop important la fragilité électrique du territoire.

Les solutions proposées par RTE

- **Investir sur le réseau**

A horizon 2012, RTE investit 62 M€ dans la zone. Pour les nouveaux projets, il faut entre 6 et 7 ans minimum pour mettre en place du réseau (construction de ligne).

La construction d'un échangeur au niveau de Lorient sur la ligne Nantes-Brest va permettre de soulager les lignes 225KV fortement sollicitées sur cet axe.

- **Développer les énergies renouvelables**

- **Maîtriser la demande en énergie (MDE)**

Deux opérations sont en cours. Ecowatt est un dispositif d'alerte à destination des consommateurs : 18 500 inscrits ont permis d'atteindre 1,5% d'économies d'électricité en heure de pointe. L'appel à Manifestation d'Intérêt sur l'écrêtement des pointes auquel ont répondu Voltalis et EDF. Il s'agit de la pose de boîtiers chez les particuliers permettant de couper les appareils de chauffage sur de courtes durées. Cette expérimentation a été lancée dans le cadre de l'opération Vir'volt (Pays de Saint Brieuc)

- **Implanter un moyen de production en Bretagne pour faire face aux pointes de consommation**

La Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité pour la période 2009 - 2020 mentionne un besoin de 1300MW à l'Ouest d'une ligne Saint-Brieuc/Lorient. En Loire-Atlantique, une centrale à cycle combiné gaz (CCG) de 430 MW va être installée à Montoir et permettra d'injecter de l'énergie sur le réseau.

En savoir plus :

Site de RTE : <http://www.rte-france.com/fr/>

Synthèse n°2

ADEME, le 31 mars 2010

Contact : Gilles Petitjean, Directeur régional, gilles.petitjean@ademe.fr, tél : 02 99 85 87 01

L' ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) est un établissement public de 1000 collaborateurs en France dont 27 en Bretagne. Son budget est en forte augmentation : 5,5 millions en 2008, 15 en 2009 et 30 en 2010. En 2009, pour la première fois, l'Etat, l'ADEME, la Région ont réussi à mutualiser leurs moyens pour financer un Observatoire de l'Energie.

Bilan énergétique de la Bretagne

- **Dépendance énergétique**

La Bretagne ne produit que 8% de l'énergie électrique qu'elle consomme en 2008.

- **Moins énergivore que la moyenne nationale**

Les chiffres montrent une consommation énergétique globale stable depuis quelques années. En Bretagne, le niveau d'intensité énergétique est plus faible qu'en France, mais on assiste à un rattrapage.

- **Croissance soutenue de la consommation d'électricité**

La consommation électrique croît, avec un développement important dans le résidentiel-tertiaire et les élevages intensifs (chauffage électrique).

- **Augmentation de la production d'électricité**

La production d'électricité est en forte augmentation grâce au développement de l'éolien, mais cette croissance n'est pas à la hauteur de celle des consommations.

Propositions de l'ADEME

- **A court et moyen terme : plus de 160 MW**

Installation de 70MW de cogénération gaz

Une installation de cogénération produit simultanément de l'électricité et de la chaleur. 40 à 70 installations de ce type, d'une puissance de 1 à 2 MW pourraient être installées sur différents sites fortement consommateurs de chaleur toute l'année comme les serres maraîchères, les IAA, les hôpitaux, les maisons de retraites. Pourtant, on perd de la puissance de cogénération chaque année parce que les conditions tarifaires sont insuffisantes alors même que ce type de production se développe dans le reste de l'Europe. « Il est aberrant de produire de l'électricité à partir du gaz avec un rendement de 30% pour une utilisation chauffage électrique plutôt que de se chauffer directement au gaz avec de la récupération de chaleur (cogénération) avec cette fois un rendement de plus de 90%. »

Opérations d'effacement diffus, 10 MW potentiels

L'équipement de 10 000 particuliers avec des boîtiers intelligents ou smartgrids permettrait de gagner 10 MW en 3 ans.

Substitution de 60 MW de chauffage électrique dans le logement social par le chauffage eau chaude.

L'augmentation des pics d'appels de puissance en nombre et en intensité étant liée à l'augmentation simultanée du chauffage électrique, il semble préférable et moins coûteux de substituer du chauffage électrique par du chauffage au gaz.

C'est avant tout une question politique et de moyens financiers : qui paye ?

Installation de 20 MW de cogénération biomasse

La Bretagne a répondu au dernier appel à projet de la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE 3) : 15 MW répartis entre Rennes Sud et Brest Métropole. Cela représente un volume de 160 000 t de bois par an.

▪ **A court terme et à long terme**

Responsabilisation des usagers, travail sur les comportements

Il faudrait aller plus loin dans la responsabilisation, notamment au niveau des collectivités, qui pourraient arrêter les stations d'épuration, couper l'éclairage public en période de pointe, comme le font les particuliers via ecowatt.

Diffusion d'équipement basse consommation (lampes et équipements froids)

1 ampoule de 100 W remplacée dans chaque logement en Bretagne par une ampoule de 20 W représente une réduction de puissance appelée de 100 MW en période de pointe, lorsqu'elles sont allumées. Par exemple, une expérimentation menée sur l'île de Saint a montré qu'en remplaçant les lampes par des lampes BC et les équipements de froid par des équipements de classe A++, il est possible de réduire de 18% la consommation d'électricité et l'appel de puissance en 8 mois.

▪ **A long terme**

Evolutions réglementaires : réduction de la consommation énergétique du bâti existant de 38% en 2020

Réhabilitation thermique des logements chauffés à l'électricité : 420 MW de puissance économisée

Production locale d'électricité

Cogénération gaz : une généralisation de cette solution amènerait 400 MW supplémentaires
Eolien terrestre : 1 000 MW en 2010 (schéma régional éolien) permettent de contribuer à hauteur de 6 à 8 % de la consommation régionale d'électricité ; la poursuite à 2 000 MW et l'amélioration du rendement permettraient de contribuer à hauteur de 20 % de la consommation régionale d'électricité

Eolien off shore : 2 fois 300 MW envisagés en 2015 soit 10 % de la consommation bretonne

Cogénération bois et cultures énergétiques : 50 à 1 000 MW supplémentaires

Cogénération biogaz : 5 MW en cours d'installation, 10 MW en 2013 et 200 MW en 2020/2030 (1 000 installations)

En savoir plus :

Site de l'ADEME Bretagne : http://www.ademe.fr/bretagne/actions_phares/index.asp

Site de l'espace Info> Energie de l'ADEME : <http://www.bretagne-energie.fr/>

Synthèse n°3

Observatoire de l'Energie en Bretagne, le 13 avril 2010

Contact : Sébastien Béguier, sebastien.beguier@bretagne-environnement.org
tél : 02 99 35 45 81

Présentation et rôle de l'Observatoire de l'Energie en Bretagne

L'Observatoire de l'Energie et des gaz à effet de serre en Bretagne a été créé en janvier 2009 par la DRIRE, l'ADEME et le conseil régional. Il est animé et porté par le Groupement d'Intérêt Public Bretagne environnement²⁴. D'autres observatoires ont été créés en France, portés par les agences régionales de l'environnement. L'Observatoire a pour but de mutualiser et de capitaliser les connaissances sur l'énergie afin d'avoir des données reconnues et partagées par tous, accessibles aux décideurs. Il a trois missions principales :

- **Développer une plateforme de connaissances et d'échanges :** L'Observatoire a pour mission de mettre en réseau les acteurs de l'énergie. Une charte du réseau des partenaires lie ainsi le Conseil Régional, l'Etat, l'INSEE et des opérateurs tels que EDF, RTE, GRDF, AILE (Association d'Initiative Locale pour l'Energie) et les collectivités du B15 (la Région, les quatre Départements et les dix Agglomérations bretonnes : Saint-Brieuc, Brest, Lannion, Lorient, Morlaix, Quimper, Rennes, Saint-Malo, Vannes et Vitré).
- **Mettre à disposition l'information :** Son rôle est de mettre en cohérence et de centraliser de la donnée pour les territoires. Ceux-ci sont de plus en plus en demande de ce type d'informations au vu de l'obligation à venir de réaliser des plans climat-énergie dans les collectivités territoriales à la population supérieure à 50.000 habitants (Grenelle 2). En 2008, l'ADEME a lancé une étude réalisée par Energie Demain. Elle a abouti à la création d'un outil de diagnostic, à destination des communes qui souhaitent mettre en place un plan énergie-climat.
- **Développer des indicateurs :** L'objectif est d'évaluer et de prévoir les consommations et productions d'énergie ainsi que les émissions de gaz à effet de serre.

Projets futurs

En 2009, le degré de précision était départemental. En 2010, l'Observatoire souhaite descendre jusqu'au **niveau de la commune**. Il y a un gros travail à réaliser sur les flux d'informations sur la production et la consommation d'énergie dans un premier temps. Ensuite, en 2011, dans la mesure où le Grenelle le demande et que le schéma régional le nécessite, un **travail de prospective** sera réalisé sur ces aspects de production et de consommation d'énergie.

Enfin, un **site Internet** va être créé pour partager les données plus techniques, plus détaillées que dans la brochure (sous réserve de confidentialité).

²⁴ <http://www.bretagne-environnement.org/>

Difficultés : un manque d'information sur l'industrie

L'Observatoire souligne un manque de données au niveau de l'industrie. Il ne peut pas affiner les données régionales pour des raisons de confidentialité : les résultats de l'enquête sur les consommations d'énergie de l'industrie à un niveau fin (dite EACEI) ne lui sont pas accessibles. Pourtant, il est important d'avoir ces données : présence des industriels sur le réseau, performances et améliorations en terme d'intensité énergétique de l'industrie, volume de production en cogénération industrielle.

