

13^e conférence annuelle

ÉNERGIE 2010

Décarbonisation et efficacité énergétique :
les nouveaux défis



Mardi 16 février 2010

Salons Hoche • Paris • www.lesechosconferences.fr

En partenariat avec :

ALLEN & OVERY

PRICEWATERHOUSECOOPERS 



Pour faciliter la navigation dans ce document, rendez-vous au sommaire en cliquant sur
En cliquant sur les thèmes ou le nom des auteurs vous atteindrez l'article désiré.

13ème conférence annuelle ENERGIE 2010

Décarbonisation et efficacité énergétique : les nouveaux défis

Débats animés par **Philippe ESCANDE** et **Jean-Marc VITTORI**, Editorialistes
et **Emmanuel GRASLAND** et **Thibaut MADELIN**, Journalistes, **Les Echos**

8h30>9h00 Accueil des participants

9h00>9h30 Introduction

Chantal JOUANNO, Secrétaire d'Etat chargée de l'Ecologie

9h30>10h15 Quelle politique énergétique européenne après le sommet de Copenhague ?

- Quelles nouvelles perspectives ?
- La question de la sécurité d'approvisionnement
- Crise et régulation

Pierre-Franck CHEVET, Directeur général, Direction générale de l'énergie et du climat, **MEEDDM**

Philippe de LADOUCETTE, Président, **Commission de Régulation de l'Energie**

Dominique RISTORI, Directeur général adjoint pour l'Energie et les Transports, **Commission européenne**

Jean-Louis SCHILANSKY, Président du comité *énergie*, **Mouvement des Entreprises de France**

10h15 >10h30 Pause

10h30>11h45 La réforme du marché de l'électricité en France

- Quelles nouveautés seront introduites par le projet de loi NOME ?
- Quels enjeux stratégiques ? Quelles conséquences pour les industriels en termes d'investissements et de tarifs ? Vers la fin des tarifs réglementés ?
- Quelles marges de manœuvre tarifaire pour les opérateurs alternatifs ?

Alexandre ANCEL, Associé, **Allen & Overy LLP**

Laurent CHABANNES, Président, **Exeltium** ; Président, **UNIDEN**

Fabien CHONÉ, Directeur général délégué, **Direct Energie**

Jean-Louis MATHIAS, Directeur exécutif Groupe, **EDF**

Jacques PERCEBOIS, Directeur, **CREDEN** ; Professeur, **Université de Montpellier**

Luc POYER, Président du directoire, **E.ON France**

11h45 >13h00 Le marché du gaz : quelles perspectives et quelle politique tarifaire ?

- Quelles conséquences de la décorrélation des prix du gaz et du pétrole ?
- Quels impacts sur le marché ?
- Quels impacts sur les prix ?
- A quand un redémarrage de la demande ?

Olivier APPERT, Président, **IFP**

Jean-Marie DAUGER, Directeur général adjoint en charge de la branche Global Gaz & GNL, **GDF SUEZ**

Jean-Pierre GOUX, Directeur de la stratégie et du business development, **Powernext**

Patrice LAMBERT de DIESBACH, Directeur de la recherche, **CM-CIC Securities**

Didier LEBOUT, Directeur de la stratégie, **Gazprom Marketing & Trading**

Philippe SAUQUET, Directeur Trading & Marketing, **Total « Gaz et Energies Nouvelles »**

13h00>14h30 Déjeuner-débat

Jean-François CIRELLI, Vice-président et Directeur général délégué, **GDF SUEZ**

14h30>15h30 Maîtriser la consommation globale d'énergie et l'émission de carbone

- La taxe carbone et les certificats d'économie d'énergie : quelles perspectives ? Quelle acceptabilité ?
- Comment maintenir la compétitivité des entreprises ?

Charles BEIGBEDER, Président-directeur général, **Poweo**

Rémy DELPHIN, Directeur général, **BP France**

Robert DURDILLY, Président, **Union Française de l'Electricité**

Long LU, Délégué général adjoint, **Association Française du Gaz**

François MOISAN, Directeur Stratégie, Recherche, International, **ADEME**

15h30> 16h30 Le développement des ENR

- Comment dynamiser la position française et créer une industrie française des énergies renouvelables ?
- Comment financer les projets ?
- Quelles mesures de soutien aux énergies renouvelables ?

Ouverture : Alain CALMÉ, Associé, Responsable du Strategy Group, **PricewaterhouseCoopers**

Marc BENMARRAZE, Président-directeur général, **Solar Euromed**

Philippe COCHET, Senior Vice President, **Alstom**

David CORCHIA, Directeur général, **EDF Energies Nouvelles**

Jean-Philippe ROUDIL, Délégué général, **SER**

16h30>17h30 La filière nucléaire

- Quel bilan pour le nucléaire français ?
- Comment vendre le nucléaire à l'étranger ?
- Quelles leçons tirer des appels d'offre en cours ?

Pierre-Marie ABADIE, Directeur de l'énergie, Direction générale de l'énergie et du climat, **MEEDDM**

Noël ALBERTUS, Associé, Président, **PricewaterhouseCoopers Corporate Finance**

Christophe BÉHAR, Directeur du pôle Energie Nucléaire, **CEA**

Bruno BENSASSON, Directeur économie, prix et marché, direction de la stratégie et du développement durable, **GDF SUEZ**

Dominique MOCKLY, Directeur international et marketing, **Areva**

Bernard SALHA, Directeur de l'Ingénierie Nucléaire, **EDF**

**« Décarbonisation et efficacité énergétique :
les nouveaux défis »**

**Mardi 16 février 2010
Salons Hoche, Paris**

LISTE DES DOCUMENTS

- **QUELLE POLITIQUE ENERGETIQUE EUROPEENNE APRES
LE SOMMET DE COPENHAGUE ?**

[Pierre-Franck CHEVET](#)

[Philippe de LADOUCETTE](#)

[Dominique RISTORI](#)

[Jean-Louis SCHILANSKY](#)
- **LA REFORME DU MARCHE DE L'ÉLECTRICITE EN FRANCE ?**

[Jacques PERCEBOIS](#)
- **LE MARCHE DU GAZ : QUELLES PERSPECTIVES ET QUELLE
POLITIQUE TARIFAIRE ?**

[Olivier APPERT](#)

[Jean-Marie DAUGER](#)

[Patrice LAMBERT de DIESBACH](#)

[Didier LEBOUT](#)
- **MAITRISER LA CONSOMMATION GLOBALE D'ENERGIE ET
L'EMISSION DE CARBONE**

[Robert DURDILLY](#)

[Long LU](#)
- **LE DEVELOPPEMENT DES ENR**

[Marc BENMARAZZE](#)

[Alain CALME](#)

[Philippe COCHET](#)
- **LA FILIERE NUCLEAIRE**

[Pierre-Marie ABADIE](#)

[Noel ALBERTUS](#)

[Christophe BEHAR](#)

[Bruno BENSASSON](#)

[Dominique MOCKLY](#)

**QUELLE POLITIQUE
ENERGETIQUE EUROPEENNE
APRES LE SOMMET DE
COPENHAGUE?**

Pierre-Franck CHEVET
Directeur général
**DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE
ET DU CLIMAT, MEEDDM**

***Intervention de Pierre-Franck CHEVET
Directeur Général de l'Énergie et du Climat***

CONFERENCE LES ECHOS DU 16/02/10

LA POLITIQUE EUROPEENNE DE L'ENERGIE POST COPENHAGUE

1) Les deux–trois dernières années ont connu une activité législative particulièrement intense :

Mars 2007 : le Conseil européen jette les bases d'une véritable politique énergie climat ambitieuse...

Il approuve un plan d'action 2007-2009 qui couvre l'ensemble des thèmes de la politique énergétique (sécurité énergétique, compétitivité, durabilité et climat)

Il dote l'Union Européenne d'objectifs ambitieux pour 2020 :

- 20% réduction des émissions de GES d'ici 2020 (par rapport à 1990)
- 20% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'UE.
- 20% réduction de la consommation énergétique
dont les deux premiers sont contraignants.

... qui génère une activité législative intense

Marché intérieur de l'électricité et du gaz (MIEG)/ Accord politique sous PFUE.
Adoption en 2nde lecture début 2009

5 textes législatifs pour améliorer le fonctionnement du marché intérieur.

Principales mesures :

- La séparation effective des activités de production et de la gestion des réseaux de transport.
- L'harmonisation et le renforcement des compétences des régulateurs nationaux.
- La création d'une Agence de coopération des régulateurs nationaux de l'énergie(ACER)
- Le renforcement de la coopération des gestionnaires de réseau de transport européens.

Les récentes évolutions montrent que beaucoup des actions envisagées par ce troisième paquet sont déjà en train d'être mises en œuvre et permettront d'améliorer le fonctionnement du marché intérieur.

Le troisième paquet prévoit tout un arsenal de mesures, dont la combinaison devrait contribuer à favoriser le développement adéquat des interconnexions, favorisant ainsi la fluidité du marché : renforcement des pouvoirs des régulateurs nationaux (notamment de leur pouvoir de sanction), rôle fortement accru de l'ENTSOe et Entso-g, mesures prises pour compléter la séparation des réseaux de transport, rôle accru de la coopération régionale, missions dévolues à l'ACER et à la Commission .

Plan énergie -climat (PEC) : la priorité de la Présidence française de l'union européenne (PFUE). Un accord en première lecture en décembre 2008

Les moyens d'atteindre les deux premiers objectifs (contraignants) :

- 20% réduction émissions GES : révision ETS : changement du système ; traité au niveau européen (fin des quotas nationaux)
- un texte de partage de l'effort entre Etats membres pour les secteurs hors quotas
- directive renouvelables : atteindre le 20% : répartition de l'objectif entre EM ; organisation des échanges entre Etats membres.

Efficacité énergétique

Priorité française (Grenelle). Forte impulsion donnée pendant la PFUE.

Nous venons d'adopter 3 textes majeurs (en fait accord en trilogue en novembre 2009 pour la Directive de performance énergétique des bâtiments (DPEB) et étiquetage (+étiquetage des pneus) Nécessitent encore quelques ajustements sur les actes délégués en raison de l'entrée en vigueur du traité de Lisbonne, mais devraient être formellement adoptées dans les semaines qui viennent. + écoconception adoptée début 2009) :

- révision de la directive **Performance énergétique des bâtiments**/ Un axe essentiel, notamment en France avec les mesures phares du Grenelle : rupture technologique dans le neuf ; vaste programme de rénovation dans l'ancien...

-politique produits consommateurs d'énergie : étendue aux produits ayant un impact sur la consommation énergétique : mesures d'écoconception + étiquetage des consommations énergétiques : exclusion du marché européen des produits les moins performants (exemple : ampoules à incandescence, modes veille... Ce n'est pas du tout négligeable : aujourd'hui les seules mesures d'application déjà prises permettront d'économiser 339 TWh par an à l'horizon 2020 (un peu moins que l'équivalent de la consommation d'électricité du Royaume-Uni), et d'éviter l'émission de 138 millions de tonnes de CO2.

Sécurité énergétique

- crise gazière russo ukrainienne de janvier 2009 a fait prendre conscience de la nécessité d'engager des mesures de court terme, au delà des mesures long terme déjà prévues dans le 3^{ème} paquet.

