

CONSTATS : ETAT DU PARC EN ACTIVITE ET EN PROJET

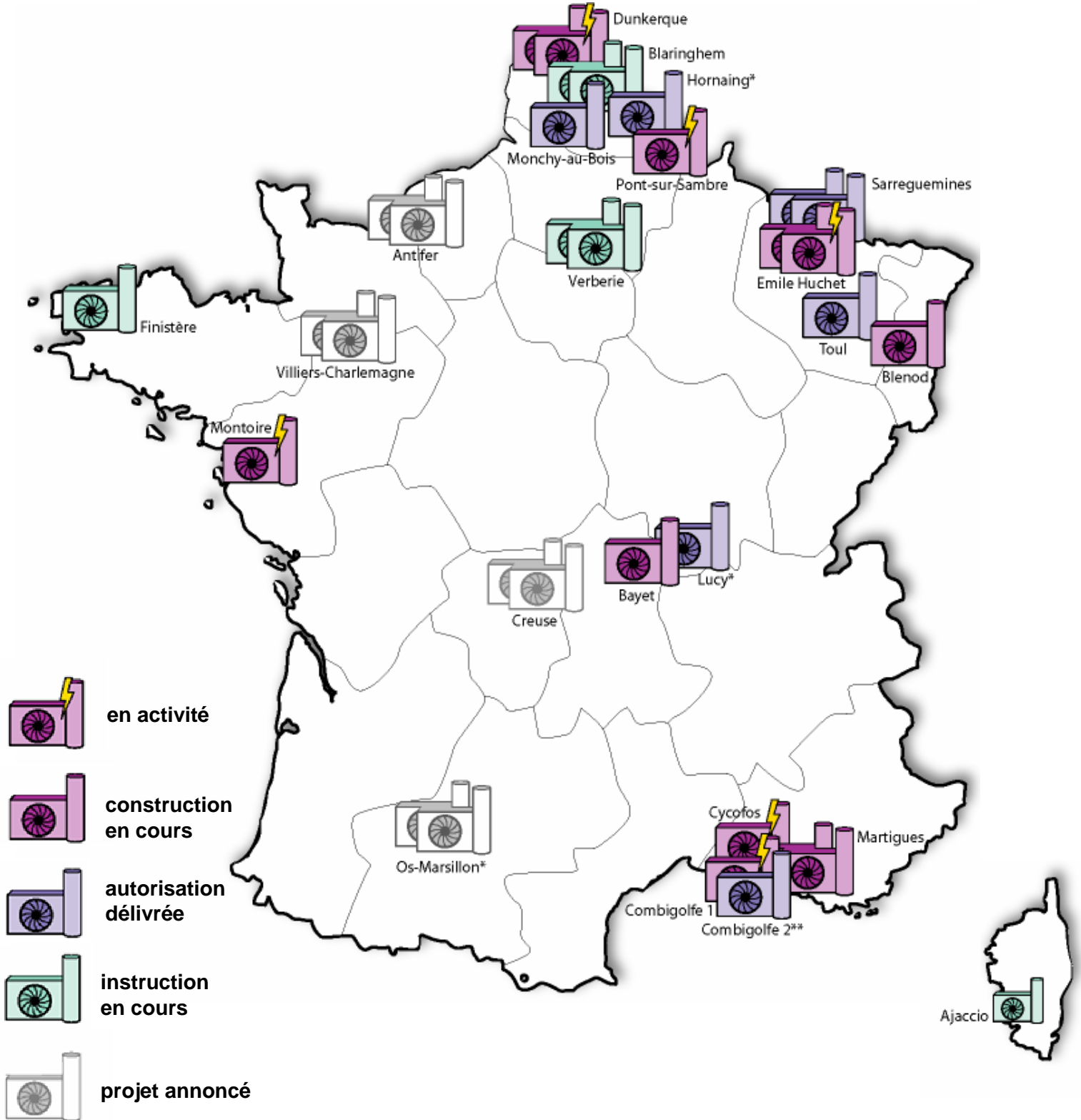
Exploitant	Désignation	Tranches	MWe	État administratif	Mise en service
GDF SUEZ	<i>Dunkerque</i>	2	800	en activité	2006
Poweo	<i>Pont-sur-Sambre</i>	1	412		2009
GDF SUEZ	<i>Cycofos</i>	1	486		2009
GDF SUEZ	<i>Combigolfe 1</i>	1	425		2010
SNET / E.ON	<i>Emile Huchet</i>	2	826		2010
GDF SUEZ	<i>Montoire</i>	1	425		2010
Atel	<i>Bayet</i>	1	410	construction engagée	2011
EDF	<i>Blenod</i>	1	440		2011
EDF	<i>Martigues</i>	2	920		2012
SNET / E.ON	<i>Hornaing*</i>	1	430	autorisation d'exploiter délivrée	?
SNET / E.ON	<i>Lucy*</i>	1	420		?
GDF SUEZ	<i>Combigolfe 2**</i>	1	425		?
Poweo	<i>Toul***</i>	1	412		2012
Atel	<i>Monchy-au-Bois</i>	1	420		2013
Direct Energie	<i>Sarreguemines</i>	2	892	2013	
Direct Energie	<i>Verberie</i>	2	892	En cours d'instruction	2013
Appel d'offre état	<i>Finistère</i>	1	400		2013
Poweo	<i>Blaringhem</i>	2	920		2013
Iberdrola	<i>Villiers-Charlemagne</i>	2	1000	attente déclenchement procédure	2015
SNET / E.ON	<i>Os-Marsillon*</i>	2	800	projet	-
Poweo	<i>Creuse</i>	2	800		-
<i>Terminal méthanier</i>	<i>Antifer</i>	2	800		-