Position par rapport au projet de centrale thermique de Ploufragan

« La centrale n'est pas la seule réponse au problème, mais il est difficile de l'écartier d'entrée : il faut que cela fonctionne d'un point de vue technique. »

L'Observatoire se range derrière le consensus sur cette question, c'est à dire qu'il faut avant tout développer les énergies renouvelables, maîtriser la demande en énergie, renforcer le réseau, et ensuite s'intéresser à la mise en place d'une centrale la plus petite possible. Pour l'Observatoire, le problème principal est celui du réseau avec l'absence de ligne 400kV en Nord-Bretagne. Il y a donc besoin d'installations complémentaires. Or, aujourd'hui, l'Observatoire estime qu'on n'a pas toutes les données pour trancher cette question. L'instance mise en place pour en discuter au niveau régional est la Conférence régionale de l'Energie²⁵.

Energies renouvelables

Les données de l'Observatoire viennent notamment des informations relatives aux certificats d'obligation d'achat (EDF, DRIRE). Une personne est actuellement en stage à la région qui travaille sur les gisements en énergies renouvelables. Les résultats de l'étude seront disponibles en septembre-octobre.

Au niveau du **photovoltaïque**, il y a 11,5 MW de puissance raccordée en 2009, contre 3 MW fin 2008. Il existe des projets de centrales au sol sur des anciennes friches industrielles ou des décharges réhabilitées. Une grosse file d'attente au niveau d'ERDF a pénalisé le développement du solaire photovoltaïque l'année dernière.

Au niveau de **l'éolien**, ce sont 460 MW raccordés au réseau fin 2009 contre 358 MW fin 2008. Il y a un potentiel de 1000 MW avec tout ce qui est en cours d'instruction et les sites en cours de construction.

Maîtrise de la demande en énergie

L'Observatoire recense également les actions de maîtrise de l'énergie afin de les agréger. Il y a un manque d'informations sur le crédit d'impôt. Il est difficile de savoir ce qui est financé comme opération, et donc de quantifier leur impact alors que celui-ci est potentiellement important. Au-delà de Vir'Volt, il y a des opérations de sensibilisation, des projets au sein de chaque territoire, portés notamment par les conseils généraux, les communautés de communes : isolation des bâtiments, développement des transports en commun, lissage des pointes de consommations.

En savoir plus :

Site de Bretagne-environnement : <http://www.bretagne-environnement.org/>

²⁵http://www.bretagne.pref.gouv.fr/sections/header/header4/communiques_de_press/communique_de_presse_2/downloadFile/attachedFile_7/conference_energiebretagne_19janv-1.pdf

Synthèse n°4

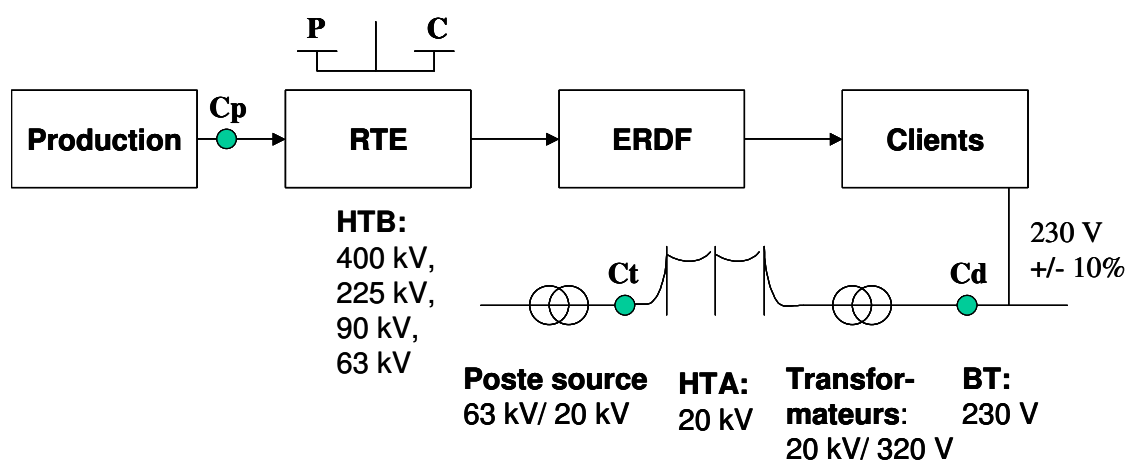
Electricité Réseau Distribution France, le 20 avril 2010

Contact : Dominique Mousset, adjoint au directeur territorial Côtes d'Armor, dominique-p.mousset@erdf-grdf.fr, tél : 02 96 62 40 11

Présentation et rôle de ERDF

ERDF est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité. Les communes sont propriétaires du réseau électrique. Dans les Côtes d'Armor elles ont transféré cette compétence au SDE (Syndicat Départemental d'Electricité). Le SDE et ERDF ont signé un contrat de concession de 30 ans (1993- 2023) pour l'exploitation du réseau. ERDF est une entreprise, filiale à 100 % d'EDF. Dans le cadre d'un code de bonne conduite, ERDF doit fournir le même service à tous les clients, quel que soit leur fournisseur : transparence, non discrimination, objectivité, protection des ICS (Informations Commercialement Sensibles)

ERDF est l'exploitant du réseau, et donc responsable, entre autre, de la qualité de fourniture et de la sécurité. ERDF a l'obligation d'assurer la continuité électrique mais n'a pas d'obligation de fourniture. ERDF peut ajuster, dans certaines limites, la tension au niveau des postes sources, pour qu'en bout de ligne elle soit toujours conforme à la norme (230 V).



*Cp : compteurs production Ct : compteurs transport Cd : compteurs distribution
P : production C : consommation HT : Haute Tension (Type A ou B) BT : Basse Tension*

Si RTE envoie l'ordre de diminuer la tension, ERDF doit la diminuer, de même si RTE ordonne un délestage, ERDF doit ouvrir les disjoncteurs 20kV (« départs HTA ») situés dans les postes sources. Un départ HTA alimente, en moyenne, 1000 clients. Chaque départ est affecté à un niveau de délestage : Echelon 1 (délesté en premier) à Echelon 5, (jamais délesté, par exemple un départ qui alimente un hôpital). Chaque échelon déclenché permet de délester environ 20% de la puissance appelée. C'est la préfecture qui fixe le niveau de délestage de chaque départ, sur proposition de la DRIRE, en lien avec ERDF.

Position par rapport au projet de centrale thermique de Ploufragan

« ERDF ne peut pas répondre à ce sujet. C'est RTE qui exprime le besoin car il est responsable de l'équilibre production- consommation »

Face à l'augmentation de la consommation électrique en Bretagne, pour garantir l'équilibre puissance produite/ puissance consommée et tenir le niveau de tension HTB, RTE exprime le besoin d'une centrale production d'électricité de pointe, à démarrage commandé avec un délai court, dans le nord de la Bretagne (rappel : les panneaux photovoltaïques et les éoliennes sont à démarrage subi). Si RTE demande dans un appel d'offre 150MW de puissance garantie, avec un démarrage en 15 minutes, un producteur répond en proposant une centrale équipée de 4 turbines de 50MW, soit 200 MW installé, pour garantir 150MW de puissance disponible. Il tient compte du fait qu'une turbine peut être en panne ou arrêtée pour entretien. Enfin, une centrale de production doit être construite entre une source d'énergie primaire (exemple : une grosse canalisation de gaz naturel) et un poste de répartition RTE pour pouvoir évacuer la puissance électrique produite. De plus, si la centrale de production fonctionne avec une turbine à vapeur, il doit y avoir une source froide sur le site (fleuve ou mer).

Une entreprise peut s'équiper avec des groupes électrogènes de secours, mais l'investissement initial est important, et elle doit les maintenir en bon état. De plus, si le process de l'entreprise est source de pics de courant, il lui sera difficile de tenir la tension. La tension fournie par un groupe isolé est beaucoup moins stable que celle délivrée par un réseau, qui bénéficie d'un foisonnement des productions.

Energies renouvelables

Depuis mi-mars, les entreprises qui posent des panneaux photovoltaïques doivent fournir un consuel²⁶ (attestation de conformité) à ERDF pour que l'installation soit raccordée au réseau, et donc pour commencer à produire. Le Consuel garantit la bonne réalisation des installations électriques. Avant de raccorder un nouveau client, ce dernier doit avoir payé son branchement, avoir souscrit un contrat de fourniture ou d'achat d'électricité et fournir le consuel (document original). ERDF a enregistré une très forte augmentation des demandes de raccordement de producteurs photovoltaïques, ce qui a augmenté le délai de réponse aux dossiers (Nombre cumulé de demandes reçues par ERDF national fin 2009 : 55000).

Le boîtier « Linky »

Le boîtier Linky²⁷ est un nouveau compteur électrique communicant. Il préfigure la gestion des futurs réseaux dits « intelligents » (smartgrid). Les compteurs actuels mesurent uniquement la consommation électrique et nécessitent l'intervention de techniciens en cas de changement de puissance ou d'option tarifaire. Le compteur Linky est capable de recevoir des ordres pour actualiser automatiquement ces caractéristiques et d'envoyer des informations au gestionnaire de réseau. Il permettra de relever à distance la consommation et la production d'électricité, d'intervenir à distance pour détecter les sources de pannes accidentelles, et de développer la maîtrise des consommations. Actuellement, ERDF expérimente Linky dans la région de Lyon et de Tours (début de l'expérimentation). Le déploiement national est prévu dans les 5 ans qui suivront la fin de l'expérimentation.

En savoir plus :

Site de ERDF : <http://www.erdfdistribution.fr/>

²⁶ <http://www.consuel.com/>

²⁷ <http://www.erdfdistribution.fr/Linky>

Synthèse n°5

Pays de Saint-Brieuc – Opération Vir'volt, le 28 avril 2010

Contacts : Roger Rouillé, Vice-Président du Pays de Saint-Brieuc, et Sébastien Fassy, Chargé de mission du Pays de Saint-Brieuc, s.fassy@pays-de-saintbrieuc.org, 02 96 58 62 26

Le Pays de Saint-Brieuc compte 192 000 habitants. Il représente 40% de l'activité économique du département. Le bilan énergétique du Pays de Saint-Brieuc montre que l'électricité représente 35% de la consommation d'énergie du territoire. Le mode de chauffage dans le résidentiel est électrique à 31%, et sa part dans les logements neufs (après 1990) s'élève même à 50%. Tandis qu'en France la consommation électrique progresse de 1,4% tous les ans, en Bretagne elle augmente de 2,9% et cette progression monte à 3,1% dans le Pays de Saint-Brieuc.