-donc accélération des travaux : directive stocks pétroliers adoptée en 2009 ; projet de règlement sur la sécurité d'approvisionnements en gaz est en cours de discussion et devrait aboutir (se doter de standards minimaux de sécurité, faire jouer la solidarité mais aussi la responsabilité de chacun ; élaboration de plans d'urgence ; coopération régionale)

2) 2010 : l'année de la mise en œuvre

- Toutes les dispositions législatives sont là. Il faut maintenant les mettre en œuvre dans les EM, mais aussi au niveau communautaire.
- Marché intérieur de l'électricité et du gaz (MIEG) : ENTSO+ ont commencé leurs travaux ; mise en place de l'ACER (on vient de choisir le siège : Ljubljana ; DG en cours de recrutement ; les organes se mettent en place (conseil des régulateurs, conseil d'administration)
- Mise en œuvre du Plan Énergie-Climat:

Renouvelables : nous avons annoncé nos prévisions : pour la France, couverture de la consommation par la production (donc ni importateur, ni exportateur). Nous sommes en train de préparer le plan d'action qui devra être remis en juin à la Commission.

Climat :

- fixation des benchmarks pour l'attribution des quotas gratuits.
- adoption du règlement sur les modalités de mise aux enchères des quotas avant le 30 juin 2010.
- présentation du rapport de la Commission sur les risques de fuites de carbone et en particulier sur l'opportunité d'inclure dans l'ETS les importateurs de produits fabriqués par les secteurs exposés.

Donc il reste beaucoup à faire, mais plutôt sur la mise en œuvre :

- **finir le travail législatif en cours sur la sécurité gazière**
- **la nouvelle Commission devrait proposer un nouveau plan d'action 2010-2014 :**

nous avons commencé à en débattre de façon informelle à Séville :

la présidence espagnole espère le faire adopter d'ici juin.

L'accent devrait être mis sur **le développement des infrastructures énergétiques :**

- l'urgence de développer l'ensemble des infrastructures en Europe tant de production que de transport et de distribution pour accroître notre indépendance énergétique.
- l'importance des interconnexions, notamment des grandes interconnexions identifiées par la SER et par le Conseil Énergie de février 2009, ainsi que les interconnexions entre pays européens.
- le Plan de relance apporte un certain nombre de financements, qui permettront d'améliorer sensiblement la situation européenne à cet égard.

La question du financement des infrastructures non totalement justifiées par le marché, mais essentielles pour la sécurité d'approvisionnement doit être posée.

Le futur règlement sur la sécurité d'approvisionnement en gaz, notamment, devrait imposer un certain niveau de redondance des infrastructures.

En premier lieu, il est important que les régulateurs proposent un cadre attractif pour le financement de ces projets, au niveau national et/ou dans le cadre d'accords transfrontaliers. La révision du réseau transeuropéen d'énergie (RTE E) est également envisagée.

- la lenteur du développement des interconnexions électriques n'a pas pour seule origine une défaillance de l'organisation du marché ou un problème de financement, mais principalement les problèmes d'acceptabilité au niveau local. Sur ce point nous poussons l'idée d'établir des guidelines au niveau européen.

- Le développement des technologies bas carbone

Il faut favoriser la RD et le déploiement des technologies bas carbone. Cela passe par un renforcement de la RD. Il est nécessaire de mettre en œuvre très rapidement le SET plan (approuvée en février 2008...), notamment les six initiatives industrielles européennes.

C'est bien toutes les technologies bas carbone qu'il convient de développer : renouvelables, nucléaire, capture stockage du carbone, ...

Ce développement nécessite aussi la mise en place au niveau national de politiques volontaristes.

Parmi les sujets encore émergents au niveau européen, sur lesquels il faudra renforcer le travail collectif, je pense aux véhicules électriques, aux smart grids.

-Efficacité énergétique

Là aussi le travail législatif vient de s'achever. Il faut le mettre en œuvre :

Continuer les mesures d'application écoconception au niveau communautaire

Évaluer les plans d'actions nationaux sur l'efficacité énergétique, et envisager si nécessaire la révision du plan d'action européen sur l'efficacité énergétique (de 2006)

-Et pourquoi pas une taxation du carbone au niveau européen ?

Certains États membres ont déjà mis en place une taxation du carbone des produits énergétiques (Danemark, Suède, Finlande, Irlande) et bientôt la France.

Nous sommes déterminés à mettre en place, à notre tour, une taxe carbone fondée sur les émissions de CO₂ générées par l'utilisation des différents produits énergétiques. L'enjeu est de réaliser aujourd'hui les efforts nécessaires pour limiter demain les conséquences du réchauffement climatique pour les générations futures.

Il s'agit d'opérer un verdissement progressif de la fiscalité existante à prélèvements constants.

Nous souhaitons partager cette position de principe avec l'ensemble des États membres et faire de cet instrument, un instrument partagé ce qui renforcerait son efficacité.

Aujourd'hui, un État membre qui fait seul le choix d'imposer une contrainte carbone à ses agents prend le risque de s'exposer aux « fuites de carbone » c'est-à-dire à un déport de l'activité et des émissions vers un pays tiers où la contrainte carbone est moindre.

Ceci peut constituer un frein important à l'action unilatérale d'un État membre.

Ce frein serait levé, au niveau communautaire, par l'inscription d'une taxation du contenu du carbone dans la directive 2003/96CE.

Négociations internationales climat : engranger les résultats de Copenhague et préparer Cancun

L'Union européenne a confirmé son association à l'Accord de Copenhague et son engagement de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de **20% ou 30%* en 2020 par rapport à 1990.**

*30% si les autres pays développés s'engagent à réaliser des efforts comparables et si les pays en développement contribuent d'une manière adéquate correspondant à leurs responsabilités et leurs capacités respectives.

11 mars à Paris (puis en mai à Oslo) : réunion des ministres des pays des grands bassins forestiers tropicaux pour mettre en œuvre l'accord de Copenhague sur le mécanisme REDD+ pour réduire les émissions provenant de la déforestation et de la dégradation des forêts tropicales.

**QUELLE POLITIQUE
ENERGETIQUE EUROPEENNE
APRES LE SOMMET DE
COPENHAGUE?**

Philippe de LADOUCETTE
Président
**COMMISSION DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE**

Quelle politique énergétique européenne après le sommet de Copenhague ?

La politique énergétique européenne repose sur trois principes indissociables qui ont été définis avant le sommet de Copenhague et dont la réalisation se poursuivra après le sommet de Copenhague.

Il s'agit d'intégrer les marchés nationaux dans un marché unique de l'électricité et du gaz naturel ; d'assurer la sécurité de l'approvisionnement de l'Europe ; atteindre les objectifs en matière de développement durable et de lutte contre le réchauffement climatique.

Loin de s'en tenir uniquement au premier de ces principes, l'activité des régulateurs européens participe de plus en plus activement à la réalisation des deux autres.

1. Les initiatives régionales en électricité (7 régions) et en gaz (3 régions) au service de l'intégration des marchés nationaux et de la sécurité de l'approvisionnement de l'Europe

- Optimisation de l'utilisation des réseaux interconnectés

- bénéficier de la complémentarité des mix de production et des demandes
- pour 2010 : permettre la réversibilité des flux en gaz

- Développement des interconnexions

- poursuivre l'extension d'ici à 2012 de l'interconnexion des réseaux à 2/3 du marché européen
- pour 2010 : lever les blocages pour la poursuite des interconnexions France-Espagne

- Couplage des marchés

- réaliser les couplages de marché de l'électricité avec l'Allemagne puis la péninsule ibérique et les pays nordiques
- pour 2010 : travailler sur la coordination des open-seasons entre différents Etats membres

2. Un cadre réglementaire pour la réalisation du marché intérieur de l'énergie approfondi pour la 3^{ème} fois depuis 1996 : le 3^e paquet marché intérieur de l'énergie

- **un calendrier serré et une Commission européenne très vigilante à son application**
 - effectivité de la plupart des dispositions en mars 2011
 - les différentes formes d'*unbundling* (objet d'une note interprétative)
- **la mise en place d'un cadre de régulation au niveau européen**
 - harmonisation des responsabilités des régulateurs européens
 - création d'une nouvelle structure de régulation : l'Agence pour la coopération des régulateurs européens (ACER)
- **la perspective d'un nouvel approfondissement du cadre réglementaire européen qui n'est pas à exclure d'ici 2020**
 - la CE va être attentive à évaluer l'application de la 3^e voie
 - les GRD ont été identifiés comme des acteurs essentiels de la construction d'un marché intégré de l'énergie

3. Un cadre réglementaire complété par la dimension climat

- **les 3*20, la mesure phare du paquet énergie-climat**
 - une tendance à l'homogénéisation des mix énergétiques européens
 - le défi de l'intégration sûre et fiable aux réseaux
- **le déploiement de systèmes de comptages intelligents**
 - une meilleure connaissance de la consommation pour assurer une maîtrise de la demande d'énergie
 - accompagner la mise en place de capacités de production décentralisées
- **l'évolution des réseaux d'électricité vers les *smart grids***
 - relever les défis du développement massif de la production intermittente, et de l'accueil des nouveaux usages (comme la voiture électrique),
 - relever les défis des investissements, de la rencontre d'une industrie de cycles courts (TIC) avec une industrie de cycles longs (énergie), d'un cadre réglementaire incitatif

**QUELLE POLITIQUE
ENERGETIQUE EUROPEENNE
APRES LE SOMMET DE
COPENHAGUE?**

Dominique RISTORI

Directeur général adjoint pour l'énergie
et les transports.

COMMISSION EUROPEENNE

Quelle politique énergétique européenne après le sommet de Copenhague ?

Dominique RISTORI, Directeur Général Adjoint Energie & Transport
Commission Européenne

La politique énergétique européenne doit prendre en compte le contexte national, européen et international et s'appuyer sur des politiques et mesures :

I. Contexte

- (1) L'Europe fait face à un triple défi :
 - Crise économique et financière
 - Lutte contre le changement climatique (évolution post-Kyoto)
 - Sécurité d'approvisionnement énergétique
- (2) Ces trois défis sont globaux et liés entre eux
- (3) Les marchés seuls n'apporteront pas les solutions
 - Besoin d'un équilibre entre marchés et régulation publique

II. Politiques et mesures

- (1) Objectif de l'UE : développer une économie à faible intensité carbonique
 - Stratégie UE 2020 - Article 194 du Traité de Lisbonne
- (2) Cadre d'action européen
 - Objectifs en matière d'énergie et de climat
 - Décarbonisation des sources énergétiques, en particulier au niveau de la production d'électricité
- (3) Elaboration d'un cadre réglementaire approprié en vue de :
 - Promouvoir les efforts d'efficacité énergétique (produits électriques, bâtiments, décarbonisation progressive des transports)
 - Encourager un mix énergétique plus équilibré :
 - Développer les énergies renouvelables
 - Compléter le cadre réglementaire pour l'énergie nucléaire
 - Etendre le système ETS
 - Appliquer le 3^e paquet marché intérieur
- (4) Autres mesures
 - Le rôle des technologies à faibles émissions de carbone
 - Encourager la formation et l'éducation
 - Faciliter le développement d'une infrastructure énergétique européenne
 - Renforcement des mécanismes de solidarité européenne
 - Développement des relations internationales

**QUELLE POLITIQUE
ENERGETIQUE EUROPEENNE
APRES LE SOMMET DE
COPENHAGUE?**

Jean-Louis SCHILANSKY
Président du comité énergie
**MOUVEMENT DES ENTREPRISES DE
FRANCE**