*E.ON a indiqué ne plus effectuer d'investissement en Europe jusqu'en 2013, mettant ces projets en suspens. La société dispose d'autorisations d'exploiter valables 3 ans avant commencement de la construction.

** GDF-SUEZ n'indique pas de date avant le début de la construction.

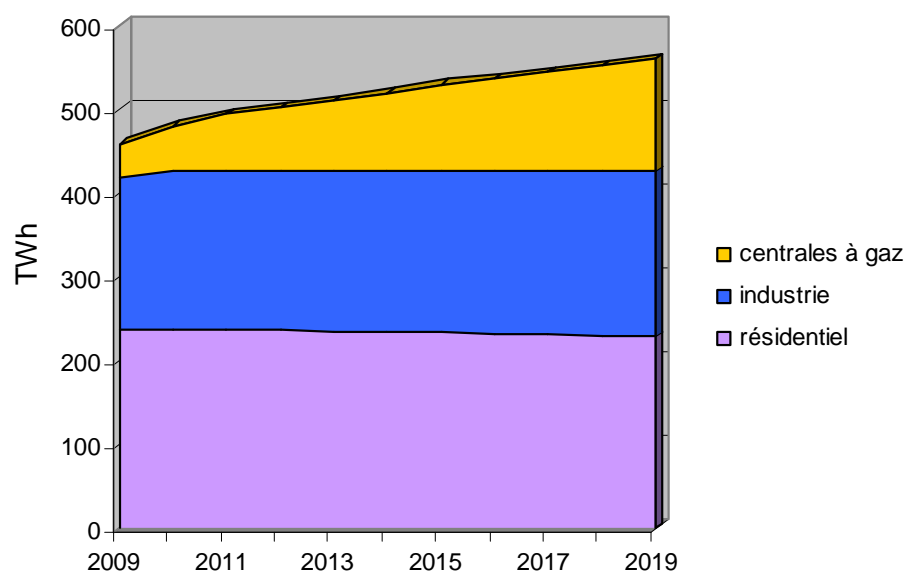
*** Contrat de financement signé le 15 mars 2011 entre Poweo et la Banque Européenne d'Investissement.

CONSTATS : ETAT DU PARC EN ACTIVITE ET EN PROJET



CONSTATS : DES RISQUES SUR LA RESSOURCE EN GAZ

Les opérateurs prévoient une hausse de 22% de la consommation nationale de gaz entre 2010 et 2019, alors que celle-ci est restée stable depuis 10 ans. Pourquoi ?