La politique « ENERGIE » du Pays de Saint-Brieuc se découpe en trois axes : les économies d'énergie (opération Vir'volt), les énergies renouvelables et l'organisation du territoire en matière d'énergie.

L'Opération Vir'volt

▪ Présentation

L'opération Vir'Volt est une opération pilote de Maîtrise de la Demande d'Electricité (MDE) sur le Pays de Saint-Brieuc. Le Syndicat Mixte du Pays de Saint Brieuc en est le maître d'ouvrage. Le territoire a été choisi par l'Etat, la Région et l'ADEME pour mener une expérimentation sur 5 ans de par ses contraintes en terme de desserte (pas de bouclage de ligne 400kV en Nord Bretagne), de manque de moyens de production d'électricité, de consommation électrique importante, et de par la forte volonté affichée par les élus politiques pour travailler sur les économies d'Energie. A l'heure actuelle, l'opération est encore dans la phase test de deux ans (2008-2010). Son but est de démontrer que faire des économies est possible. Ce ne sera peut-être pas suffisant pour assurer la sécurité de l'approvisionnement sur le territoire, mais cela reste la première chose à faire.

▪ Objectifs

- diminuer la demande en pointe de 10%, soit **20 MW**
- réduire les consommations de 6%, soit **78 GWh par an**

▪ Actions menées et premiers résultats

Soixante-dix actions sont pilotées sur une quinzaine de cibles variées. Chaque action est évaluée et donne lieu à une fiche projet qui résume les impacts mesurés (puissances et consommations), les investissements nécessaires, les aides perçues ou pouvant l'être, et qui met en évidence les leviers et les difficultés rencontrés.

Par exemple, à Lamballe, un travail sur l'éclairage public a permis une économie sur la consommation d'électricité de 16,5% (375 000 kWh/an) soit environ 15 000 € et 70 tonnes de CO₂ évités.

Quelle que soit l'opération, il y a nécessité d'accompagner, de communiquer auprès des habitants et des acteurs du territoire pour qu'ils adoptent un comportement citoyen. Il faut de la pédagogie, un accompagnement à l'idée d'économiser de l'énergie

Un appel à projet pour des solutions d'optimisation de la consommation électrique, auquel ont répondu EDF et Voltalis, a été lancé fin 2009 par le Pays de Saint-Brieuc. Ces boîtiers, installés chez les particuliers, coupent les convecteurs électriques pendant un laps de temps assez court (environ 25 à 30 minutes) lorsque RTE en fait la demande auprès des opérateurs notamment pendant les périodes de pointe. Une expérimentation a été menée sur l'hiver 2009-2010. Les résultats définitifs seront connus courant mai 2010.

- **Potentialités d'économies : exemples de calculs**

Calcul 1 : Boîtiers intelligents

2 convecteurs de 1kW coupés par foyer, 25 000 logements en résidence principale équipés de chauffage électrique dans le Pays de Saint-Brieuc : $2 \times 25000 = 50000 \text{ kW} = \mathbf{50 \text{ MW}}$

Calcul 2 : Ampoules basse consommation

remplacement d'une ampoule de 100W par une lampe basse consommation de 20W, 80 000 logements en résidence principale sur le pays de Saint-Brieuc: $80 \times 80000 = \mathbf{6 \text{ MW}}$

Chez les industriels et PME, il y a un énorme gisement d'économies de puissance qui permettraient de diminuer notablement la facture énergétique des industriels et PME costarmoricaines.

D'autres axes de travail sur le Pays de Saint-Brieuc

- **L'organisation du territoire en matière d'énergie**

Une ALE (Agence Locale de l'Energie) est en train d'être mise en place sur le Pays de Saint-Brieuc (juin 2010). Elle a pour but d'informer le grand public (Espace Info energie), de mettre à disposition un service d'expertise en économie d'énergie destiné aux collectivités (Conseil en Energie Partagé), et développe une ingénierie pour les actions collectives.

- **La production d'énergies nouvelles**

Le Pays de Saint-Brieuc prévoit une puissance installée de 90 MW d'éolien terrestre entre les parcs existants, les projets en cours et le potentiel des ZDE (Zones de Développement Eolien) définies.

Pour Roger Rouillé, vice-président du Pays de Saint-Brieuc, le système de production centralisé a atteint ses limites : même avec les grosses centrales et de grosse lignes, on n'arrive plus à desservir la Bretagne. En outre, si on n'y prend pas garde, le tissu économique, basé notamment sur l'agriculture et les industries agroalimentaires, va au devant de grosses difficultés. Les élus politiques doivent être moteurs, au travers de la mise en place de partenariats, pour travailler sur des ressources de substitution liées à des productions d'énergies nouvelles, pour les éleveurs voire les entreprises. Le solaire, l'éolien individuel, les petits projets de biomasse, la cogénération, la microgénération, la méthanisation... font partie de ces solutions. Plus on sera capable de produire l'énergie là où elle est consommée, mieux ce sera. Par ailleurs, les moyens de production locaux devront être associés à des systèmes performants de gestion d'énergie ou de réseaux intelligents pour notamment anticiper de nouveaux besoins (ex : voiture électrique). De fait, tout ce qui permet de contribuer à la sécurisation de l'approvisionnement est positif. Il ne s'agit pas d'opposer les moyens de production d'énergie entre eux mais de constituer un bouquet de solutions de production d'énergie en n'oubliant pas que la priorité des priorités, c'est d'abord d'économiser l'énergie, tout en permettant de limiter les pointes en hiver.

En savoir plus :

Site du Pays de Saint-Brieuc : <http://www.pays-de-saintbrieuc.org/>

Synthèse n°6

POWEO, le 28 avril 2010

Contact : Grégoire Durand, Chef de projet éolien en mer, gregoire.durand@poweo.com,
tél : 02 99 30 90 67

POWEO est une entreprise française de 300 collaborateurs qui vend et produit de l'électricité (506 MW en fonctionnement, 3000 MW en développement). L'activité de POWEO en Côtes d'Armor est orientée vers les énergies renouvelables, et plus particulièrement l'éolien. L'entreprise porte notamment un projet d'éolien en mer au large de la Baie de Saint-Brieuc de 200 MW, soit 20% de la consommation du département.

Rappel de la problématique « risque pointe »

En Bretagne, la problématique concerne toute la chaîne, de la demande, en forte augmentation du fait de l'attractivité du territoire, à l'offre, très faible, en passant par le réseau, avec un secteur « en bout de ligne », ne bénéficiant pas d'un bouclage de la ligne 400kV. Le problème de l'extrême pointe est un cumul de ces trois facteurs. Il faut donc travailler sur l'ensemble de la chaîne, et par conséquent sur plusieurs solutions.

Les solutions

- **Solutions énergies fossiles**
- **Solutions énergies renouvelables : détail pour l'éolien**

Eolien terrestre :

Une idée répandue consiste à considérer l'éolien comme une énergie intermittente qu'on ne sait pas gérer et qui vient « embêter » le réseau. Or, depuis 2009, l'outil IPES de RTE permet d'anticiper la production éolienne à l'avance. Par ailleurs, l'éolien se substitue en partie à la production de base. Des projections en 2020 montrent que lorsque l'éolien tourne, il n'y a plus de fragilité du réseau d'électricité.

Le coût de l'éolien est un peu plus cher que le gaz et moins cher que le nucléaire si on considère un fonctionnement uniquement 2000 à 3000 h / an : 80€ du MWh. Mais c'est subventionné via le tarif de rachat. Ce sont les foyers qui contribuent via la ligne CSPE sur la facture EDF, à hauteur d'environ 0,30 € par an.

Eolien en mer :

En ce qui concerne l'éolien en mer, seules deux zones ont été définies en Bretagne par la planification nationale pour implanter des éoliennes offshore : Saint-Brieuc et Saint-Malo. Si les éoliennes étaient installées sur les deux sites (500 MW environ), cela représenterait la moitié de la consommation actuelle du département (3722 GWh en 2007).

Les éoliennes en mer fonctionnent 75% de temps en plus que les éoliennes terrestres, soit un fonctionnement d'environ 3500h/an. L'installation de 200MW en Baie de Saint-Brieuc représenterait donc 700 GWh soit 20% de la consommation actuelle du département.

Les mesures en cours ont montré qu'il n'existait pas de corrélation entre les périodes de forte pointe à Saint-Brieuc et l'absence de vent. Statistiquement, en période de pointe ecowatt, une centrale éolienne aurait produit à pleine puissance, soit 200 MW, pendant 25% du temps (Annexe 2). Les éoliennes offshore peuvent donc participer à la diminution du risque en pointe.

Enfin, des équipements spécifiques seront mis en place pour contribuer au maintien de la tension lors des fortes demandes et participer au maintien du plan de fréquence en cas de défaut sur le réseau.

Le projet en Baie de Saint-Brieuc a actuellement pris du retard (au moins un an) à cause du changement de position de l'Etat fin 2009. Aujourd'hui, au lieu d'instruire les demandes des porteurs de projets, des zones ont été définies et un appel d'offre a été lancé. Les subventions via le tarif d'achat, qui jusque là n'étaient pas suffisantes pour que les projets se réalisent devraient être revues à la hausse.