LES ECHOS CONFERENCES

13^{ème} Conférence annuelle ENERGIE

- Copenhague: le sommet n'a pas changé la donne
 - préserver la compétitivité: éviter les mesures purement nationales (taxe carbone)
 - avoir de la visibilité sur les nouvelles réglementations
- Perspectives: la diminution conjoncturelle de la demande s'ajoute à une réduction structurelle dans les pays développés
- Sécurité d'approvisionnement: crise + efficacité énergétique + nouvelles réserves traditionnelles + gaz non conventionnel = recul du peak oil
- Crise et régulation:
 - marché du brut/marché des produits
 - régulation des marchés

**LA REFORME DU MARCHE DE
L'ELECTRICITE EN FRANCE**

Jacques PERCEBOIS

Directeur

CREDEN

Professeur

UNIVERSITE DE MONTPELLIER

Rente nucléaire, concurrence et prix réglementés

Jacques PERCEBOIS

Directeur du CREDEN

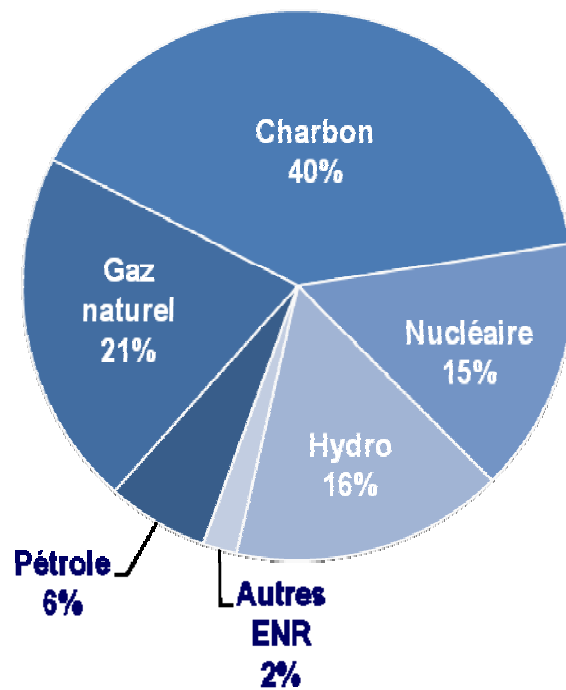
Professeur à l'Université de Montpellier I

Les Echos, Paris, 16 février 2010

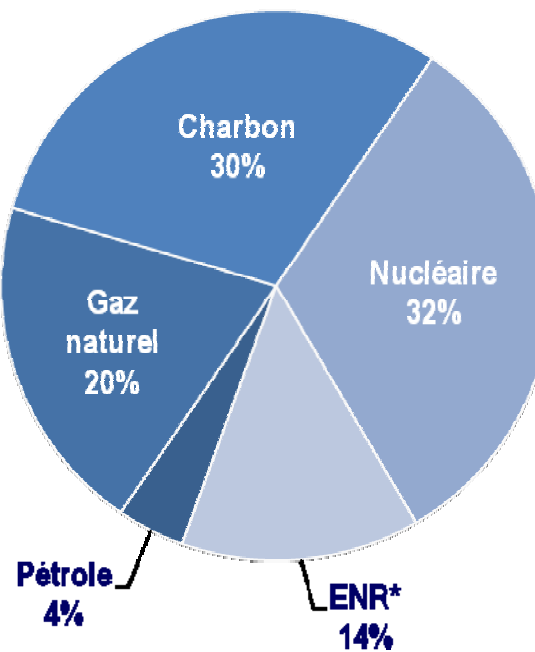
STRUCTURE de la PRODUCTION d'ÉLECTRICITÉ

(chiffres 2007)

MONDE
(18140 TWh)

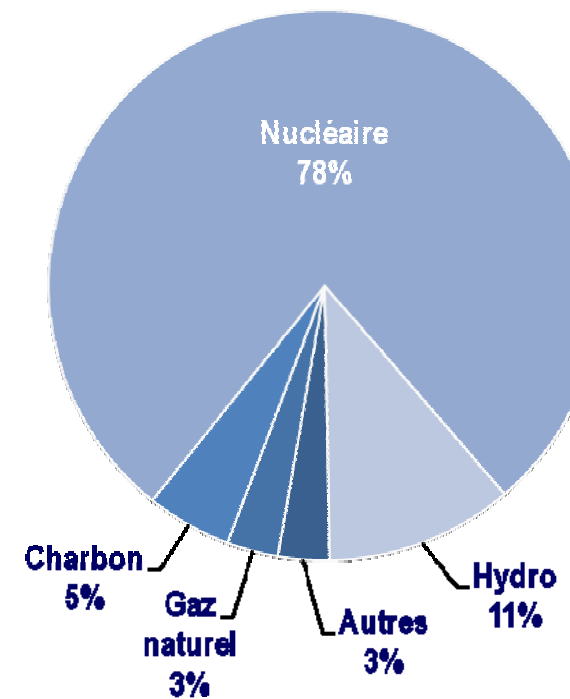


UE (27)



* Y compris l'hydraulique

FRANCE*
(574 TWh)



* EDF assure 90 % de la production suivie de la CNR et d'ENDESA

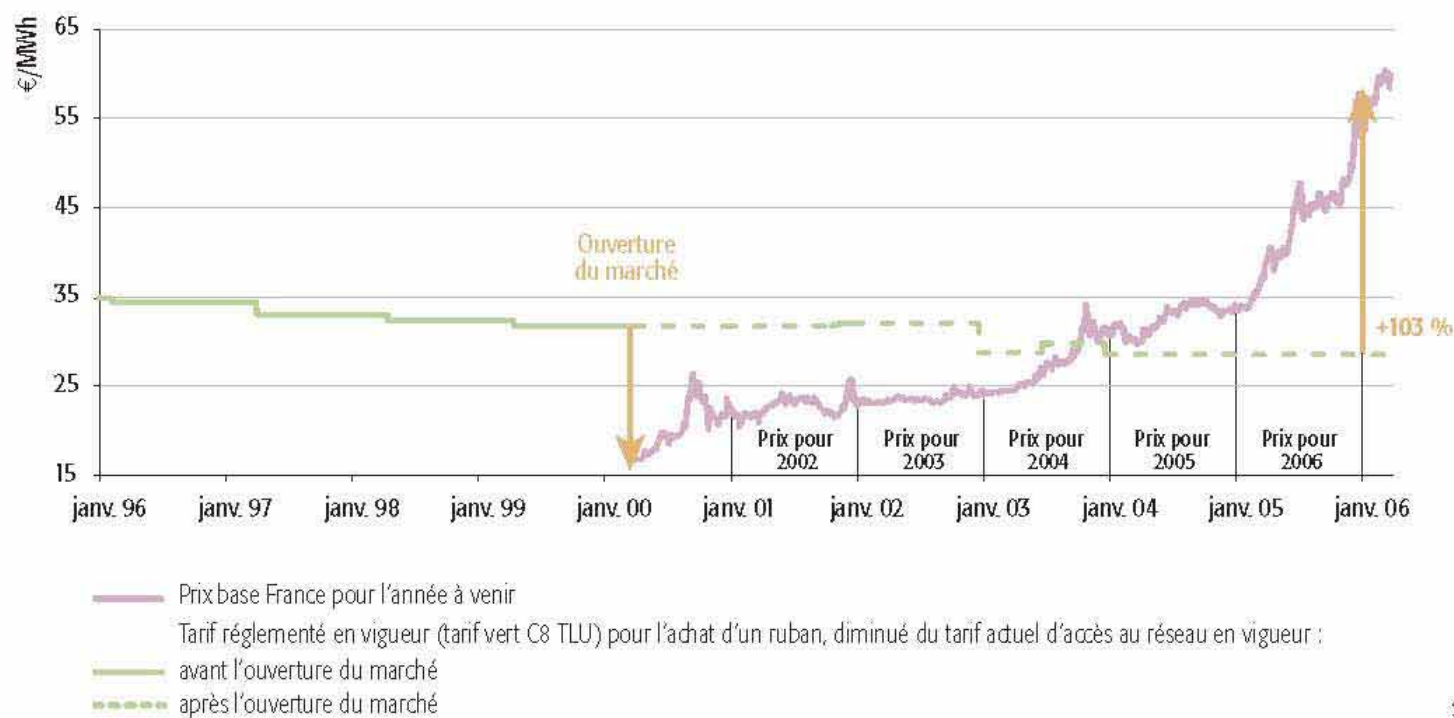
Le cœur du problème:

- **Les tarifs réglementés de l'électricité (fixés par le Gouvernement) restent calés sur les coûts de production du parc français, donc à 90% sur le coût de l'hydraulique et du nucléaire (et ils sont parfois inférieurs aux coûts complets de ces équipements, dans un contexte où il faut de nouveau investir dans les réseaux et dans la production)**
- **Alors que les prix en offre de marché payés par les clients qui ont fait jouer l'éligibilité sont corrélés aux prix observés sur le marché de gros de l'électricité (marché commun à la France, l'Allemagne, le Benelux du fait d'interconnexions non saturées en général) lesquels sont une grande partie du temps calés sur le coût de production, sensiblement plus élevé, des centrales thermiques fonctionnant au gaz ou au charbon (souvent des centrales allemandes)**