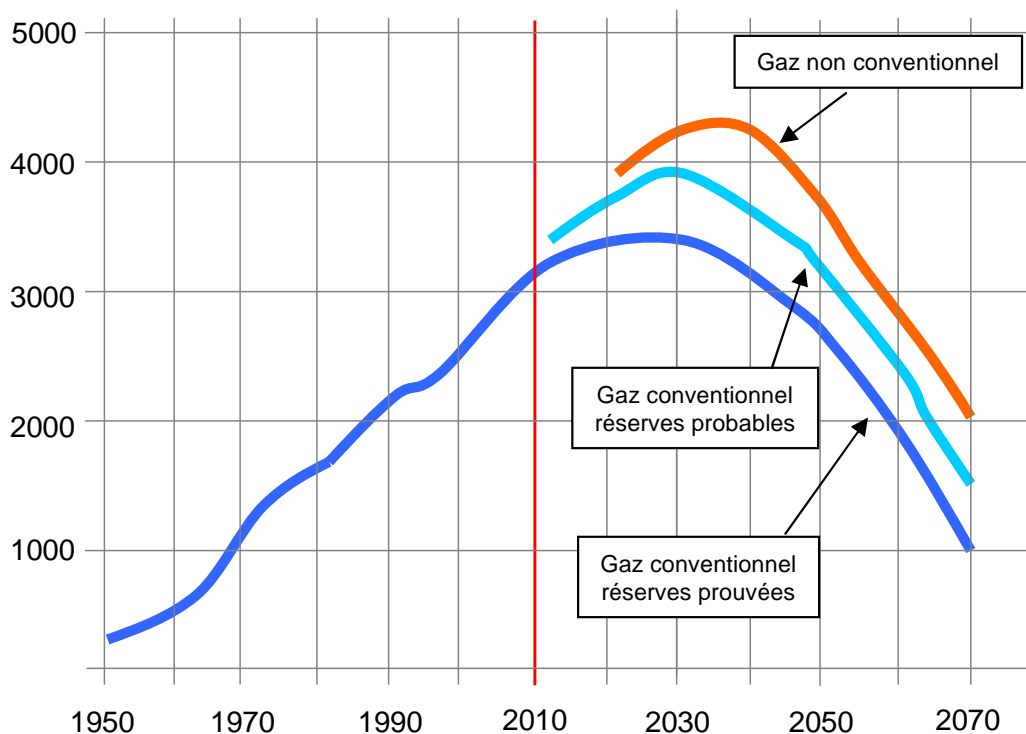


Dernières hypothèses de consommation GRTGaz, juillet 2010

Sur le poste production d'électricité, l'hypothèse de GRTGaz est une stabilisation de la cogénération, et un TCAM +10,8% pour la consommation des centrales à gaz compte-tenu de l'entrée en service prévisionnelle du parc. De fait, les centrales sont aujourd'hui l'unique moteur de croissance de la consommation nationale de gaz.

Compte-tenu de la sous-évaluation par les GRT du parc prévisible de centrales devant être mises en service d'ici 2020, que nous avons signalée à la CRE le 6 septembre 2010, il y a lieu de considérer que les prévisionnels disponibles de consommation à cet horizon puissent être eux-mêmes fortement sous-évalués.

CONSTATS : DES RISQUES SUR LA RESSOURCE EN GAZ



Prévisionnel de production mondiale de gaz - milliards de mètres cubes par an. D'après Jean Laherrere, ASPO France, Séminaire Transition énergétique, Ministère de l'Écologie, 9 avril 2010.

Les variables les plus sensibles des prévisions concernent les conditions plus ou moins favorables à l'investissement dans les ressources non encore exploitées, et leur coût d'exploitation de plus en plus élevé. Quelques soient les hypothèses retenues, les producteurs et l'Agence Internationale de l'Énergie établissent un pic de production mondiale entre 2020 et 2030.

Les producteurs gaziers ont tendance à se limiter à l'horizon 2030 dans leurs communications économiques. Or, cet horizon limité fait évidemment illusion, dans la mesure où la production peut bénéficier jusqu'en 2030 d'une marge de progression importante : +1 000 G.m³

Ce modèle économique – favoriser la croissance de la demande et des investissements sur la production – conduira un accroissement très rapide de l'écart entre la demande et la capacité de production sitôt le pic franchi. La chute de la production sera dès lors d'autant plus accélérée qu'aucun plan de sortie du gaz n'aura été anticipé. C'est l'exemple de la situation observable actuellement pour les pays de la Mer du Nord : Royaume-Uni et Norvège.

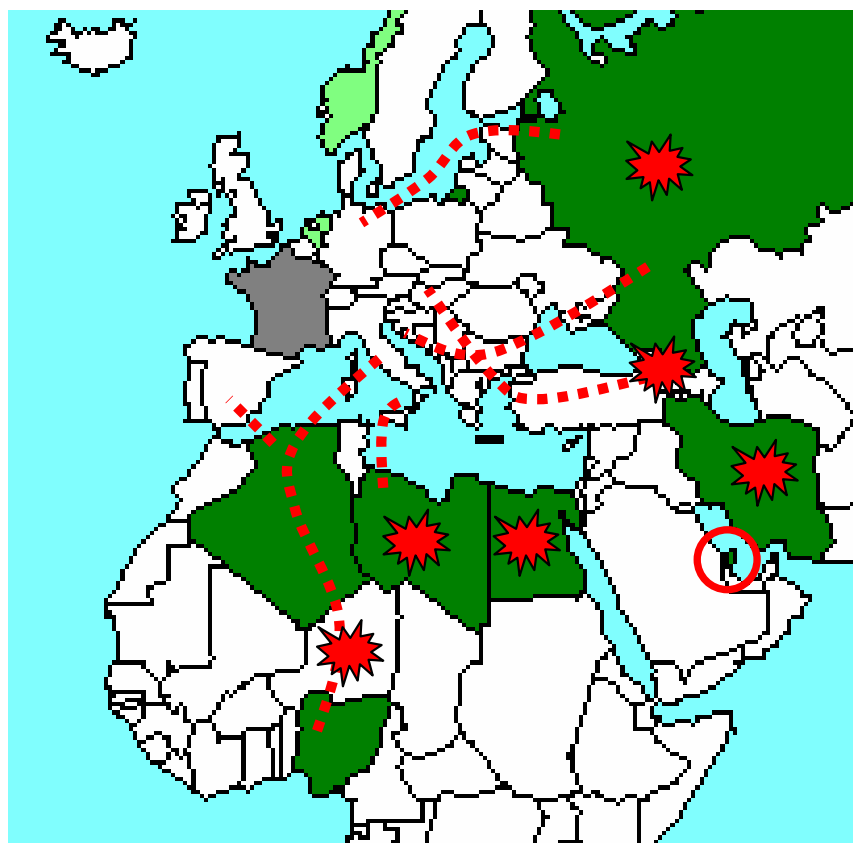
CONSTATS : DES RISQUES SUR LA RESSOURCE EN GAZ