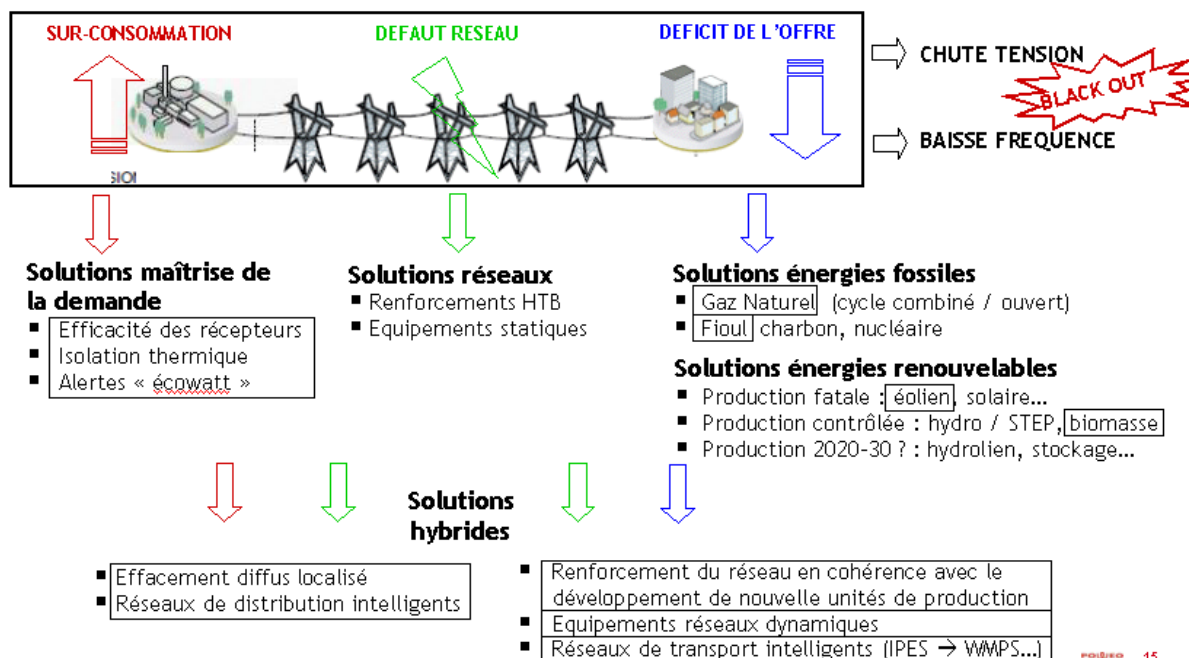
Le retour d'un tel projet pour le territoire n'est pas négligeable puisqu'il s'agit pour POWEO de payer 2,5 millions d'euros de taxe dont 50% vont aux collectivités littorales et 50% à la pêche et à la plaisance via le conseil général. Ce sont également des retombées positives en termes d'emplois puisque ce sont 250 emplois mobilisés localement pendant trois ans, puis 35 emplois pendant les 20 ans d'exploitation. 60 à 65% de la sous-traitance iraient aux entreprises bretonnes, soit 400 millions d'euros sur un projet de 600 millions d'euros.

Le projet a fait l'objet d'une concertation entre les différents acteurs et l'emplacement des éoliennes est pensé de manière à maintenir les zones de pêche, plutôt que de geler certaines zones totalement.

- **Solutions énergies renouvelables**
- **Solutions réseaux**

Proposition d'un « mix énergétique »

La solution d'une centrale au gaz comme proposée par RTE est la moins coûteuse, mais elle est également la solution la moins créative et la moins créatrice d'emplois. POWEO propose une solution de « mix énergétique », dans laquelle il faudrait trouver le bon poids pour chacune des solutions exposées.



En savoir plus :

Site de POWEO : <http://www.poweo.com/>

Synthèse n°7

Investir en Finistère (IEN29), le 5 mai 2010

Contact : Françoise Lelann, Directrice d'Investir en Finistère, ien29.lelann@wanadoo.fr,
tél: 02 98 33 97 72

Présentation d'Investir en Finistère

Investir en Finistère est une association loi 1901 créée en 2001 par les trois Chambres de Commerce et d'Industrie du Finistère, la Caisse Régionale du Crédit Agricole et le Crédit Mutuel de Bretagne. Elle compte une trentaine d'entreprises adhérentes qui représentent environ 40 000 emplois dans le département. L'association est financée exclusivement par ses adhérents et membres fondateurs. IEN29 a une mission classique de développement économique et une action de lobbying pour donner au territoire des facteurs clés de compétitivité. L'association travaille sur quatre thématiques : la desserte TGV, la desserte haut débit et très haut débit, la desserte énergétique et le traitement des déchets industriels. Ce sont les entreprises adhérentes qui remontent ces problématiques, étayées par des cas concrets.

La démarche vis à vis de la desserte énergétique du territoire

▪ **A l'origine, des constats des entreprises**

Dans le cas de l'approvisionnement en énergie électrique, ce sont le coût des groupes électrogènes, les difficultés de certaines entreprises à faire assurer certains matériels coûteux sensibles aux baisses de tension et la crainte de payer, un jour, l'électricité en fonction de sa distance de transport, à l'image de l'écotaxe poids lourds, qui ont fait émerger le sujet. Des constats plus généraux sont venus compléter les remontées des entreprises sur la problématique de l'approvisionnement électrique : la demande, en croissance constante, la fin de vie des turbines de Dirinon et Brennilis, voire même des tranches fioul de Cordemais à l'horizon 2015, le problème de la maintenance des centrales qui nous approvisionnent en électricité, qui n'ont plus la même fiabilité.

▪ **Un double objectif**

L'objectif de la démarche engagée a alors été de trouver une (ou des) solutions industrielles qui soi(en)t pérenne(s), réaliste(s) et crédible(s) à moyen terme (5 ans) permettant de réduire significativement les besoins de pointe de consommation et d'augmenter l'indépendance énergétique de la Bretagne de 20% pour atteindre un tiers d'autonomie énergétique en 2020.

▪ **Méthodologie**

L'association a fait appel à un bureau d'étude, après avoir défini avec le groupe de travail un cahier des charges reprenant les deux objectifs fixés. Le cabinet Zelya Energy a alors produit plusieurs rapports, téléchargeables sur le site IEN29 qui ont fait l'objet d'échanges. La sélection des modes de production satisfaisant les objectifs fixés au départ s'est basée sur quatre facteurs.

- la disponibilité de la ressource,
- la suffisance de la capacité d'une tranche (un moyen de production qui puisse avoir la capacité suffisante en MW installé pour répondre aux objectifs fixés),
- la possibilité de mise en œuvre à l'horizon 2015
- la flexibilité du moyen de production (réponse à la problématique pointe).

La solution d'Investir en Finistère : une centrale CCG

En procédant par élimination, le groupe de travail a retenu la solution d'une centrale thermique à cycle combiné au gaz (CCG), seul moyen de production qui satisfait simultanément les 4 critères ci-dessus.

Afin de dimensionner au mieux la centrale au vu des objectifs fixés, des scénarios ont été réalisés par le bureau d'étude. L'hypothèse retenue pour l'augmentation des consommations électriques annuelles est de +1,5% jusqu'en 2025. C'est une hypothèse optimiste qui a fait débat au sein du groupe de travail dans la mesure où l'arrivée de la voiture électrique et les taxes sur le fuel vont entraîner un report sur l'électricité encore plus important. Un dimensionnement de 800 MW a été proposé (2 tranches de 400MW). L'avantage de cette solution est qu'il est possible dans un premier temps de ne mettre en œuvre qu'une tranche de 400 MW, ce qui permet de voir comment évoluent les consommations et les nouvelles productions comme l'éolien offshore avant de mettre en place une deuxième tranche. Un autre argument en faveur d'une centrale sur le territoire est la perte en ligne. Les pertes sur le réseau électrique sont de 1% tous les 50 km. Dans ces conditions, le rendement est bien meilleur lorsque l'électricité est produite à proximité du lieu où elle est consommée.

Une centrale nucléaire pourrait également satisfaire aux critères, mais cette solution n'a pas été retenue en raison de l'historique de Plogoff et des freins socio-culturels.

Accueil de la proposition et poursuite de la démarche

Les conclusions de l'étude ont été présentées lors de l'Assemblée Générale de l'association en juin 2009. Des échanges ont abouti au remaniement de la synthèse qui proposera non plus une solution finistérienne mais une réponse à la problématique régionale.

L'accueil de la proposition d'IEN29 a été jusqu'à présent plutôt favorable auprès des élus de la région, sondés avant les élections régionales. Le projet entre actuellement dans sa deuxième phase, une phase de concertation et de dialogue pour faire accepter le projet auprès des politiques.

La position d'IEN29 par rapport au projet de Ploufragan

Le projet de centrale combiné gaz dans le Finistère n'est pas un projet concurrent de la Centrale de Ploufragan. D'abord, parce que leurs objectifs ne sont pas les mêmes. Dans le cas de Ploufragan, il s'agit uniquement de répondre à une problématique pointe alors que le projet finistérien répond également à une problématique d'autonomie énergétique. Ensuite, les deux peuvent coexister dans la mesure où dans la Programmation Pluriannuelle des Investissements, un besoin de moyens de production de 1300MW à l'Ouest d'une ligne Saint-Brieuc/ Lorient a été identifié.

IEN29 ne s'oppose pas au projet de Ploufragan, mais l'association ne le défend pas non plus. En effet, pour IEN29, le projet tel qu'il a été présenté n'est pas une solution rentable économiquement et ne met pas en œuvre les meilleures technologies disponibles sur le plan environnemental.

En savoir plus :

Site d'Investir en Finistère : <http://www.investirenfinistere.org/>

Synthèse n°8

Nass & Wind, le 5 mai 2010

Contact : Jacques BARREAU, Directeur de développement zone Bretagne Nord-Cotentin, jacques.barreau@nass-et-wind.com, tél. : 02 97 37 56 06

Présentation du groupe Nass&Wind

Fondé dans le Morbihan en 2001, le groupe Nass&Wind développe des projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (éolien offshore, photovoltaïque, biomasse/méthanisation), depuis l'étude de sites potentiels jusqu'à l'exploitation, en passant par le financement et la construction de centrales électriques. Après avoir investi dans le développement de parcs éoliens terrestres (1 éolienne sur 5 en Bretagne), le groupe Nass&Wind envisage d'investir près de 20 millions d'euros dans le développement de parcs éoliens offshore, comme celui du Grand Léjon en Baie de Saint-Brieuc.