Rappels

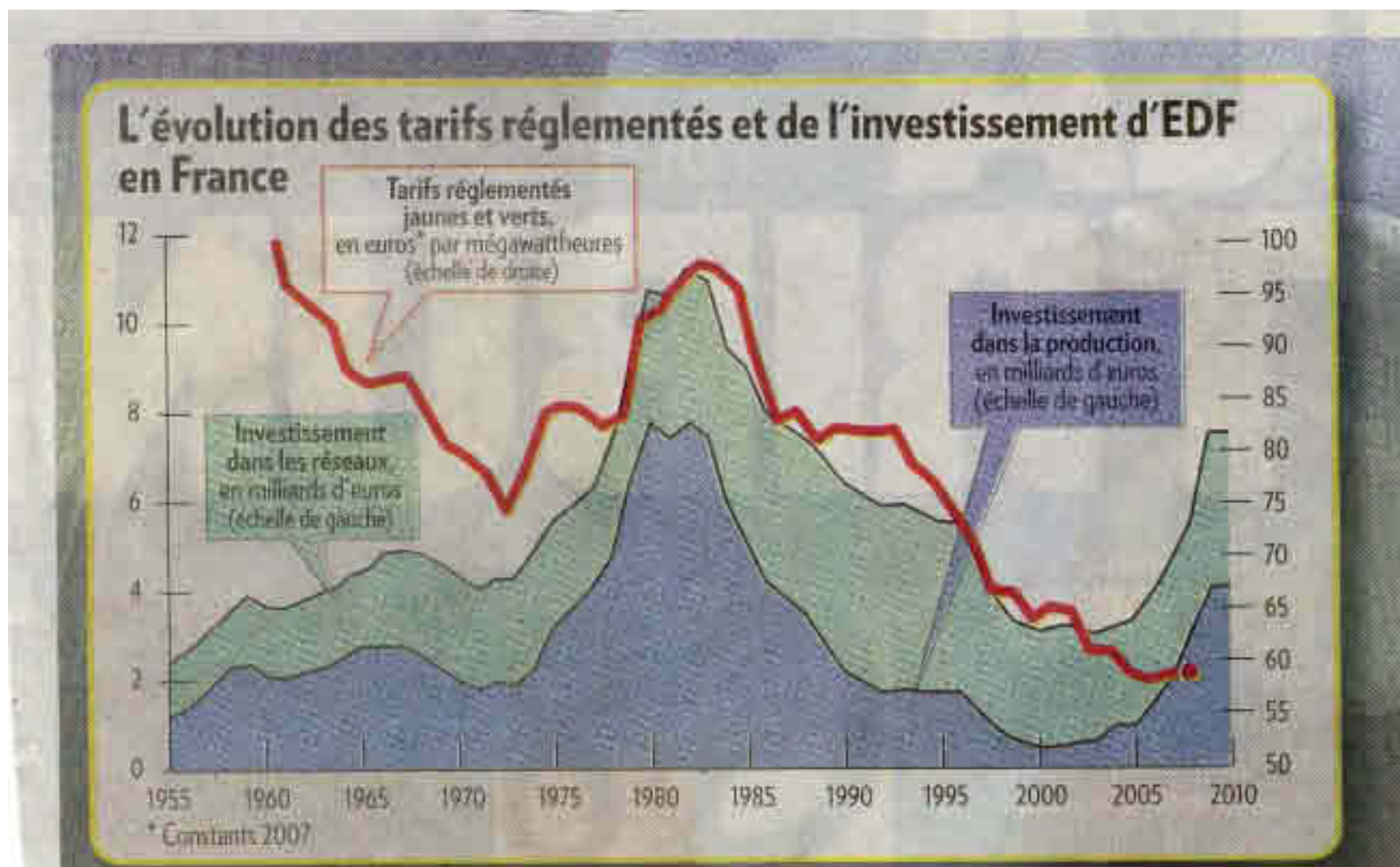
- Aux heures de pointe, on doit faire payer les coûts variables et les coûts fixes de l'équipement de pointe.
- Aux heures creuses, on doit faire payer les seuls coûts variables de l'équipement marginal appelé.
- Les coûts fixes de l'équipement de base sont couverts grâce au prix élevé obtenu aux heures de pointe. Vendre le kWh nucléaire sur la base du prix du kWh TAG aux heures de pointe ne constitue donc pas une rente. C'est le moyen de récupérer une marge destinée à couvrir les coûts fixes du nucléaire (*cela suppose que l'équipement soit optimal c'est-à-dire parfaitement adapté à la demande*).
- Si l'on ne fait payer que les coûts variables de la TAG durant la pointe, on ne récupère pas les coûts fixes.
- **Attention: ne pas confondre le coût moyen du kWh (prix de revient sortie centrale ; par exemple 30 à 40 euros le MWh pour le nucléaire PWR, et 55 euros le MWh pour l'EPR) avec le coût marginal (coût variable) d'un équipement donné (8 à 10 euros le MWh pour le nucléaire).**
- **Pour un consommateur final domestique la structure du prix du KWh est: 40% prix sortie centrale, 40% péages d'accès aux réseaux (10% T et 30% D) et 20% taxes et CSPE**

› **Figure 44 : Grand site industriel-type au tarif vert,**
prix hors taxes en € courants au 1^{er} janvier 2006, hors acheminement, hors CSPE



Source : CRE (avril 2006)

Tarifs réglementés en France



PROPOSITIONS DE LA COMMISSION CHAMPSAUR

- 1 – Maintenir des prix réglementés pour le secteur domestique et les petites entreprises (moins de 10 salariés et moins de 50 M euros?); c'est euro-compatible à condition que ces tarifs réglementés soient alignés sur les coûts...Permettre de passer des tarifs réglementés aux prix de marché de façon réversible**
- 2 – Supprimer les tarifs réglementés pour le secteur industriel (y compris le Tartam) mais instaurer des prix réglementés pour les entrants au niveau du nucléaire historique d'EDF (prix réglementés en amont mais pas en aval); ensuite la concurrence doit jouer entre EDF et ses concurrents; ceci de façon transitoire...(10 ans maximum?)**
- 3 – Les prix réglementés d'accès au nucléaire historique doivent correspondre à des coûts économiques (et non comptables) et doivent tenir compte du coût de prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires (coûts de jouvence); ces prix doivent en tendance rejoindre le coût en développement du nucléaire en France (EPR)**

**LE MARCHÉ DU GAZ : QUELLES
PERSPECTIVES ET QUELLE
POLITIQUE TARIFAIRE**

Olivier APPERT
Président
IFP

13^{ème} Conférence annuelle ENERGIE 2010

Le marché du gaz : quelles perspectives et quelle politique tarifaire ?

Les évolutions récentes des fondamentaux du marché du gaz
Olivier Appert, Président IFP

- **Une consommation gazière fortement pénalisée par la crise**

Si le pétrole a connu une année assez troublée, le gaz n'a pas échappé aux turbulences liées à la crise. Le marché gazier a en effet subi un choc historique en 2009. Jamais par le passé ce secteur n'avait connu un recul aussi marqué.

Selon nos premières estimations, la consommation gazière globale accuserait une baisse d'environ 5% en 2009, mettant un frein brutal à une croissance forte et continue enregistrée durant la dernière décennie (de près de 3 %/an). Pour donner une idée de l'ampleur de ce recul, il faut signaler que la baisse de 2009 représente environ 80 % des échanges de GNL mondiaux ou des exportations de la Russie. Cela va bien évidemment créer une situation nouvelle sur ce marché dont les investissements sont planifiés sur 20 ans.

- **La formation de la bulle gazière et son évolution**

Par ailleurs, l'industrie du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) a connu une accélération de son développement en 2009, avec la mise en service de nombreux projets au Qatar, en Indonésie, en Russie et au Yémen. Sous l'impulsion du Qatar, la capacité d'offre GNL globale a rebondi de plus de 20% en 2009, atteignant un niveau record équivalent à environ 11 % de la production gazière globale.

Le développement de la filière des gaz non-conventionnels aux Etats-Unis n'a fait qu'aggraver la bulle gazière qui s'est formée sous l'effet d'une demande fébrile, d'une surproduction de GNL et de stocks importants.

Depuis 2006, la production des gaz non-conventionnels aux Etats-Unis a connu un essor sans précédent, défiant tous les pronostics. Les « *shale gas* » sont le principal moteur de cette expansion : leurs seuils de rentabilité sont récemment descendus à des niveaux bas compris entre 4 et 5\$/MBtu sur les champs de Barnett, Fayetteville ou Marcellus, pour citer les plus grands. Selon plusieurs sources, leur production aurait plus que doublé ces deux dernières années, et reste promise à un fort potentiel de croissance dans les années qui viennent.

La contribution croissante des gaz non-conventionnels dans l'approvisionnement américain (de 39 % en 2006 à une part estimée de 47 % en 2009) accroît le degré d'auto-suffisance du premier marché mondial et redessine ainsi le paysage gazier global.

Il y a peu on craignait une offre insuffisante. Ce ne sera donc évidemment plus le cas et la situation actuelle d'excédent est susceptible de durer en 2010.

Ainsi, aucune inquiétude ne se pose sur la disponibilité de gaz sur le court-terme : la capacité d'offre GNL est prévue en hausse de 17 % sur les trois années à venir. Cependant, les courbes d'offre et de demande pourraient se rapprocher rapidement par la suite, conduisant à un retournement de la situation d'ici le milieu de la décennie.

- **Un nouveau contexte de prix : le découplage prix spot/prix indexés en question**

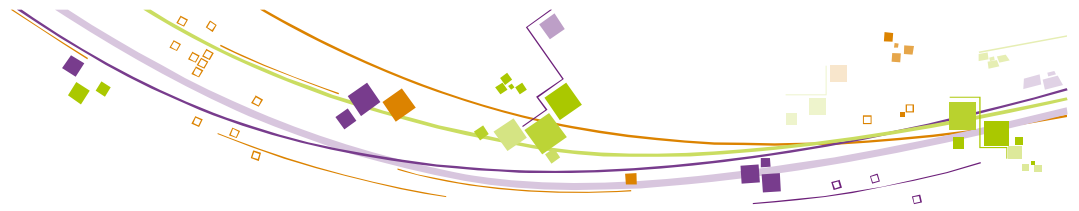
D'un marché vendeur, on est passé à un marché aux mains des acheteurs entraînant une pression baissière sur les prix.

En terme de prix la crise a profondément bouleversé les repères passés. Traditionnellement, le prix aux Etats Unis suivait globalement les évolutions du prix du fioul. Les prix sur le marché anglais étaient capés par les prix des contrats à long terme.

Ces schémas sont remis en cause depuis 2006 aux Etats Unis et la crise n'a fait qu'accentuer ces changements. Marché spot du GNL, concurrence avec le charbon dans le secteur électrique et coûts de production des gaz non conventionnels sont désormais les références pour les marchés anglais et américains. A noter un effet GNL sur les 2 marchés qui explique le début de convergence US/UK observé depuis peu.

L'enjeu financier de ces évolutions est majeur si une indexation spot devait devenir la règle sur le marché Européen. Les écarts de prix sont en effet considérables. Sur la période Août 2008 – Décembre 2009, les prix spot sont restés en moyenne de moitié inférieurs aux prix des contrats long-terme d'Europe Continentale. Et l'analyse des prix à terme montre qu'un écart important entre ces deux systèmes de prix devrait durer.

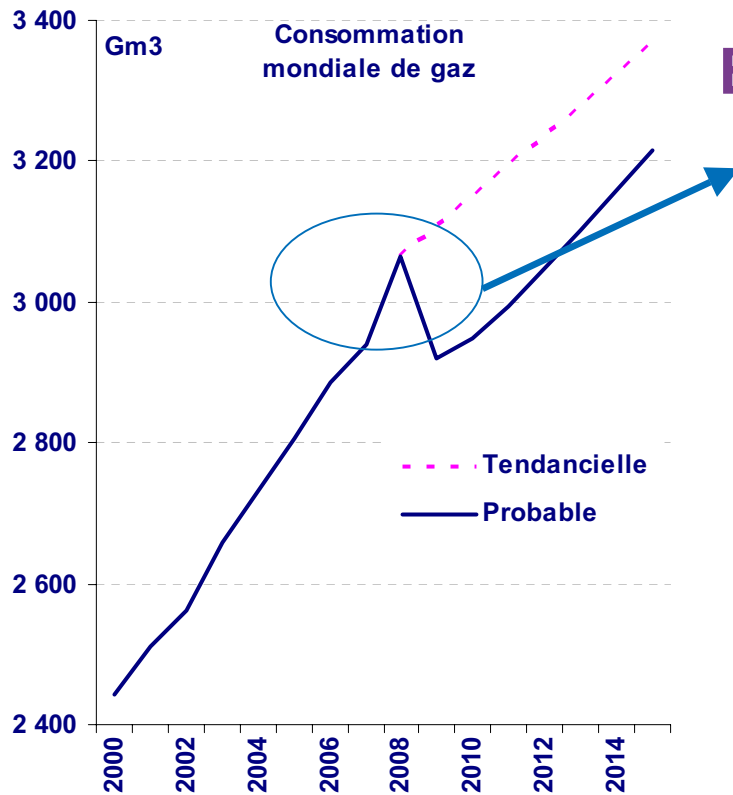
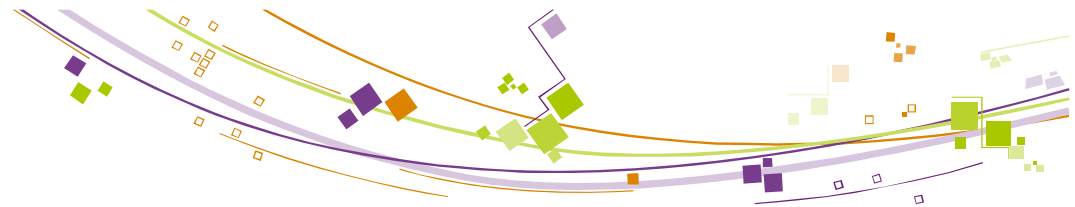
Les évènements de l'année 2009 ont ainsi transformé les fondamentaux du marché et ont entaché les prévisions économiques de l'industrie gazière de fortes incertitudes. Ils conduisent les acteurs de marché à devoir réadapter leur politique tarifaire en veillant à la fois aux priorités stratégiques industriels mais aussi au maintien de prix acceptables pour le consommateur.