Les modèles économiques disponibles ne permettent pas de prévoir l'évolution après 2070 dans la majorité des simulations. L'Union Française des Industries Pétrolières retient cette échéance comme « *fin des réserves de gaz* » au sens du modèle économique en vigueur. Jean-Marc Jancovici, expert en sciences de l'énergie et du climat, préfère le concept de « *chaos et totalitarisme* » pour évoquer cette échéance du système actuel.





Autre enseignement majeur : le potentiel des gaz non conventionnels reste marginal du point de vue des réserves totales disponibles. Le potentiel est toutefois assez important pour permettre localement à l'industrie gazière d'entretenir une croissance du marché. Ce scénario a été celui des Etats-Unis depuis une vingtaine d'années, qui ont opté pour un recours massif aux réserves disponibles et entretenir une croissance de la consommation.

L'AIE estimait en 2008, selon les hypothèses d'investissements privés les plus importants, que la contribution des gaz non conventionnels ne devrait pas dépasser 10% de la production totale mondiale. Ce pronostic ne tient d'ailleurs pas compte des restrictions qui apparaissent aujourd'hui aux Etats-Unis et au Canada sur l'exploitation des gaz non conventionnels. Les gouvernements doivent ainsi déterminer si le fait de différer d'au mieux une dizaine d'années un plan de sortie inéluctable justifie les risques écologiques associés à l'exploitation des gaz de schiste.

CONSTATS : DES RISQUES SUR LA RESSOURCE EN GAZ



Importations françaises

-  Pays fournisseurs – baisse
-  Pays fournisseurs – hausse
-  projets de gazoducs
-  tensions politiques avec les pays européens et / ou spécifiquement la France

La France importe son gaz auprès de neuf pays fournisseurs. La production intérieure de l'Europe (Mer du Nord) est en déclin depuis 2009, résultant en une augmentation rapide de la part importée auprès des autres pays fournisseurs, particulièrement la Russie, l'Iran et le Qatar, qui se partagent plus de la moitié des réserves mondiales prouvées.

Plusieurs tensions sont à signaler vis-à-vis de ces pays :