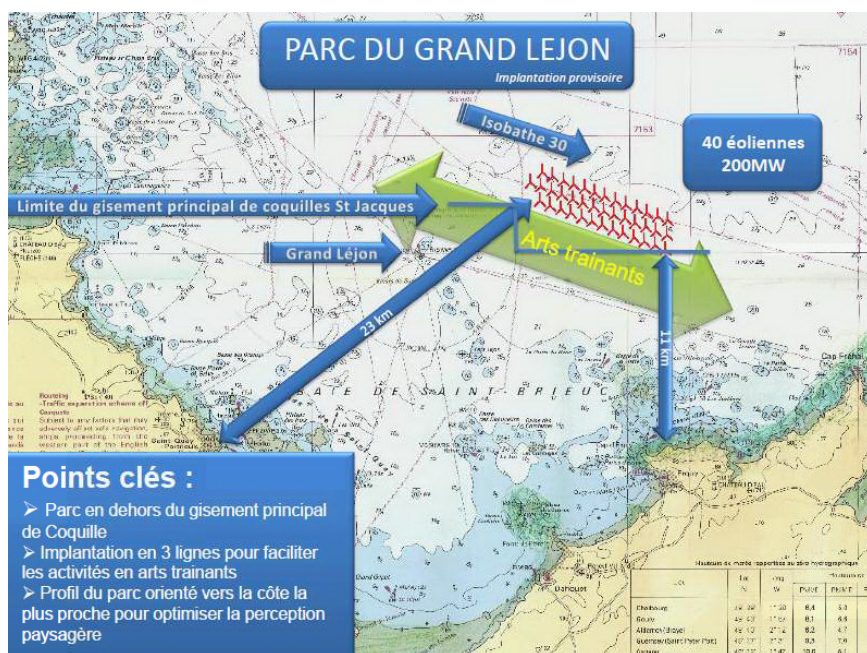
L'éolien offshore « fixe » : caractéristiques

Les éoliennes offshore produisent entre 40 et 45% du temps contre 25% pour les éoliennes terrestres. Pour des raisons de faisabilité économiques, leur installation se limite à ce jour à une profondeur de 40m. La hauteur des fondations (50m environ) prend en compte la hauteur à marée basse, le marnage, la vague cinquantennale et une marge de sécurité. Plus la profondeur d'eau est élevée, plus la base est importante, et plus son coût est élevé. Pour des éoliennes de 5MW le diamètre des pales est de 130 à 140m pour une tour de 6m de large (la base des fondations en faisant environ 30). L'espacement entre ces éoliennes est de 750mx1200m. Une éolienne hors fondation pèse 800t. Le choix du port de construction se base donc sur des critères de résistance au sol et de surface (13ha nécessaires). Un port de commerce standard a en général une résistance à quai de 8t/m². A Brest, un port de construction dimensionné pour supporter la charge pourrait être construit. Pour installer 40 éoliennes, il faut deux ans. Pour le raccordement, il y a un parcours de 30km, ce qui reste une distance faible pour une ligne haute tension de 225kV. Un transformateur en mer monte la tension pour l'injecter à 225kV sur le réseau. Les éoliennes sont prévues pour fonctionner sur une durée de 20 ans.

Le projet de « Parc du Grand Léjon » : 200 MW, 40 éoliennes

▪ Choix de la baie de Saint-Brieuc

N&W Offshore a réalisé des études du milieu physique (caractérisation du fond marin, étude de l'état de mer sur zone, analyse de l'aérodologie du site) qui permettent de cerner les solutions techniques et l'investissement global. Ainsi, la baie de Saint-Brieuc bénéficie d'une profondeur d'eau relativement faible qui facilite la fixation des éoliennes sur le fond, tout en restant éloigné des côtes. Les infrastructures de la baie faciliteront les futures opérations de maintenance et d'exploitation du parc. Un choix technico-économique sera fait entre le port d'Erquy, à 11 km mais qui est parfois à sec à marée basse (mais possibilité d'utiliser un hélicoptère pour accéder en urgence aux éoliennes) et Saint Quay, un peu plus loin (23km) mais qui est un port en eau profonde.



La zone d'étude s'est volontairement portée sur un secteur situé en périphérie du gisement principal de coquilles Saint Jacques et en évitant les zones fortement pêchées en arts trainants, non autorisés au sein du parc en raison du risque qu'un chalut accroche un câble. La zone Nord Est du Grand Léjon est suffisamment éloignée des côtes pour que la visibilité du parc soit réduite.

Cet éloignement induit un effort économique de N&W, mais rend le projet plus acceptable.

L'investissement est estimé à 700 millions d'euros dont la moitié est dépensée au niveau régional : fondation (20-30%), raccordement (5-25%), installations et gestion de projet (15-25%). Les machines représentent quant à elles 40 à 55% de l'investissement. Nass&Wind cherche à développer l'investissement local. Par exemple, les collectivités pourraient rentrer dans le capital du parc. Dans le cadre du développement de ses projets, N&W cherche également à maximiser les interactions avec les entreprises locales. Par exemple, des réflexions sont menées pour produire régionalement les tours d'éoliennes, les opérations de dragage en mer, l'utilisation de matériaux en provenance de carrières locales, de la fabrication des rampes d'accès aux éoliennes et même de la construction des navires d'intervention pour l'exploitation du parc.

N&W vise l'obtention de la concession en 2011, une construction du parc en 2013 et une mise en service en 2015.

L'éolien offshore « flottant » : le projet WINFLO

Nass&Wind Industrie pilote en partenariat avec d'importants industriels français (DCNS et SAIPEM), un bureau d'études (In Vivo Environnement) et des instituts spécialisés (IFREMER et ENSIETA), le projet Winflo (Wind turbine with innovative design for floating lightweight offshore). Ce projet a pour objectif de concevoir et développer un système innovant et complet d'éolienne offshore flottante, dont la mise en production et la commercialisation pourraient déboucher sur la création de 1000 emplois directs et 5000 emplois indirects en Bretagne.

Le projet a obtenu le label du Pôle Mer Bretagne. En 2009-2010, une étude d'impact sera réalisée. N&W prévoit l'obtention début 2012 de la concession pour le démonstrateur et potentiellement pour un parc entier vers 2016. C'est un produit à vocation mondiale dont les potentialités sont importantes dans la mesure où les parcs peuvent être plus vastes en eau plus profonde.

En savoir plus :

Site de Nass&Wind : <http://www.nass-et-wind.com/>

Synthèse n°9

Côtes d'Armor Nature Environnement, le 18 mai 2010

Contact : Thierry Dereux, Président, cotesdarmorENV@free.fr, tél : 02 96 62 06 40

Côtes d'Armor Nature Environnement (CANE) est la fédération départementale des associations de défense de l'environnement des Côtes d'Armor. Elle regroupe plus d'une quarantaine d'associations. Indépendante de tout mouvement politique, la fédération est agréée par le Ministère de l'Environnement depuis 1976 au niveau départemental.

Le positionnement de l'association dans la lutte contre le projet d'implantation d'une centrale thermique gaz/fioul à Ploufragan

Nous sommes dans une période où l'homme a compris qu'à moyen terme, les ressources fossiles (pétrole, gaz, uranium) ont une fin. Dans les années 70, on les pensait infinies. Maintenant que la prise de conscience est là, toutes nos actions doivent aller dans le sens d'une réduction du CO₂ pour respecter le Grenelle de l'Environnement et l'engagement des 3 x 20 (-20% de CO₂, -20% de consommation d'énergie et +20% d'énergies renouvelables pour 2020). CANE ne prône pas un modèle de décroissance mais la création de nouveaux emplois via cette démarche, emplois qui se chiffrent par milliers.

▪ **Historique**

En février 2006, RTE lance un appel d'offres pour la construction, dans la région de Saint-Brieuc, d'une unité de production d'électricité d'une puissance d'au moins 120 MW, capable de fournir de l'électricité de 100 à 400 heures par an et de démarrer en 14 minutes. En décembre, c'est le projet de GDF qui est retenu : 4 turbines à combustion (gaz et fuel) d'une puissance de 232 MW, fonctionnant de 3 000 à 4 000 h/an. En février 2007 le CURC 22 (Collectif Urgence Réchauffement Climatique) est créé pour dénoncer ce projet et promouvoir une démarche énergétique alternative. La mobilisation du monde associatif autour de ce dossier a permis d'initier la discussion, d'enclencher le débat au-delà des sphères décisionnelles et de pousser la réflexion.

▪ **Les raisons de l'opposition**

Le dimensionnement de la centrale : le projet GDF constitue une conséquence regrettable de la dérégulation de l'énergie. Pendant l'enquête publique, GDF a répété qu'il n'était plus possible, pour des questions de rentabilité d'envisager des centrales fonctionnant quelques dizaines d'heures par an. Pourtant, en 2008, était inaugurée à Vitry-sur-Seine une centrale EDF au fuel de 125 MW, destinée à fonctionner en période de pointe.

Rendement : l'analyse technique du projet a mis en évidence un rendement très médiocre de ces turbines à cycle ouvert (de 35 à 40 %). Il s'agirait du seul cas en Europe de pareilles turbines à gaz fonctionnant aussi longtemps, c'est-à-dire au-delà des périodes de pointe.

Coût pour la collectivité : l'investissement de GDF est très limité par rapport aux autres solutions, mais dans le même temps son coût de fonctionnement est très sensible aux coûts des combustibles. Par ailleurs, la centrale de Ploufragan serait la première de cette importance à être implantée à grande distance d'un terminal méthanier. Si le coût de la centrale est évalué à 100 M€, le renforcement du réseau coûterait aux consommateurs jusqu'à 87 M€.

Création d'emplois : les scénarios fondés sur les énergies renouvelables pourraient pourvoir 5 à 10 fois plus d'emplois que le projet de Gaz de France.

Consommation d'énergie non renouvelables (gaz/fioul) : le projet GDF serait en contradiction avec les objectifs affichés par l'Etat ainsi que la Région Bretagne pour le développement des énergies renouvelables au titre de la lutte contre le réchauffement climatique. L'augmentation des importations de gaz naturel impacte à la fois la balance commerciale et la sécurité d'approvisionnement en énergie. Enfin la pression sur les prix des combustibles d'une part, les capacités limitées du réseau de transport de gaz naturel d'autre part, notamment lors des consommations de pointe, font du projet GDF une option incertaine à moyen terme.