Panorama 2010

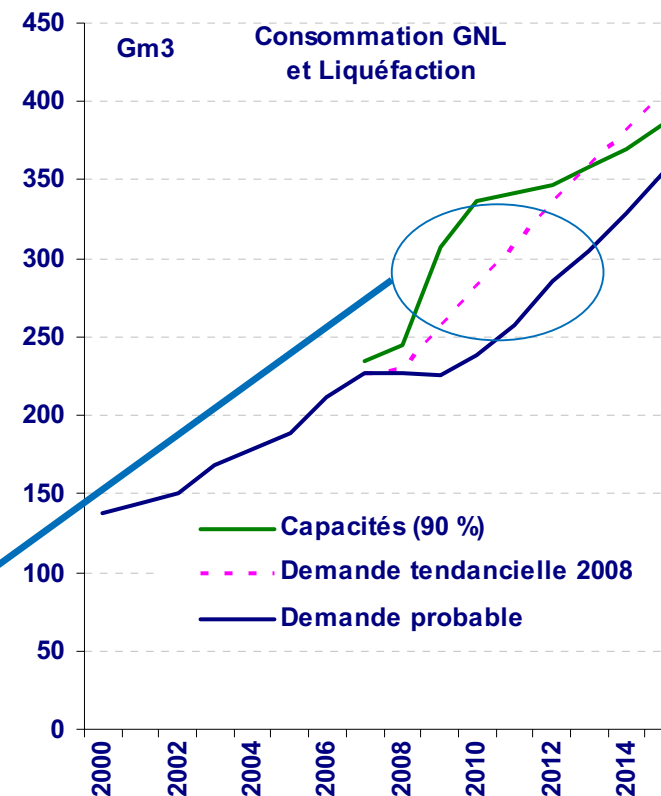
Impact de la crise dans le secteur gazier

Impacts majeurs : consommation et GNL

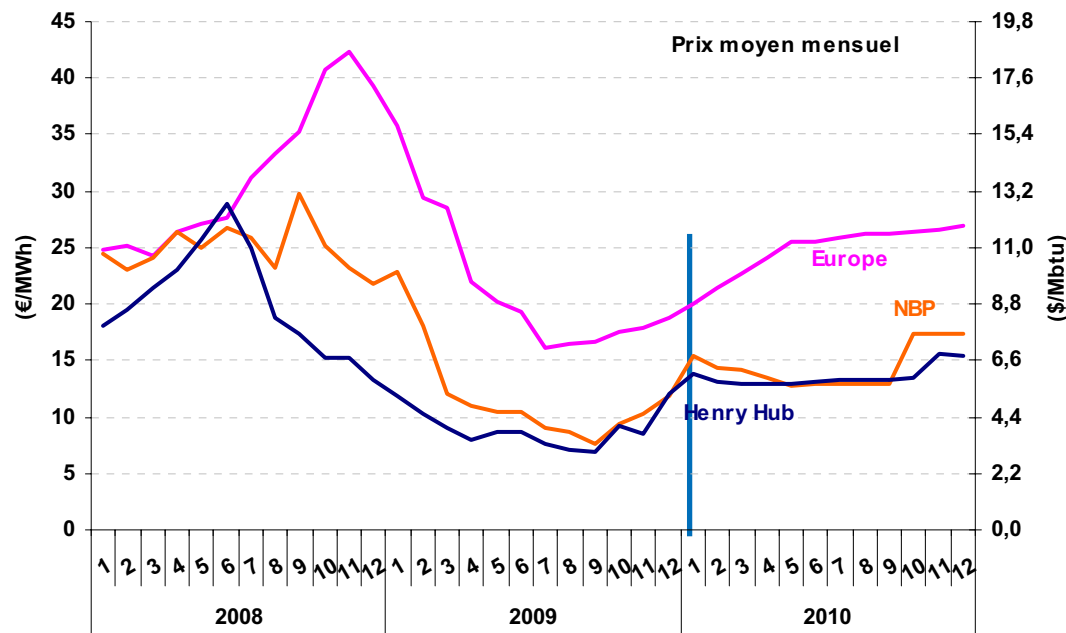


Baisse de 5 % de la demande mondiale en 2009

Excédents sur le marché du GNL



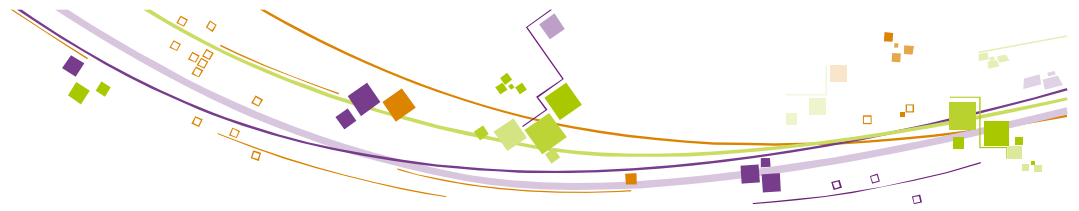
Relance du débat Prix Spots Vs indexation pétrole



Le fioul lourd n'est
plus la référence.

La concurrence
GNL et
charbon
est prépondérante

Décrochage des prix depuis 2006;
La crise et la hausse tendancielle du pétrole
ont accentué le phénomène.



Innover les énergies

www.ifp.fr

**LE MARCHÉ DU GAZ : QUELLES
PERSPECTIVES ET QUELLE
POLITIQUE TARIFAIRE**

Jean-Marie DAUGER

Directeur général adjoint en charge
de la branche Global Gaz & GNL
GDF SUEZ

GDF SUEZ

REDISCOVERING ENERGY



GDF SUEZ

A Global Gas Player



□ SUMMARY

■ Key figures	3
■ Gas Supply Policy	4
■ Exploration & Production's contribution to Group supply	5
■ A global leader in LNG	6
■ Developing upstream positions	7
■ Optimisation, arbitrage and trading activities	8
■ Integrated E&P-LNG projects	9
■ Key positions in transmission and storage for supplying Europe	10
■ Example: Supplying big customers in Europe	11
■ European leader in natural gas infrastructures	12

■ Key figures

A European leader in natural gas

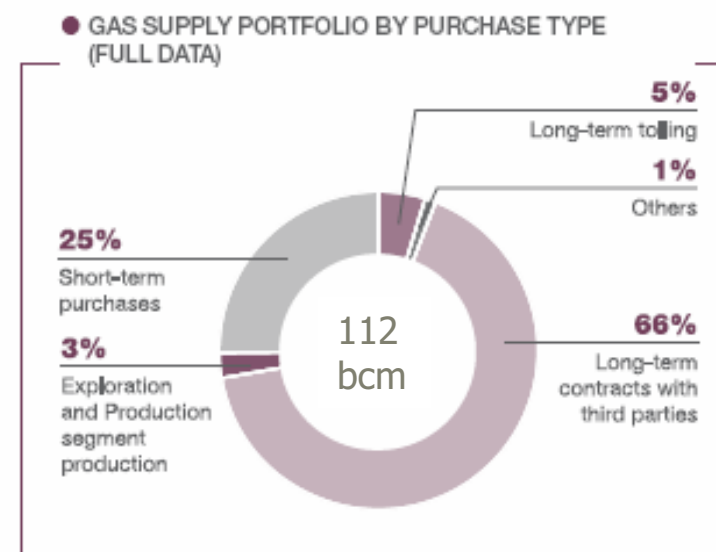
- **No.1** purchaser
- **No.1** transmission and distribution network
- **No.2** storage operator

A Global leader in LNG

- **No.1** importer and buyer in Europe
- **No.2** operator of LNG terminals
- **Leader** in the Atlantic basin

Leading player in the European market with **16 million customers** in more than **10 countries**

- Historical leader in France
- Strong presence in Italy, the Benelux countries and Central Europe (Romania, Hungary, Slovakia among others)
- and to a lesser extent into Germany, the United Kingdom, Spain...



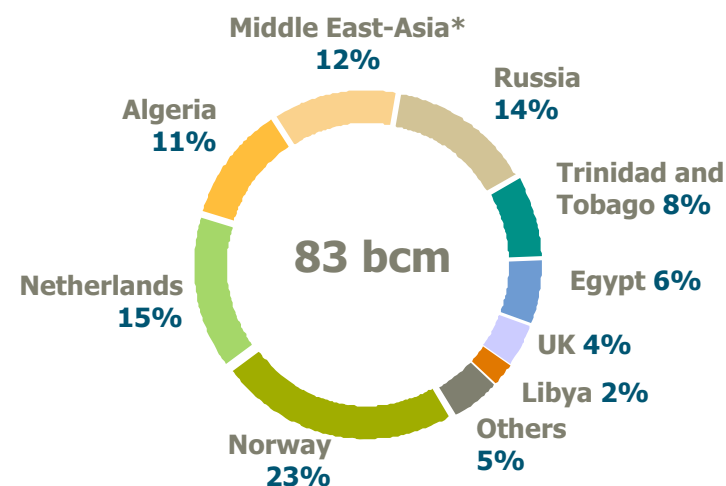
Key figures 2008

■ Gas Supply Policy

A supply policy based on long term partnerships and diversification:

- Long-term contracts providing a legal framework to trust-based partnerships
- Diversification of access modes to gas (own production, contracted gas, access to organised markets...)
- Diversification of gas sources (suppliers and countries)
- Diversification of gas routes and delivery points
- Share of LNG in supply portfolio

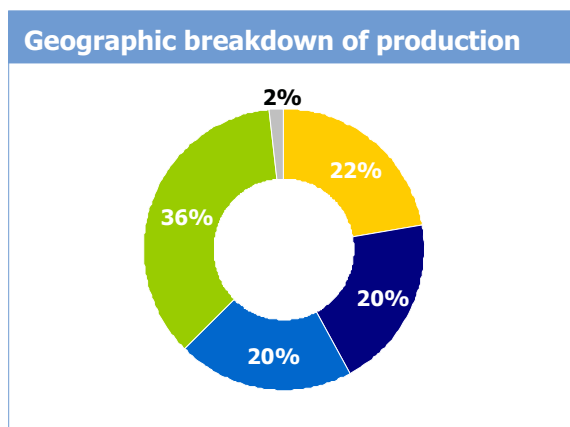
Group's Gas Supply LT portfolio



* including LT tolling agreements

■ Exploration & Production's contribution to Group supply

- E&P diversifies modes of access to resources
- Reduction of Group's exposure to margin shift along gas chain
- E&P facilitates the access to LNG