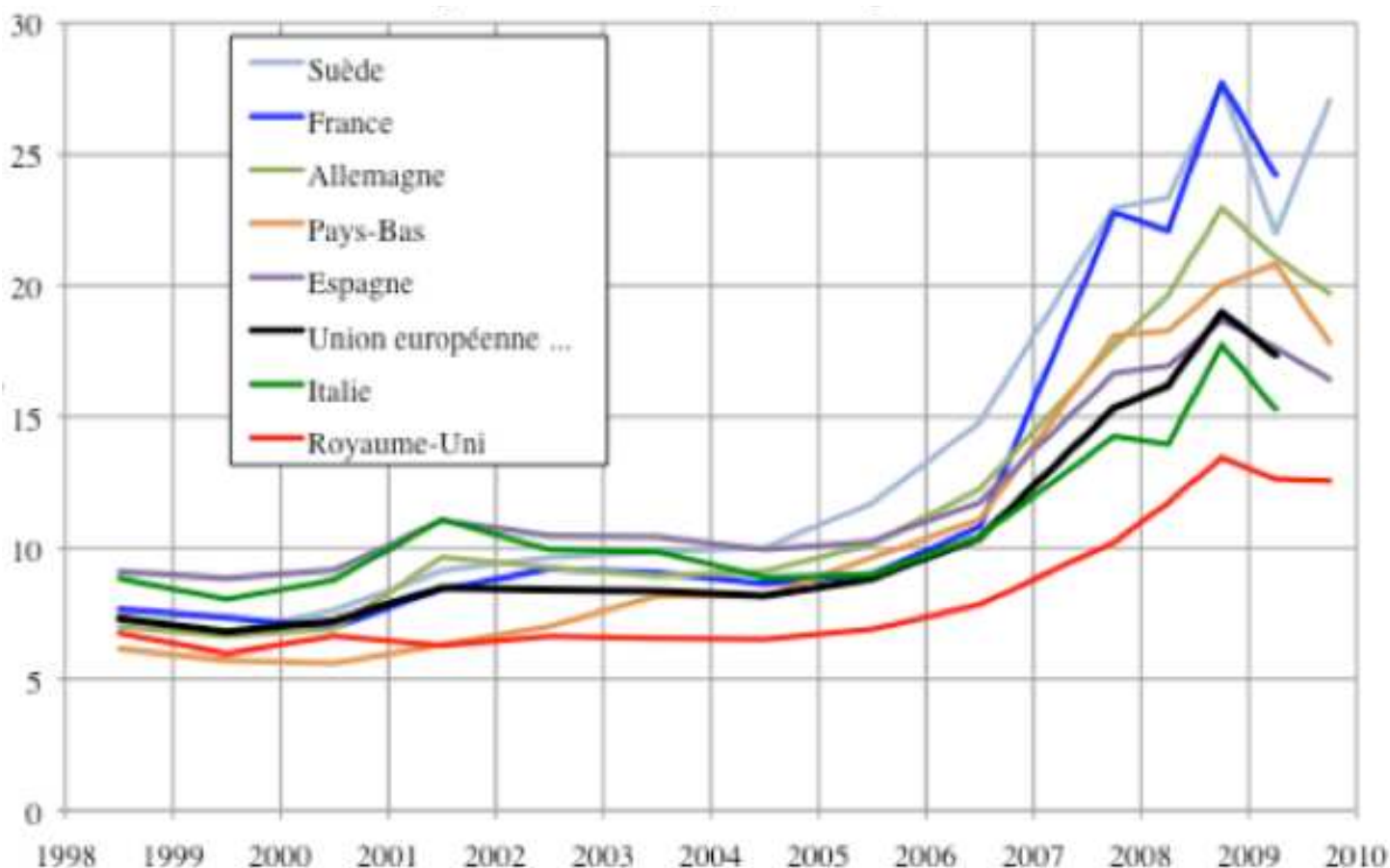
Russie janvier 2006 et 2009 : ruptures totales des livraisons vers l'Europe. Les tensions géopolitiques concernent notamment les projets de gazoducs concurrents soutenus par la Russie (South Stream) et par l'Union européenne (Nabucco).

Egypte depuis février 2011 : rupture totale des livraisons vers différents pays.

Libye depuis février 2011 : rupture totale des livraisons vers l'Europe.

Niger depuis 2009 : les mouvements armés ciblent les intérêts français dans le projet gazoduc.

CONSTATS : DES RISQUES SUR LA RESSOURCE EN GAZ



Evolution des prix du tarif domestique du gaz – D3 - €/ GJoule – D'après Eurostat 2010

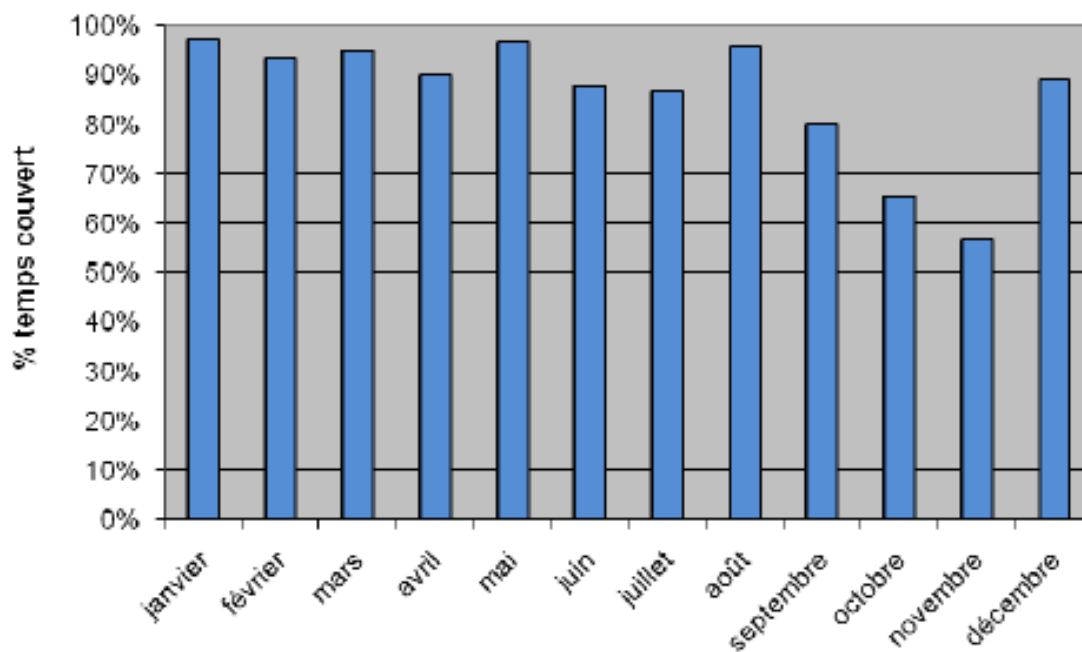
La baisse relative des prix enregistrée entre 2008 et 2009, concomitante de la baisse de consommation de gaz et de l'ensemble des énergies due à la crise économique, a été largement compensée par une reprise significative en France :