Pollution de l'air et émissions de CO₂ : selon le protocole national d'allocation des quotas d'émissions de CO₂, la centrale émettrait à elle seule plus de CO₂ que la totalité des établissements industriels bretons soumis à déclaration pour leurs émissions. Elle serait également de loin l'établissement le plus émetteur d'oxydes d'azote.

Ressource en eau : pour 4 000 heures de fonctionnement, la consommation serait de 250 000 m³ d'eau potable. A titre de comparaison: la totalité des industries de ce bassin versant ont consommé 700 000 m³ d'eau potable en 2001.

Implantation du projet : elle est en contradiction avec le PLU de Ploufragan et le SCOT du Pays de Saint-Brieuc (zones humide). En outre, la centrale se trouverait à l'intérieur du périmètre de 900 m du site de la Société Pétrolière de Dépôt, classé Seveso à haut risque.

Les solutions préconisées par l'association

- **En terme de MDE : c'est la première action à entreprendre**
- **En terme de production : scénarios alternatifs proposés par Horizons**

Un cycle combiné à gaz : les turbines à combustion sont combinées à un cycle vapeur, ce qui permet d'obtenir un rendement très supérieur à celui du projet, de type cycle ouvert.

Une centrale hybride off shore : les turbines à combustion sont couplées à une ferme éolienne offshore, ce qui permet à la fois de disposer d'une production éolienne importante et de pouvoir recourir aux turbines à combustion à la demande. Elles peuvent ainsi fonctionner quelques centaines d'heures par an sans impacter la rentabilité de l'opération.

Une centrale combinée biomasse : à l'image du projet soumis à RTE par Electricité de Marseille, les turbines à combustion sont associées à un cycle vapeur pouvant être alimenté par une grande variété de combustibles.

Plus généralement, les associations proposent l'utilisation et le développement de ressources renouvelables : éoliennes, bois, méthanisation, photovoltaïque (doc du cabinet Horizon). L'utilisation du bois, notamment permettrait une meilleure gestion des forêts.

- **En terme de réseau**

Bien que le renforcement du réseau constitue une solution évidente (doublement de la ligne 400 kV Domloup-Plaine Haute) et indispensable à long terme, celle-ci n'a pas été retenue par RTE : l'opération, onéreuse, sécuriserait pourtant le réseau pour plus de quarante ans. Par ailleurs, les limites du réseau électrique actuel ne permettent pas de cumuler la production prévue par GDF avec l'ensemble du potentiel de production renouvelable, ce qui revient à mettre ces projets en concurrence au regard des contraintes de raccordement.

En savoir plus :

Site de Côtes d'Armor Nature Environnement : <http://www.cotesdarmorenv.org/>

Site du CURC 22 sur la Centrale de Ploufragan : <http://www.centrale-ploufragan.org/>

Synthèse n°10

EDF, le 18 mai 2010

Contact : Vincent Denby-Wilkes, Délégué régional, et Philippe Guillaudeux, Conseiller, philippe.guillaudeux@edf.fr, tél : 02 99 14 34 83

Le Groupe EDF est présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité avec près de 28 millions de comptes clients en France. L'entreprise a deux opérateurs filiales importants qui sont sous tutelle de la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) : RTE et ERDF.

Le programme ENBRIN

Les élus régionaux via le B15 et l'Etat via la PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements) se sont exprimés sur les priorités en matière d'alimentation électrique de la Bretagne. Parmi les réponses des opérateurs énergétiques à ces priorités, celle d'EDF est le programme ENBRIN (Energie Bretagne INnovation). Bâti à l'horizon 2015, il prend en compte les échéances des outils de production qui desservent la Bretagne : Dirinon, Brennilis et la centrale de Cordemais. Il se découpe en cinq axes et a pour but de contribuer aux objectifs suivants : réduction des émissions de CO₂, dynamisme de l'économie locale, économies d'énergie, réduction de l'appel de puissance en pointe. L'ambition du programme ENBRIN pour 2015 est d'atteindre une maîtrise de la demande d'électricité de 30 à 40 MW/an, de mettre en place 50 à 100 MW d'énergies renouvelables, d'avoir 480 MW de production d'hyper pointe fiabilisée, et d'atteindre 4000 t de CO₂ évitées par an.

Maîtrise de la demande en électricité : « Une Bretagne d'avance » (ENBRIN- Axe 1)

Une expérimentation, baptisée « Une Bretagne d'Avance », a été menée cet hiver en Bretagne par EDF et Edélia, sa filiale de télé services énergétiques. Cette expérimentation est destinée à tester des boîtiers communicants permettant de télé piloter les équipements de chauffage électrique et de production d'eau chaude. Elle s'adresse aux clients d'EDF en maison individuelle chauffée à l'électricité dont l'installation est conforme aux normes électriques en vigueur. EDF a enregistré 1500 candidatures et en a retenu environ 1000, le reste ne répondant pas aux critères d'éligibilité. L'expérimentation s'est déroulée de février à fin mars 2010 sur un nombre de clients croissant au fur et à mesure du déploiement des installations. Les résultats de l'expérience sont en cours d'analyse, mais il est d'ores et déjà possible de constater la faisabilité technique du télé pilotage sans inconfort ressenti par le client. Pour conforter ces premiers résultats et disposer de données permettant une modélisation du comportement d'un parc d'installations, l'expérimentation se poursuivra l'hiver prochain. Il est nécessaire en effet de continuer les études sur les aspects techniques et de préciser un modèle d'affaires, encore inexistant, dans un contexte actuel de trop faible rémunération de la pointe.

Moyens de production en Bretagne

▪ Optimisation de la gestion des moyens de production existants (ENBRIN- Axe 3)

La production d'EDF en 2008, par ses moyens localisés en Bretagne, a représenté 37% de la production totale régionale. Ces moyens de production se répartissent essentiellement entre la production thermique fossile (TAC de Dirinon et Brennilis : 465 MW), la production hydroélectrique (Guerlédan : 15,5 MW; La Rance : 240 MW) et l'éolien (6 MW). Les centrales nucléaires, situées dans le grand ouest, assurent 92% des besoins ; le complément est apporté principalement par la centrale thermique de Cordemais (Loire Atlantique). EDF a réalisé des investissements importants sur ses outils pour assurer la continuité de la production en période difficile. Par exemple, près de 55 millions d'euros ont été investis à Cordemais en 2009 et le même montant sera investi en 2010. La disponibilité et la fiabilité de tous les outils de pointe ont ainsi été assurées durant l'hiver 2009-2010. Mais ce sont de vieux outils, avec des conditions technologiques difficiles et il faut assurer une maintenance lourde pour les maintenir en l'état.

▪ Développement et innovation autour des énergies renouvelables décentralisées et centralisées (ENBRIN- Axe 2): détail du projet des hydroliennes

Les hydroliennes de Paimpol-Bréhat sont un stade de pré filière industrielle. Le choix s'est porté sur une zone avec des courants bons mais pas exceptionnels. Il s'agit de tester la faisabilité d'un parc de 3 ou 4 machines, avec des technologies qui ont passé un premier niveau de test sur des structures plus petites. Les hydroliennes disposent d'un rotor de 12 m de diamètre et un venturi de 16 m. Elles sont posées par 30 à 40 m de fond. Leur conception repose sur un choix multicritère : performance électrique, respect de l'environnement, capacité de maintenance et rusticité du matériel (l'électronique est à terre au lieu d'être à l'intérieur de la machine comme pour d'autres technologies envisagées au départ). L'installation des hydroliennes se fait à partir d'une barge. Une fois lesté l'ensemble pèse 690 t. Le transport est assuré par une barge dédiée d'environ 30 m de longueur et 23 m de large. Il faut des ports avec des capacités particulières en terme de résistance pour assembler les machines. C'est Brest qui a été choisi pour le montage des hydroliennes. Concernant la maintenance les ports locaux sont positionnés ; le choix final n'est pas encore fait. Compte tenu de la procédure administrative (3 ans), la phase d'expérimentation débutera en 2012 pour une durée de plusieurs années. Les hydroliennes n'apporteront pas de contribution significative avant 2020. Leur puissance de 0,5 MW est très inférieure à celle des éoliennes en mer, mais leur avantage réside dans la prédictibilité totale de l'électricité produite. Il y a peu de retour d'expérience sur cette technologie et le site de Paimpol-Bréhat est le premier au monde avec un raccordement au réseau.

▪ La Bretagne, laboratoire de solutions innovantes

La situation électrique de la Bretagne lui permet d'être un « laboratoire » de solutions, d'être porteuse d'une démarche technologique, politique et sociologique positive pour l'avenir. Il faut donc mettre en place une multiplicité de réponses puisque tous les moyens et toutes les solutions seront nécessaires. La difficulté, et l'un des enjeux dans un avenir proche est de faire fonctionner ensemble des outils de production qui fonctionnent de manière très différente. L'électronique et la révolution des modalités de gestion énergétique améliorent quant à elles les performances et la capacité de transit sur le réseau. Or le renforcement de cette capacité de transit sur le réseau est aussi importante que la production d'électricité.

En savoir plus :

Site d'EDF : <http://www.edf.com/le-groupe-edf-3.html>

Synthèse n°11

AEB-Méthafrance, le 21 mai 2010

Contact : Loïc RANNOU, Directeur, tél. : 06 83 85 28 58, loic.rannou@ufab-bio.fr

Présentation de AEB-Méthafrance

AEB (Agriculture Energie Biomasse) est une filiale créée par Le Gouessant en 2007. L'entreprise a trois secteurs d'activités que sont la méthanisation, le photovoltaïque et la biomasse. La première activité, la méthanisation trouve son origine en 2005 dans l'accompagnement du projet d'Alain Guillaume, exploitant à Plélo. De fil en aiguille, cette activité est devenue une filiale dont la mission est d'accompagner les agriculteurs dans leurs démarches. L'activité d'AEB-Méthafrance (7 personnes) est celle d'un bureau d'études et d'un constructeur d'installations de méthanisation à la ferme : étude de faisabilité technico-économique, réalisation du dossier Installations Classées, réalisation des plans, appel d'offre, construction de l'unité de méthanisation et suivi de chantier, suivi technique et biologique. AEB défend la mise en place de ce type d'installations chez les agriculteurs : la matière organique leur appartient et c'est donc à eux d'en retirer le bénéfice.