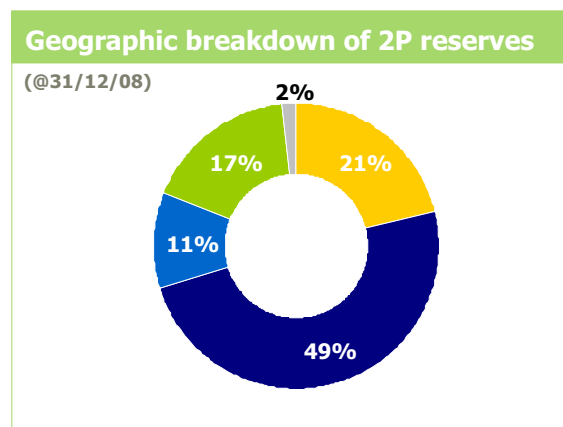
Production

51.3 Mboe produced in 2008 (*)

74% gas, 26% oil

■ Germany
■ Norway
■ UK
■ Netherlands
■ Others

(*) including 1.1 Mbep from assets acquired from NAM



Reserves

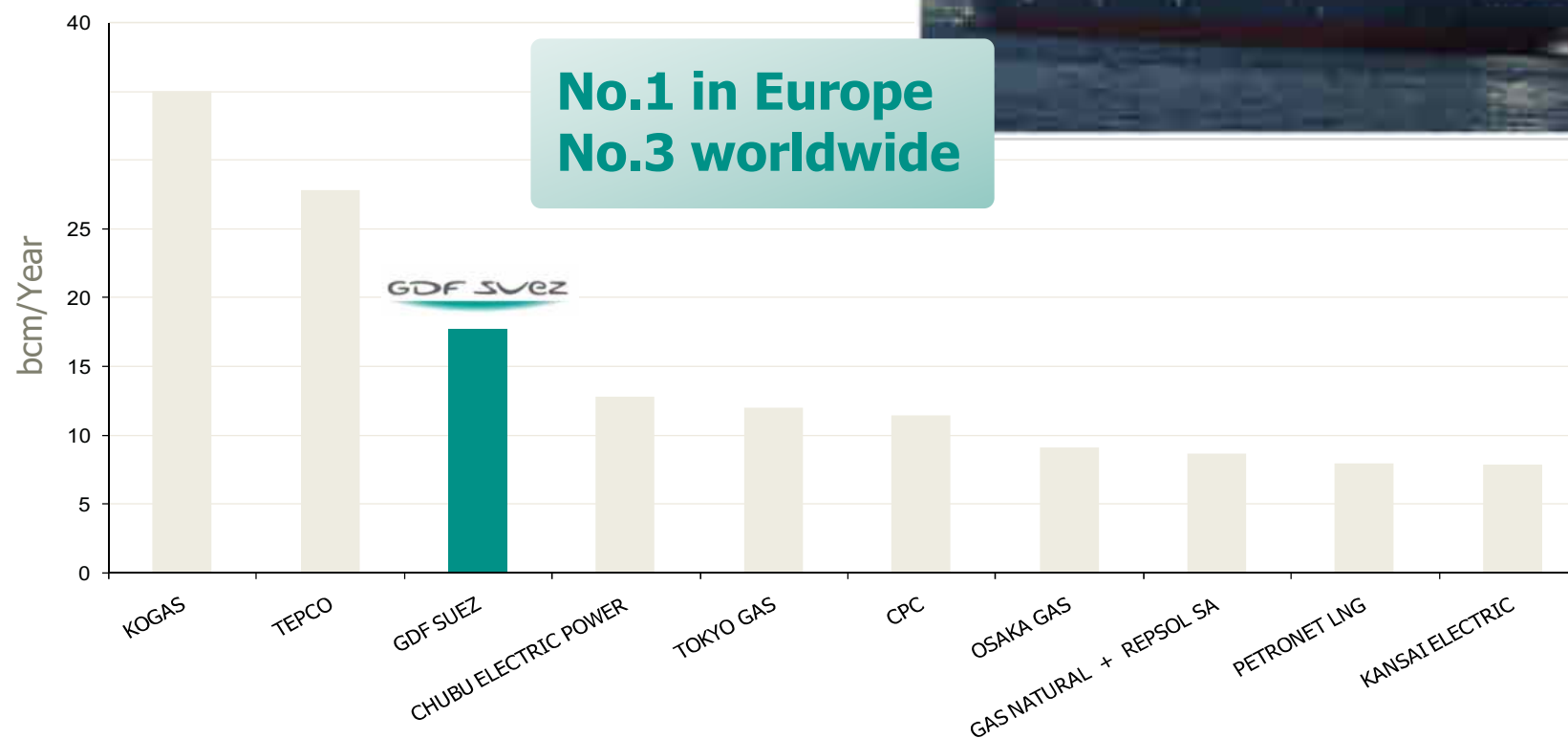
704 Mboe as of 12/31/08

70% gas, 30% oil



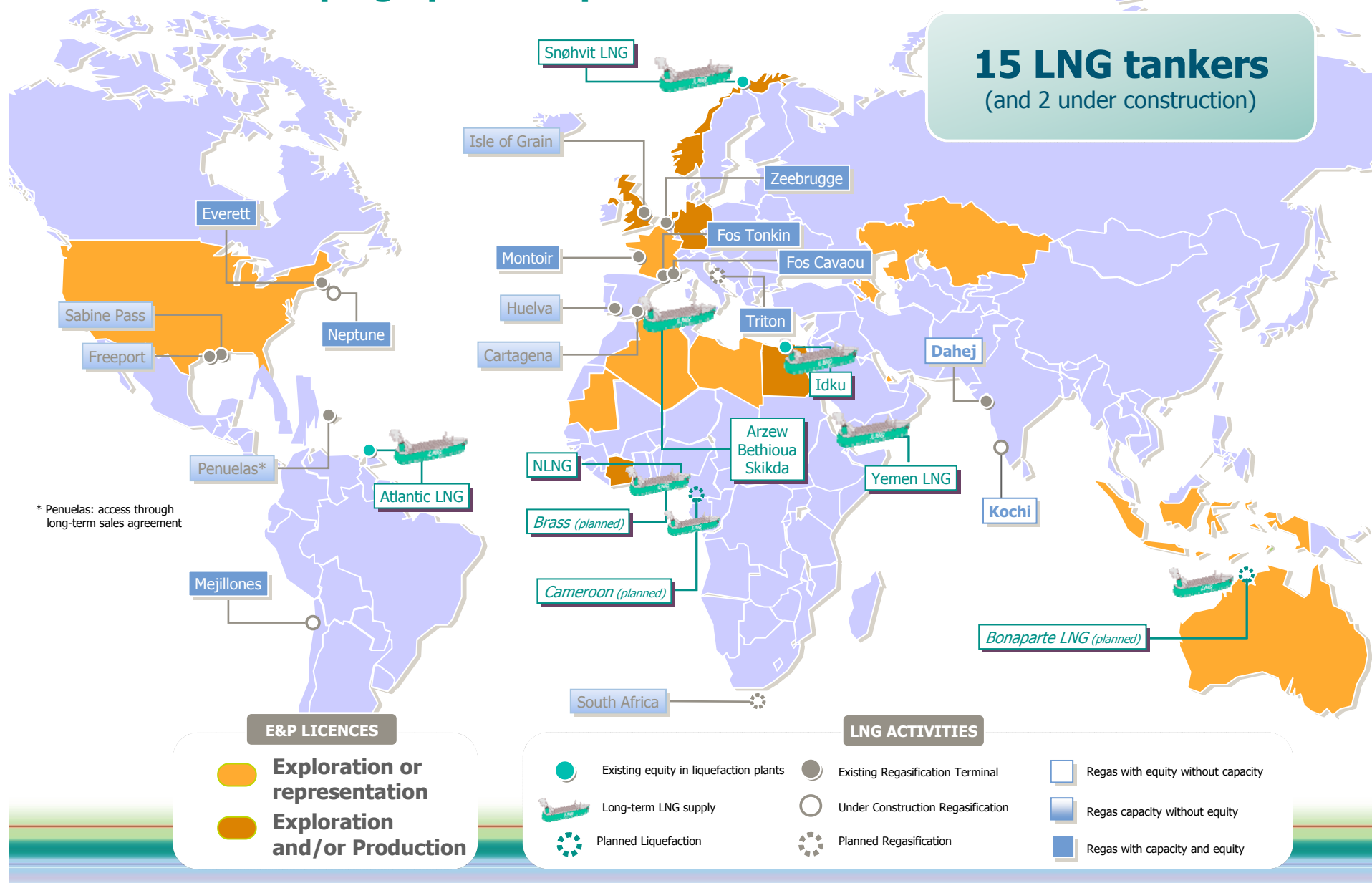
■ A global leader in LNG

LNG importers in 2008



■ Developing upstream positions

15 LNG tankers
(and 2 under construction)



■ Optimisation, arbitrage and trading activities

- Access to organised markets
- Diversification and flexibility of supply portfolio
- Capacities portfolio for access to key infrastructures (pipelines, underground storage, terminals and tanker fleet)
- Portfolio optimisation on all time horizons
- "Internal market"
- Time spread arbitrage
- Geographical arbitrage (including LNG cargoes rerouting)
- Structured deals



In order to adapt its supplies to its needs and adjust the volumes of its resources to sales developments, GDF SUEZ often tops up its portfolio by turning to short-term gas markets in Europe via its subsidiaries Gaselys and Electrabel. This portfolio management and trading activity thus follows it to optimize its procurement costs and take advantage of market opportunities.



■ Integrated E&P-LNG projects

Bonaparte LNG

Licence in 3 offshore gas fields

- Petrel, Tern and Frigate:
First E&P position for GDF SUEZ in Australia
- Location: The timor/Bonaparte basin

Development plan

- A proposed 2mtpa floating LNG project
- Estimated gas reserves: 220 Mboe*
(for the GDF SUEZ share)
- Commercialisation by GDF SUEZ
for the entire LNG production
- Investment of 4-5 billion dollars