- consommation 2009-2010 : +13%
- prix D3 avril 2010 – avril 2011 : +20%

A l'échelle européenne, deux phénomènes significatifs sont ainsi associés depuis 2006 : une croissance de la consommation due au développement de la production d'électricité à partir du gaz, et une hausse des coûts d'approvisionnement des producteurs gaziers présents sur le marché français – GDF-SUEZ essentiellement – lesquels répercutent ces coûts sur l'ensemble des usagers.

CONSTATS : DES RISQUES SUR LES RESEAUX GAZIER ET ELECTRIQUE

Fréquence de couverture du besoin en 2015



Evaluation de l'équilibre offre-demande sur le réseau gazier – estimation pour 2015

Source : *Etude de la capacité des infrastructures gazières à répondre aux besoins des centrales prévues. GRTGaz-TIGF, mars 2010*

Les opérateurs publics du réseau de transport de gaz ont réalisé une étude conjointe et prospective de la capacité du système gazier à répondre aux demandes spécifiques du parc de centrales. Cette étude propose notamment, pour la période 2010-2015 une simulation de l'adéquation du système gazier à répondre à la demande prévisionnelle du parc de centrales dont les résultats sont exprimés au pas mensuel. Ils se traduisent par une probabilité en nombre de jours d'incapacité du système à soutenir l'ensemble de la demande journalière : usagers résidentiels, industriels et centrales électriques.

Les GRT prévoient une situation critique dès le début de l'hiver 2011-2012 avec une probabilité de quatre jours de congestion du réseau sur les mois d'octobre et novembre 2011. Naturellement, les risques sont appelés à augmenter d'année en année avec l'accroissement du parc de centrales, et sont les plus importants au début de l'hiver. En 2013, le risque est porté à 21 jours sur l'année, et jusqu'à 52 jours en 2015.

CONSTATS : DES RISQUES SUR LES RESEAUX GAZIER ET ELECTRIQUE

Prévisionnel GRT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Nbre tranches additionnelles cumulées	6	9	11	13	15	18	20
Puissance MWe	2 570	3 840	4 640	5 500	6 300	7 500	8 300
Avec DK6	3 370	4 640	5 440	6 300	7 100	8 300	9 100

Porteurs de projet	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Nbre tranches additionnelles cumulées	6	8	11	17	17	22	28
Puissance MWe	2 555	3 395	4 737	7 861	7 861	10 136	12 536
Avec DK6	3 345	4 185	5 527	8 651	8 651	10 926	13 326

Tableau 1 – prévisionnel d'implantation du parc des CCG

En haut : rappel de l'hypothèse retenue par les GRT. En bas : prévisionnel d'après les communications officielles des différents porteurs de projet (voir ci-après).