La méthanisation : caractéristiques

▪ Procédé

La méthanisation est un procédé de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène. Les déjections animales, les cultures énergétiques, les résidus de cultures, les déchets des industries agro-alimentaires ou des collectivités peuvent être utilisés comme substrat. La dégradation de la matière organique a lieu grâce à l'action de différentes bactéries et conduit à une production de biogaz constitué à 60% méthane et 40% de CO₂. Le contenu en méthane du biogaz dépend du substrat utilisé au départ et de son taux de matière sèche. Le méthane sert de combustible carburant au cogénérateur. Ce groupe de cogénération produit de l'électricité vendue à EDF et de la chaleur qui peut être valorisée selon les besoins aux abords de l'installation (habitations, bâtiments d'élevage, serres...). Les fosses peuvent être enterrées ou pas. Les pales qui servent à brasser mesurent 1,80 m et font 60 cm de large. Le dimensionnement d'une unité de méthanisation va dépendre des ressources disponibles, de la quantité d'énergie que l'on souhaite produire, de la quantité de chaleur valorisable, de la quantité d'azote épandable.

▪ Technologies et exportation des coproduits

La solution classique du séchage consiste en un sécheur à bande. Cependant, ce procédé nécessite un apport supplémentaire en énergie, la chaleur produite ne suffisant pas. Une technique de séparation de phase avec filtration et évapo-concentration à basse pression nécessite moins de calories et permet de rejeter dans le milieu de l'eau propre et de concentrer le digestat qui est alors plus facilement exportable. Ce produit est vendu au même prix que les engrais minéraux (50 cts€/kg), ce qui permet de payer la filière de transport et de commercialisation. Il n'existe pas encore en France de procédé de ce type. Il devrait apparaître d'ici 1 à 2 ans.

▪ Tarifs de rachat²⁸

Une unité de méthanisation crée un revenu complémentaire et sécurisé pour l'agriculteur. En effet, l'énergie électrique bénéficie d'une obligation de rachat de la part d'EDF avec un contrat d'une durée de 15 ans. La méthanisation permet également à l'agriculteur de diversifier ses activités. Le tarif de rachat est fonction de la puissance de l'installation et du taux de valorisation de l'énergie primaire contenue dans le biogaz (prime à l'efficacité énergétique). Ainsi, pour des installations jusqu'à 150 kW, le tarif de rachat est de 11 cts d'€/kWh. Pour les installations supérieures à 2 MW, le tarif est de 10 cts d'€/kWh. La prime à l'efficacité énergétique vient se rajouter à ce tarif. Si le taux de valorisation qui prend en compte le rendement de cogénération et la chaleur consommée est supérieur à 75%, la prime est maximale : 3 cts d'€/kWh. Si le taux de valorisation est inférieur à 40%, aucune prime n'est attribuée.

Le Grenelle 2 a fait évoluer les règles du jeu en autorisant le raccordement des unités de méthanisation au réseau de distribution du gaz. Les tarifs sont intéressants puisque le gaz est racheté 12,5 cts d'€/kWh. Mais il faut payer une installation d'épuration et de compression du gaz et être proche d'un point d'injection. Il n'y a pas de projet de ce type en Bretagne.

Les projets de méthanisation de AEB en Bretagne

Aujourd'hui, en Bretagne, AEB a 4 projets : celui d'Alain Guillaume à Plélo (22)²⁹, Métha-Breizh à Kergrist-Moëlou (22), Jean-Marc Onno à Moustoir Remungol (56) et un en Ille-et-Vilaine, soit en tout une puissance de 750 kW.

L'installation de Plélo est de 205 kW électrique. Elle permet de traiter 2700 t de lisiers de porcs, 800 t d'ensilage de diverses cultures dérobées et 1000 t de graisses de flottation issues de l'industrie agroalimentaire. La chaleur produite est valorisée dans les bâtiments d'élevage et sert au chauffage de trois maisons d'habitation.

La Chambre d'Agriculture a un projet de méthanisation sur les bassins versants des baies noyées sous les marées vertes : 20 unités de 150 kW feront l'objet d'une subvention à hauteur de 70% des projets. L'appel d'offre sera lancé en juin et les travaux devraient démarrer dans un an.

Le peu de projets en cours s'explique par la durée des dossiers et certains agriculteurs se découragent entre temps : un projet de méthanisation met environ trois ans et demi à voir le jour entre les démarches administratives et la réalisation de l'installation.

Pour AEB, il y a un potentiel de 100 à 500 installations d'ici 5 ans. Pour la gestion de la pointe, la méthanisation est une partie de la solution. Si 300 installations de méthanisation de 150 kW, soit 45 MW sont installés, la production serait de (45*8000) 360 GWh, soit autant que 360 MW de solaires photovoltaïque³⁰ (1000 h de fonctionnement).

En outre la méthanisation créerait de l'emploi puisque de nombreuses compétences existent localement contrairement à d'autres types de production d'énergie : les dossiers se font à Lamballe, la fabrication des moteurs et pièces en inox se fait à Yffiniac, le béton est fait par une entreprise locale, de même pour les travaux électriques. Ce qui vient d'Allemagne, ce sont les agitateurs, les pompes et les bâches. L'entreprise est elle-même en croissance.

En savoir plus :

Site de AEB Méthafrance : <http://www.aeb-energie.fr/aeb-methafrance.php>

²⁸ http://www.aeb-energie.fr/telechargement.php?id_page=0-11-15&force=1&file=Le_tarif_de_rachat_de_l_electricite_d_unite_de_methanisation.pdf

²⁹ http://www.aeb-energie.fr/telechargement.php?id_page=0-11-17&file=SARL_Gazea_Fr_AEB_Methafrance.pdf

³⁰ En considérant des panneaux solaires de 2 kW, il faudrait 180 000 panneaux, soit une surface de plus de 128000 m² pour arriver au même résultat.

Synthèse n°12

La Compagnie du Vent, le 9 juin 2010

Contact : Vincent GUERIN, Chargé d'Affaires Direction Photovoltaïque, tél. : 04 99 52 85 15, vincent.guerin@compagnieduvent.com

Présentation de la Compagnie du Vent (Groupe GDF Suez)

La Compagnie du Vent, filiale du Groupe GDF Suez basée à Montpellier, est spécialisée dans la conception, le développement, la construction, le financement et l'exploitation d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable. La Cie du Vent construit et exploite pour son propre compte des centrales photovoltaïques afin de produire de l'électricité vendue aux distributeurs (ERDF). Son portefeuille de projets est constitué d'environ 50 projets intégrés au bâti et de 20 projets de centrales au sol pour une puissance totale d'environ 300 MWc. L'objectif de La Compagnie du Vent est la construction de 55 MW d'ici 2015 de centrales photovoltaïques en France.

Le solaire photovoltaïque : caractéristiques

- **Principe de fonctionnement : conversion du rayonnement solaire en électricité**

Pour couvrir la totalité des besoins mondiaux en électricité avec le solaire photovoltaïque, une surface de 145 000 km² serait suffisante dans les conditions européennes d'ensoleillement, soit seulement 1,5% de la superficie du continent européen.

Les cellules photovoltaïques sont composées d'un matériau semi-conducteur comme le silicium dans le cas des panneaux solaires utilisés par la Cie du Vent. Lorsque les photons frappent ces cellules, ils transfèrent leur énergie aux électrons du matériau. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, vers une grille collectrice située au-dessus, créant ainsi un courant électrique continu dont l'intensité est fonction de l'ensoleillement. Plusieurs cellules reliées constituent alors ce que l'on appelle un panneau solaire photovoltaïque dont la puissance est exprimée en Watt Crête³¹.

- **Quelques chiffres**

Sur 2 ha, la puissance installée est d'environ 1MWc pour des panneaux en silicium. A titre indicatif, pour des modules en couches minces à base de tellure de cadmium, il faut 3,5ha pour la même puissance, mais ces panneaux captent mieux le rayonnement diffus. Si on compte 1020h d'ensoleillement optimal sur l'année, un projet de 20 ha, soit environ 10 MWc, produit 10 200 000 kWh par an.

Les panneaux solaires en silicium ont une durée de vie de 25 à 30 ans. Ils peuvent être recyclés à 99%, mais les retours d'expériences sont encore peu nombreux au vu du développement récent en France. Une filière européenne de recyclage, PV Cycle est en cours de mise en place.

³¹ Wc : La puissance crête représente la puissance délivrée par le panneau au point de puissance maximum et pour une irradiation solaire de 1000 W/m² avec une cellule à 25°C.

Les centrales photovoltaïques au sol

Afin de limiter l'impact de ces projets sur les activités agricoles et sur le patrimoine naturel, et de prévenir les conflits d'usages, La Compagnie du Vent a développé une stratégie novatrice tournée vers les surfaces à réhabiliter (ancienne carrière, décharge...) ou sur les surfaces inexploitées à vocation industrielle. De nombreuses surfaces inexploitées peuvent ainsi être valorisées par la mise en oeuvre de projets de centrales photovoltaïques au sol.

▪ Technologie utilisée

Les panneaux solaires utilisés pour les centrales au sol sont identiques à ceux utilisés pour les bâtiments. L'implantation en plein champ permet de choisir l'inclinaison idéale pour les panneaux, permettant un gain de 15 à 20% par rapport à une surface horizontale. Mesurant de 2,40 m à 2,70 m, ils bénéficient d'une bonne acceptabilité.