The Bonaparte LNG partnership

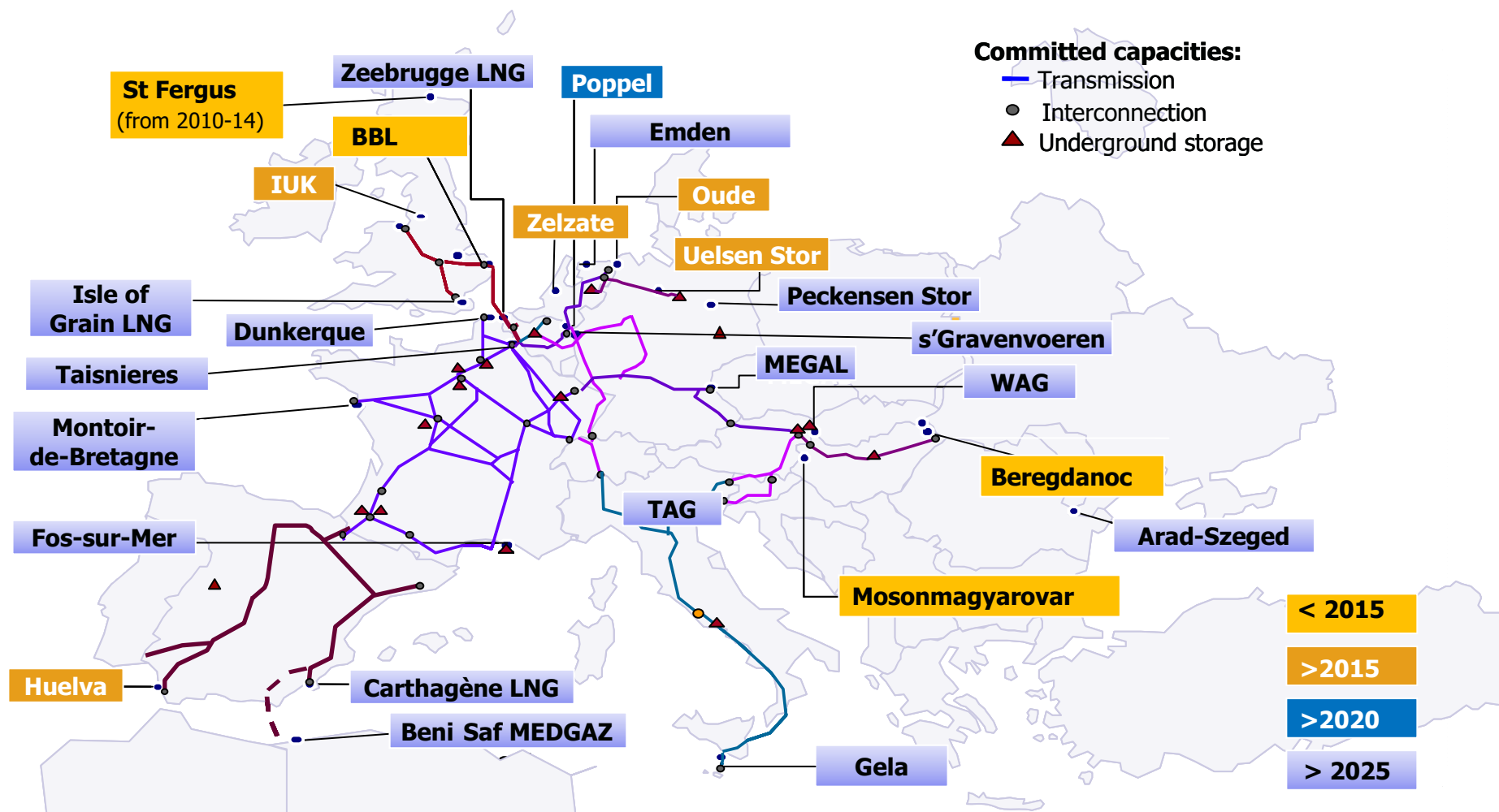
- GDF SUEZ 60 %, Santos 40 %



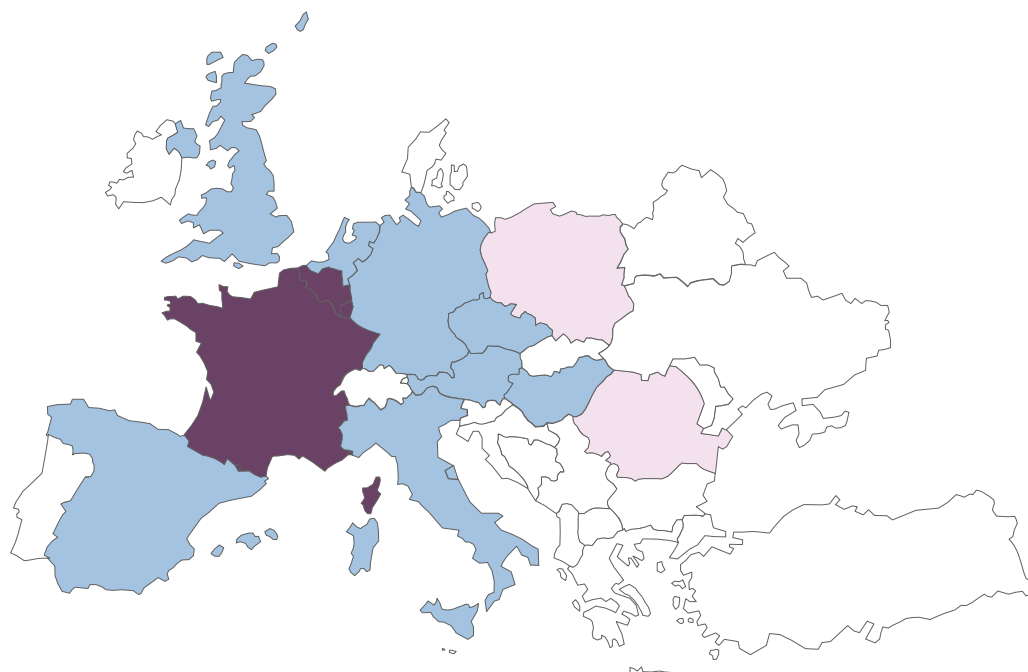
**Operating the LNG project today,
GDF SUEZ will become operator
of the entire project in 2011**

* 220 million barrel of oil equivalent corresponds to 32.4 Gm³

■ Key positions in transmission and storage for supplying Europe



■ Example: Supplying big customers in Europe



ABILITY TO DELIVER

Gas – Electricity & Energy Services
related in **11 countries in Europe**



Target

"GIANTS" CLIENTS

Either :

a Pan-European Account: large European group present in at least two target countries
a large national customer (industrial, power producer or distributor)

With specific buying behaviours

European buying organisation and/or need for complex tailor-made offers

Listed in agreed lists periodically revised

■ European leader in natural gas infrastructures

1st natural gas transmission network

- owner of the longest network in Europe = **32,200 km** in France
- stakes in several transmission operators in Europe = **5,100 km** (Belgium, Germany, Austria)
- **50** shippers

1st gas distribution network

- **188,637 km** in France, connecting **9,265 municipalities** and **11 million clients**
- **22** shippers

2nd largest storage capacity

- **12** sites and **10.0 bcm** storage capacity in France
- stakes in **1 bcm** additional storage capacity through european subsidiaries (UK, Belgium, Germany)
- **26** shippers

2nd largest LNG terminal receiving capacity

- **17 bcm** regasification capacity in **2 LNG** terminals in France (Montoir, Fos Tonkin / physical terminal capacity)
- **Third terminal in France** (Fos Cavaou) : commissioning has started in October 2009 with **8.25 bcm** capacity
- **Zeebrugge expansion: effective in spring 2008**

In addition, LNG terminal capacities in:

- **North America:** Everett, Freeport (expected in 2010), Sabine Pass, Puerto Rico
- **India:** Dahej (10% stake in Petronet)
- Other terminals in Europe: Huelva, Cartagena, Isle of Grain (capacities)



GDF SUEZ

REDISCOVERING ENERGY



**LE MARCHÉ DU GAZ : QUELLES
PERSPECTIVES ET QUELLE
POLITIQUE TARIFAIRE**

Patrice LAMBERT de DIESBACH

Directeur de la recherche
CM-CIC SECURITIES

European Utilities: slow recovery in demand and electricity prices



ESN Utilities Team

Patrice Lambert-de Diesbach
lamberpt@cmcics.com
Michael Schaefer
michael.schaefer@equinet-ag.de
Victor Peiro
vpeirop@cajamadrid.es
Helena Barbosa
helena.barbosa@caixavalores.pt
Dario Michi
dario.michi@bancaakros.it

Sonia.Baldeira
Sonia.baldeira@caixavalores.pt
Sonia Ruiz
sruizgar@cajamadrid.es
Marc Leemans
Marc.Leemans@degroof.be

January 2010

- ## Evolution of the corporate spreads YtD



Company	Date	million	Spread	Cost	Currency	maturity date	benchmark IRR	Years of Maturity
GDF-Suez	17/10/2008	1.000		6,25%	EUR	24/01/2014		5,3
GDF-Suez	17/10/2008	900		6,88%	EUR	24/01/2019		10,3
GDF-Suez	22/10/2008	500		7,00%	GBP	30/10/2028		20,0
EDP	28/10/2008	406	3,70%	8,63%	GBP	04/01/2024	4,93%	15,2
RWE	13/11/2008	1.000	2,99%	5,86%	EUR	20/11/2013	2,87%	5,0
RWE	13/11/2008	1.000	3,08%	6,72%	EUR	01/01/2019	3,64%	10,1
IBE	14/11/2008	600	3,65%	7,50%	EUR	30/10/2015	3,85%	7,0
IBE	14/11/2008	1.000	2,90%	6,38%	EUR	08/11/2011	3,48%	3,0
E.ON	17/11/2008	1.000	1,50%	4,83%	EUR	25/11/2010	3,33%	2,0
E.ON	17/11/2008	250	n.a.	3,88%	CHF	25/11/2012		4,0
EDF	19/11/2008	2.000	2,10%	5,63%	EUR	19/01/2012		3,2
EDF	28/11/2008	1.000	3,38%		CHF	18/12/2013		5,1
VATTENFALL	25/11/2008	650	2,80%		EUR			
VATTENFALL	25/11/2008	850	2,30%		EUR			
CENTRICA	27/11/2008	750	3,80%		EUR			
E.ON	07/01/2009	1.500	2,50%	5,58%	EUR	19/01/2016	3,08%	7,0
IBE	13/01/2009	550	2,80%	6,25%	EUR	29/12/2015	3,45%	7,0
IBE	13/01/2009	450	1,80%	4,50%	EUR	07/01/2012	2,70%	3,0
GDF-Suez	13/01/2009	1.750		4,38%	EUR	16/01/2012		3,0
GDF-Suez	13/01/2009	1.500		5,63%	EUR	18/01/2016		7,0
GDF-Suez	13/01/2009	1.000		6,38%	EUR	18/01/2021		12,0
E.ON	13/01/2009	700	2,80%	6,86%	GBP	27/01/2039	4,06%	30,1
IBE	20/01/2009	500	2,90%	7,20%	GBP	17/01/2024	4,30%	15,0
IBE	01/03/2009	1.500	2,20%	4,90%	EUR	28/02/2014	4,30%	5,0
Veolia	10/04/2009	1.250		5,25%	EUR	09/04/2014		5,0
Veolia	10/04/2009	0,75		6,75%	EUR	08/04/2019		10,0
EON	19/05/2009	0,76	0,85%	2,90%	EUR	30/11/2011	2,05%	2,5
RWE	09/06/2009	1.500	0,95%	3,00%	EUR	08/09/2010	2,05%	1,3
EDF	17/06/2009	1.000		5,00%	EUR	16/06/2014		5,0
ENG	22/06/2009	500	0,95%	3,25%	EUR	21/06/2012	2,30%	3,0
ENG	22/06/2009	500	1,45%	4,38%	EUR	21/06/2015	2,93%	6,0
Terna	22/06/2009	600	1,30%	4,88%	EUR	20/06/2019	3,58%	10,0
Gas Natural	25/06/2009	2.000	2,30%	5,25%	EUR	24/06/2014	2,95%	5,0
Gas Natural	25/06/2009	500	2,65%	6,36%	EUR	24/06/2019	3,71%	10,0