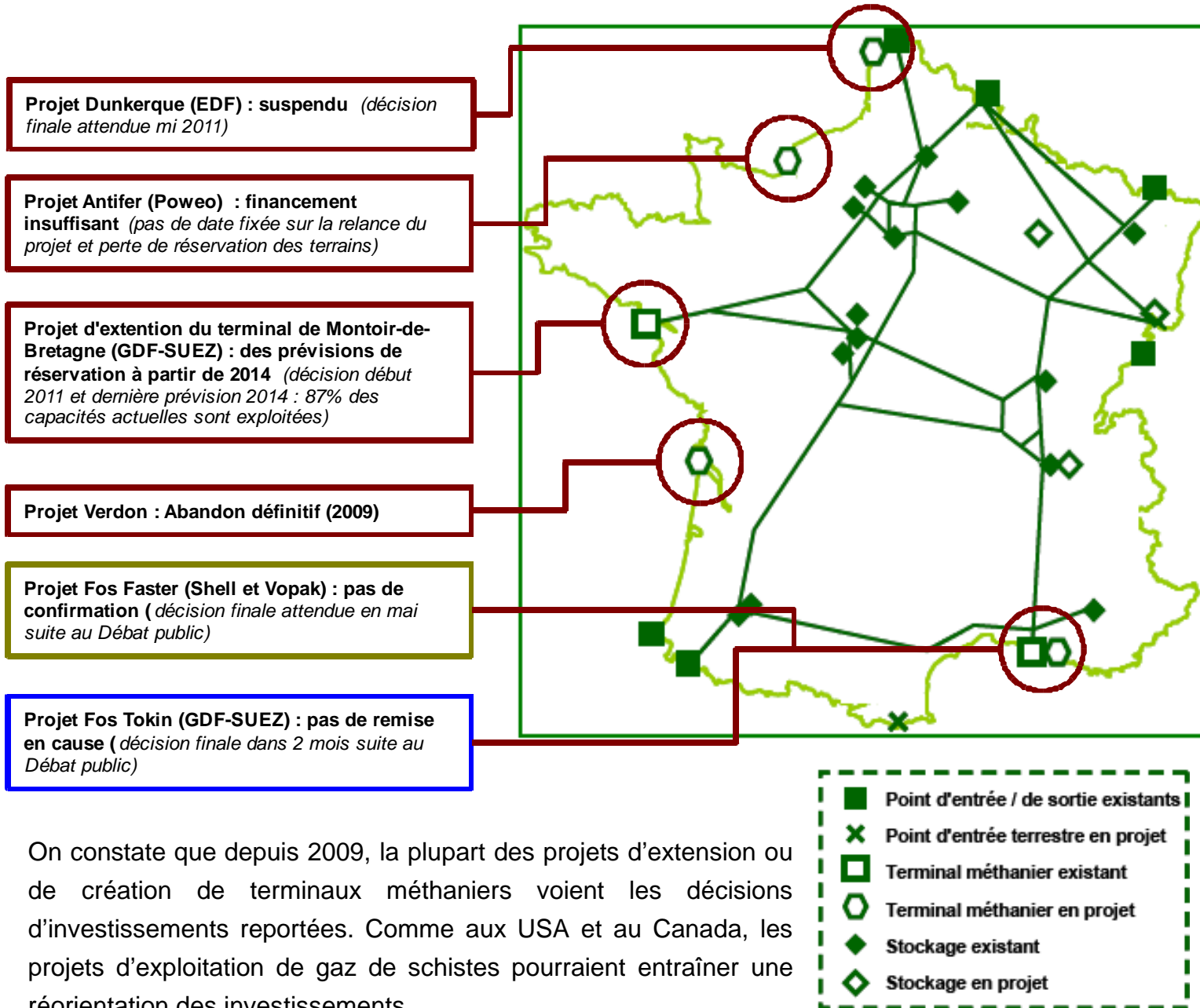
Les résultats de cette première étude sont toutefois fortement sous-évalués, au vu des hypothèses retenues :

- pas de prise en compte du risque « N – 1 » : en cas de perte momentanée d'un ouvrage d'injection ou de transport (au moins 2 occurrences historiques depuis 2009)
- pas de prise en compte du risque « à pointe 2% », en cas d'épisode de froid intense.
- sous-évaluation du parc de centrales prévu, donc de leurs besoins (voir ci-dessus) ;
- sur-évaluation des capacités additionnelles d'injection et de transport sur le réseau : les nouvelles infrastructures prises en compte par l'étude ne pouvant être en service dans les délais prévus compte-tenu des reports de décision ou abandons constatés

Compte-tenu du recours de plus en plus important à la production électrique à partir de gaz naturel, les systèmes électrique et gazier sont devenus interdépendants. Dans ces conditions, les risques de congestion du réseau gazier soulèvent la possibilité de risques induits sur l'approvisionnement électrique. En octobre 2010, la Commission de Régulation a donc demandé aux opérateurs gazier et électrique de coordonner sans délai leur effort d'expertise concernant :

- la gestion de leurs programmes respectifs d'appel ;
- les conditions d'interruption et/ou de répartition de leurs services en cas d'impossibilité de répondre à l'ensemble de la demande.