Ils peuvent aussi être montés sur des systèmes de suivi du soleil de telle sorte à optimiser le rayonnement incident sur la surface des capteurs. La production peut ainsi être améliorée de 15 à 30% selon la technologie utilisée. Ces systèmes de suivi du soleil au fil de la journée, appelés également « trackers », ne seront pas utilisés en Bretagne en raison de leur surcoût (15 à 25%) qui occasionne un temps de retour sur investissement trop important au vu de l'ensoleillement en Bretagne.

▪ Temps de développement d'un projet et coût

Compte tenu de l'étude d'impact et des procédures administratives, un parc photovoltaïque peut voir le jour en 2 ans. Les études environnementales préalables à la mise en place des projets coûtent entre 30 000 et 40 000€. L'installation de 10 MW de panneaux photovoltaïques coûte environ 30 millions d'euros. Il y a deux ans, les panneaux solaires représentaient 80% du coût d'un projet contre 50% aujourd'hui. Cette baisse des coûts s'explique par la mise en place d'une filière plus structurée et une offre plus abondante.

▪ Développement en Bretagne

L'électricité produite par les centrales photovoltaïques est rachetée par ERDF. Le tarif de rachat est réglementé. Jusqu'il y a peu, il était le même partout en France (32 cts du kWh), ce qui a eu pour conséquence un fort développement des projets dans les régions les plus ensoleillées et donc les plus rentables. Depuis le 12 janvier 2010, les règles du jeu ont évolué afin de mieux répartir la production. La CRE (Commission de Régulation de l'Energie) a fixé des tarifs de rachat variable en fonction des départements et de leur taux d'ensoleillement afin d'équilibrer financièrement les projets. Ces tarifs font de la Bretagne un territoire attractif pour les projets photovoltaïques et en particulier les Côtes d'Armor, qui avec un tarif de rachat supérieur de 18% à celui pratiqué dans les régions les plus ensoleillées tire son épingle du jeu. Les autres départements bretons ne sont pas moins intéressants : Ille-et-Vilaine (+13%), Morbihan (+11%) et Finistère (+15%). La Cie du Vent recherche donc des terrains à réhabiliter d'au minimum 20 ha d'un seul tenant (si possible), de préférence dans les Côtes d'Armor.

Le développement de ces centrales créera des emplois localement, à la fois durant la phase de construction (une vingtaine d'emplois pendant 6 mois) et durant la phase de maintenance (1 emploi plein temps) pour le contrôle à distance, le remplacement des onduleurs. Cependant, il n'y a pas de filière photovoltaïque en France et les panneaux solaires installés viendront de l'étranger.

En savoir plus :

Site de la Compagnie du Vent : <http://www.compagnieduvent.com>

BIBLIOGRAPHIE

- Ano., 2010. *Une tête de pont pour les énergies marines*. L'usine Nouvelle, n°3176, le 21 Janvier 2010.
- B15, 2009. *Positionnement des collectivités de la Conférence territoriale de Bretagne sur les enjeux de l'approvisionnement électrique régional*.
- CESR, 2009. *Pour une approche concertée des politiques énergétiques en Bretagne*.
- CGDD (Commissariat Général au Développement Durable), 2009. *Les chiffres clés de l'énergie*.
- CG 22 (Conseil Général des Côtes d'Armor), 2009. *Hydroliennes, l'énergie des courants*, magazine du CG 22 n°83, janvier 2010, p.13
- INSEE, 2007. *La population bretonne à l'horizon 2030* (Octant n°108).
- INSEE, 2008. *Une progression de la population toujours soutenue par les migrations* (Octant n° 111).
- INSEE, 2010. *Population en Bretagne au 1er janvier 2007* (Octant Info n° 1).
- IEN 29 (Investir en Finistère), 2009. *La réduction de la dépendance énergétique du Finistère-Rapport intermédiaire*.
- MEEDDAT, 2009. *Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) en matière d'électricité Période 2009-2020*, publiée le 3 juin 2009.
- OEB (Observatoire de l'Energie en Bretagne), 2009. *Les chiffres clés de l'énergie en Bretagne*, édition 2009.
- Pays de Saint-Brieuc, 2009. *Opération Vir'volt*. Dossier de presse de la conférence de presse du mardi 17 novembre.
- Région Bretagne, 2007. *Plan Energie pour la Bretagne*.
- RTE, 2009a. *Bilan prévisionnel 2009*.
- RTE, 2009b. *Le bilan électrique français 2009*.
- RTE, 2010. *Dossier de presse sur l'opération ecowatt*.
- SER (Syndicat des Energies Renouvelables), 2009. *Point sur le développement de l'éolien en mer*, La lettre du SER n°13, novembre 2009, p.2
- UIMM, 2009. *Dossier Les énergies renouvelables*, Fusions magazine n°52, décembre 2009, p.8

Sites Internet consultés :

<http://ouest.france3.fr/>
<http://www.actu-environnement.com/>
<http://www.ademe.fr/>
<http://www.ademe.fr/bretagne/>
<http://www.aeb-energie.fr/aeb-methafrance.php>
<http://www.batiactu.com/>
<http://www.bretagne-energie.fr/>
<http://www.bretagne-environnement.org/>
<http://www.centrale-ploufragan.org/>
<http://www.ciele.org/>
<http://www.compagnieduvent.com>
<http://www.cotesdarmorenv.org/>
<http://www.eco-sapiens.com/>
<http://www.edf.com/le-groupe-edf-3.html>
<http://www.erdfdistribution.fr/>
<http://www.insee.fr/>
<http://www.investirenfinistere.org/>
<http://www.nass-et-wind.com/>
<http://www.nord-nature.org/>
<http://www.ouest-ecowatt.com/>
<http://www.pays-de-saintbrieuc.org/>
<http://www.poweo.com/>
<http://www.rte-france.com/fr/>

Annexe 1 – Carte du réseau de transport d'électricité en Bretagne



Figure 12: Carte du réseau de transport d'électricité en Bretagne (source: <http://www.ouest-ecowatt.com/>)

ANNEXE 2 : Disponibilité de la ressource éolienne en pointe

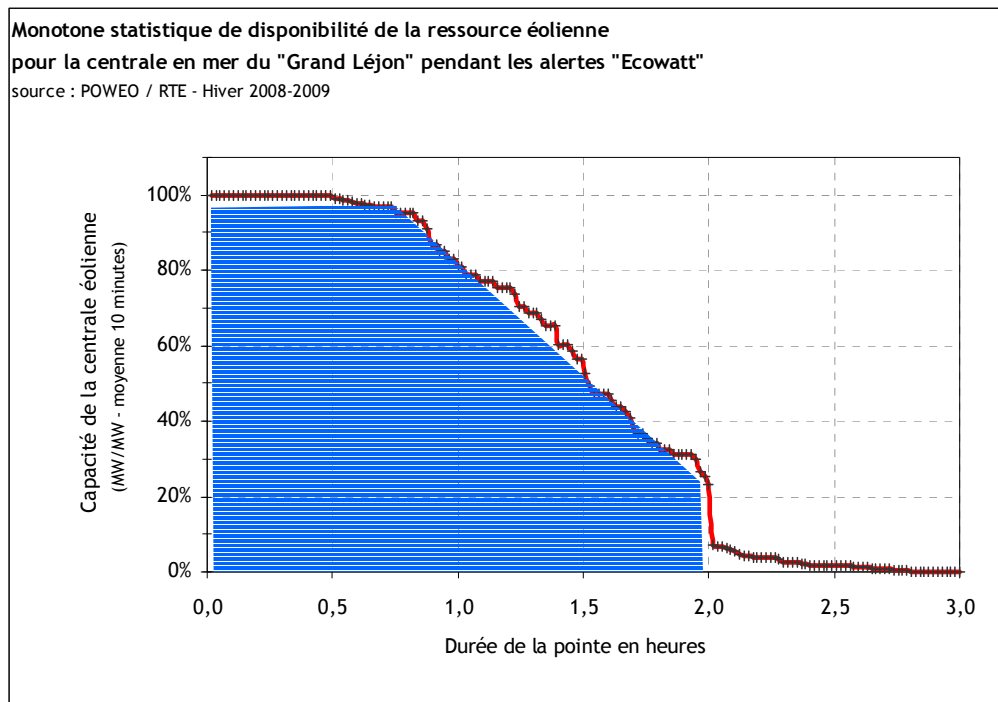


Figure 13: Monotone statistique de la ressource éolienne pour la centrale en mer du Grand Léjon pendant les alertes Ecowatt (Source: Poweo, intervention du 18 avril 2010)

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figures

Figure 1: Scénario probable retenu pour les consommations et productions en Bretagne....	14
Figure 2: Scénario probable retenu pour les appels de puissance et puissances disponibles en Bretagne	15
Figure 3: Répartition par filière de la production régionale d'électricité en 2008 (Obs. de l'énergie, 2009)	24
Figure 4: Réseau et productions actuels de la région Ouest (RTE, 2009a).....	25
Figure 5: Répartition de la consommation totale d'électricité par département en 2007.....	25
Figure 6: Répartition de la consommation totale d'électricité par secteur en 2007.....	25
Figure 7: Pointes de consommations (Observatoire de l'Energie de Bretagne, 2009)	28
Figure 8: Puissances mobilisables en MW- estimation (Observatoire de l'Energie en Bretagne, 2009)	29
Figure 9: Population de la Bretagne à l'horizon 2030 selon différents scénarios en milliers de personnes (INSEE, 2007)	30
Figure 10: Taux de croissance moyens annuels de la consommation de la région Ouest (RTE, 2009a p.124)	31
Figure 11: Evolution de la sécurité de l'alimentation dans l'Ouest (RTE, 2009a).....	32
Figure 12: Carte du réseau de transport d'électricité en Bretagne (source: http://www.ouest-ecowatt.com/)	64
Figure 13: Monotone statistique de la ressource éolienne pour la centrale en mer du Grand Lézon pendant les alertes Ecowatt (Source: Poweo, intervention du 18 avril 2010).....	64

Tableau

Tableau 1: Tableau des objectifs en matière de développement des énergies renouvelables (Région Bretagne, 2007)	23
---	----