CONSTATS : DES RISQUES SUR LES RESEAUX GAZIER ET ELECTRIQUE

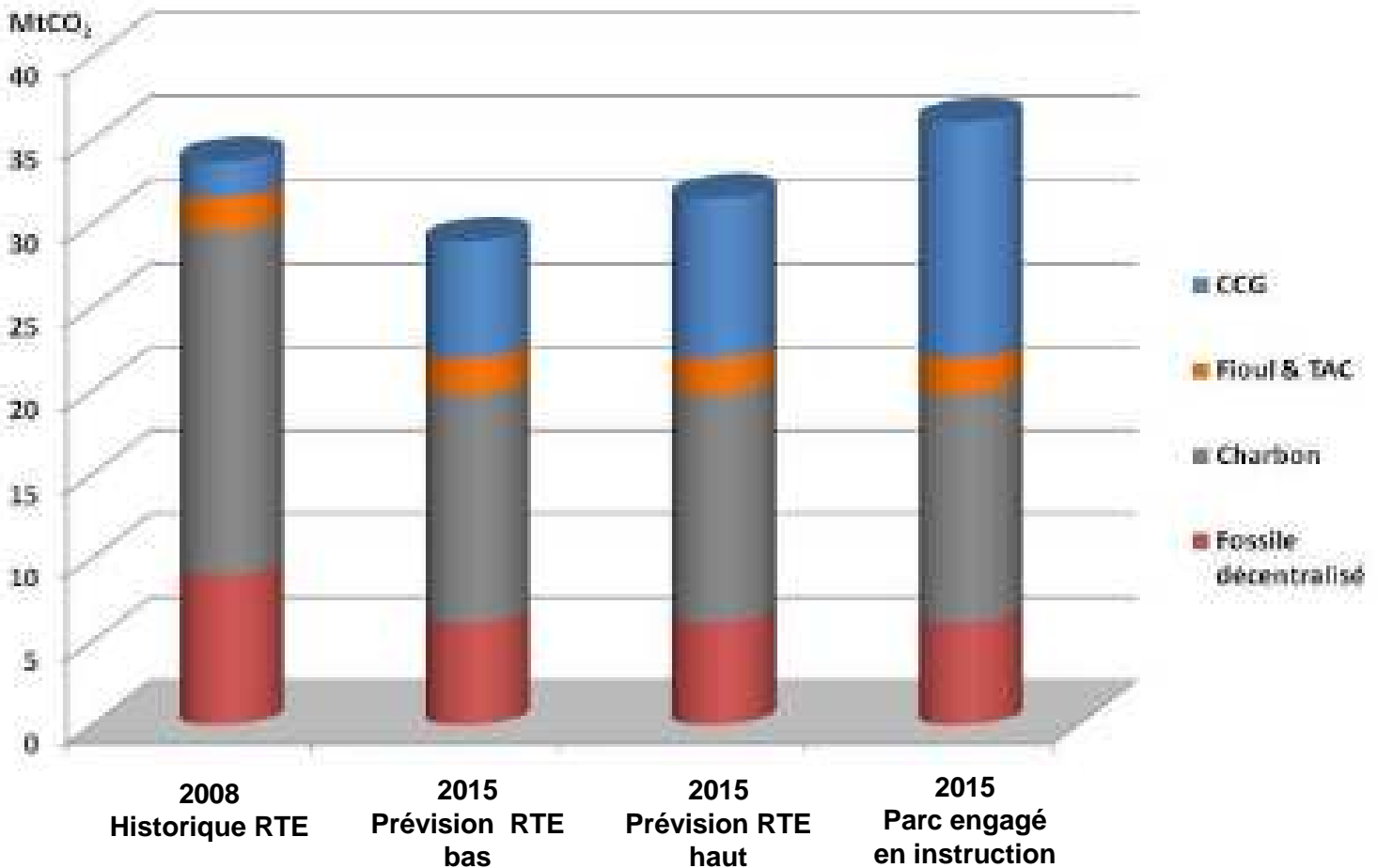


On constate que depuis 2009, la plupart des projets d'extension ou de création de terminaux méthaniers voient les décisions d'investissements reportées. Comme aux USA et au Canada, les projets d'exploitation de gaz de schistes pourraient entraîner une réorientation des investissements.

L'abandon ou le report d'entrée en service de ces projets implique de revoir totalement l'étude de capacité menée par les GRT en 2010. Celle-ci avait en effet pris comme hypothèse la réalisation et l'entrée en service rapides de ces projets :

- 2013 : extension Montoir-de-Bretagne ;
- 2014 : entrée en service de Dunkerque LNG et Antifer.

CONSTATS : DES RISQUES POUR LES OBJECTIFS CLIMATIQUES



Emissions totales du parc thermique à l'horizon 2015 (Millions de tonnes CO2) - Bureau Horizons 2009

Dans cette estimation des émissions CO2, les prévisionnels de production des centrales à gaz, établis par RTE (« parc probable » - bilan prévisionnel 2009) sont corrigés par la prise en compte de l'ensemble des projets en cours d'instruction par les pouvoirs publics (« parc engagé » - Horizons 2009). On constate que dans cette hypothèse de développement des centrales, aucune réduction des émissions de CO2 ne serait réalisée sur la production électrique française. **Au contraire, elle subirait une augmentation de 7% sur la période 2008-2015.**

Ce fait illustre qu'au-delà des stricts besoins définis par la PPI, remplacement programmé de certaines tranches charbon par des centrales gaz, le suréquipement en centrales gaz conduit évidemment à une augmentation globale des émissions.