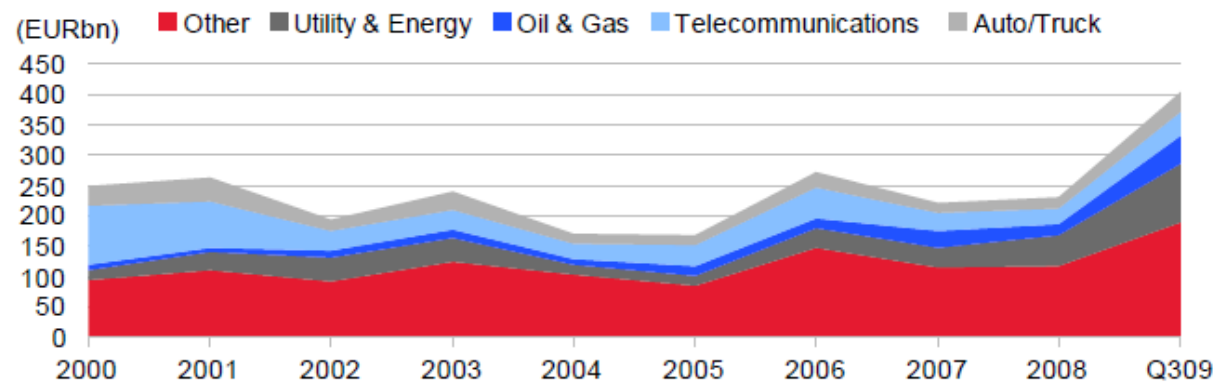
Source: Bloomberg

...with Utilities capturing one third of the available funds



- Energy & Utilities issuance represented around 35% of total issuance
 - (Fitch seminar, dec 1st 09)

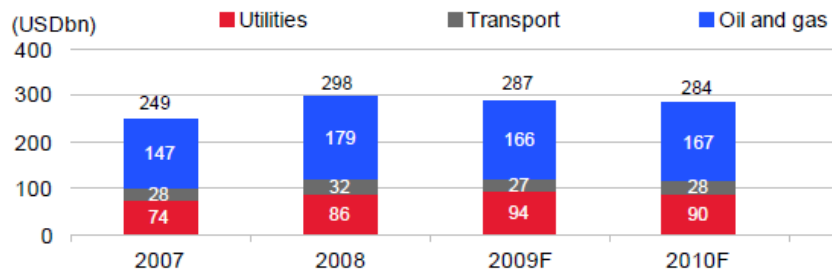
EMEA Corporate Bond Issuance



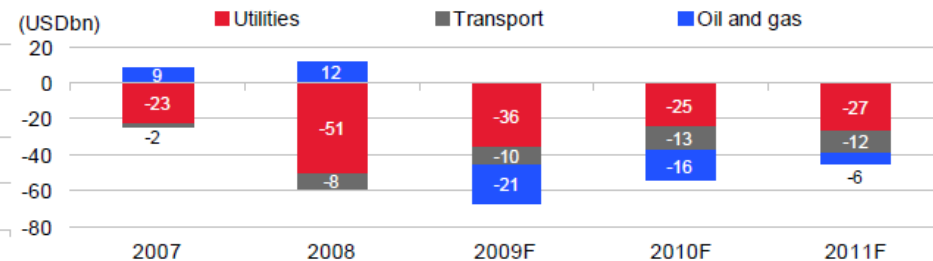
Source: Dealogic

- Utilities' capex should be relatively constant over the period but FCF should be down

Energy, Utilities and Regulation – Capex by Sector



Energy, Utilities and Regulation – FCF by Sector

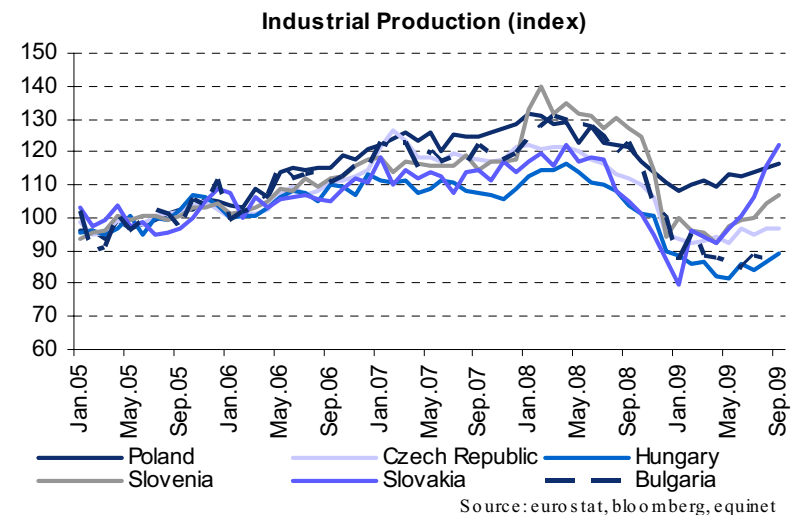
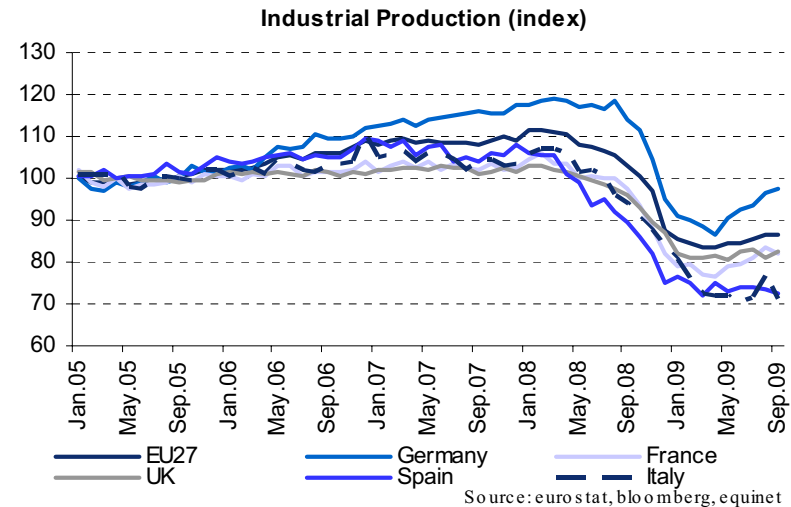
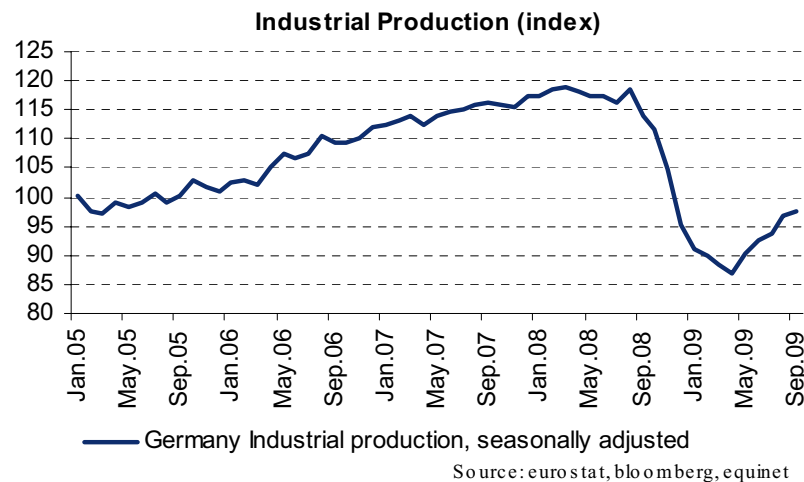


Source: Fitch

... with signs of recovery



- ◆ Indices for industrial production show early signs of recovery in selected countries
 - ◆ Germany taking the lead in recovery
 - ◆ Italy, Spain, UK remain at low levels
 - ◆ Poland performs better than others in EE
 - ◆ ?? Recovery: Speed and to what level ??



European gas supply with 2 main streams...



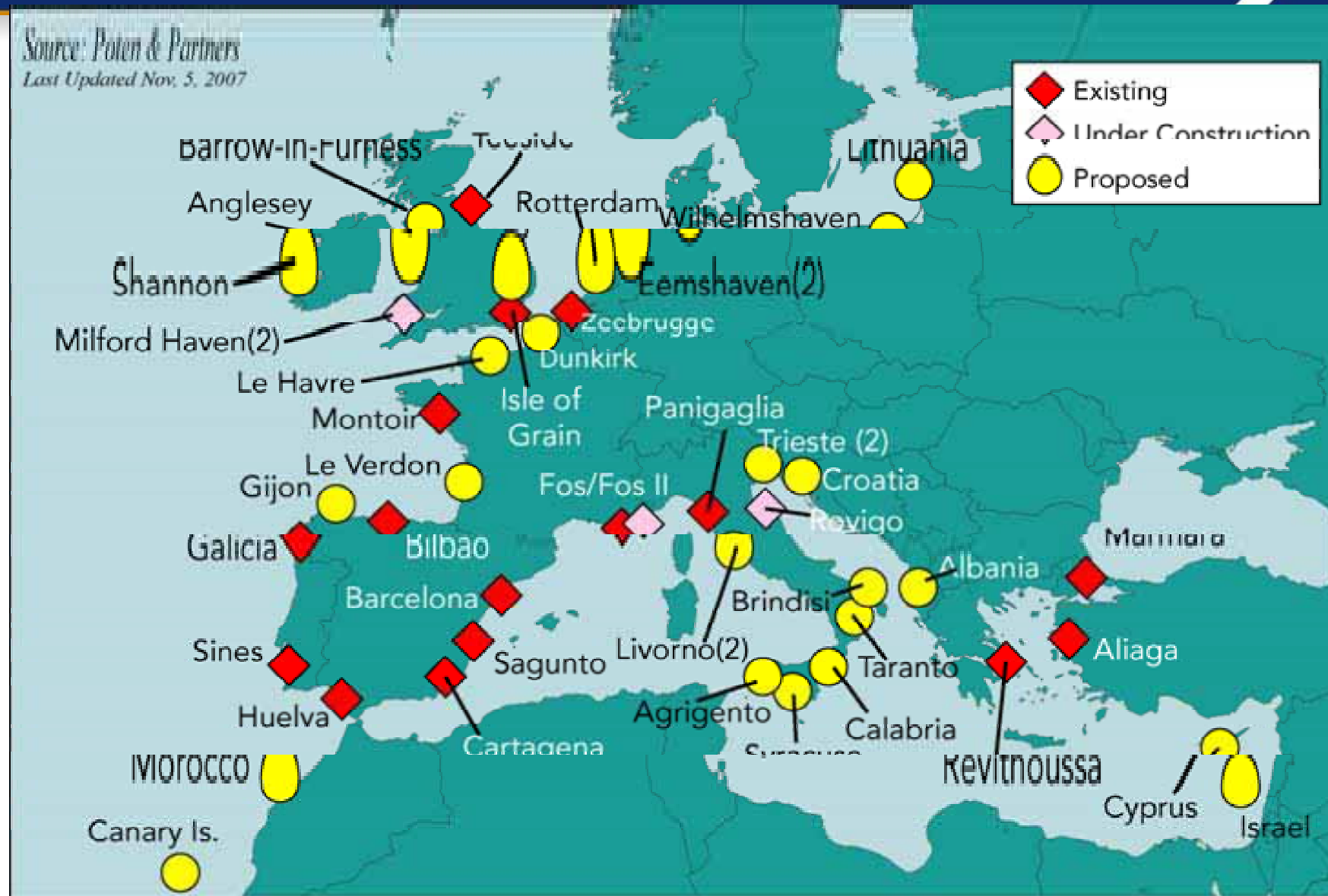
Gas story



....with alternative response via surplus LNG supply...



Gas story

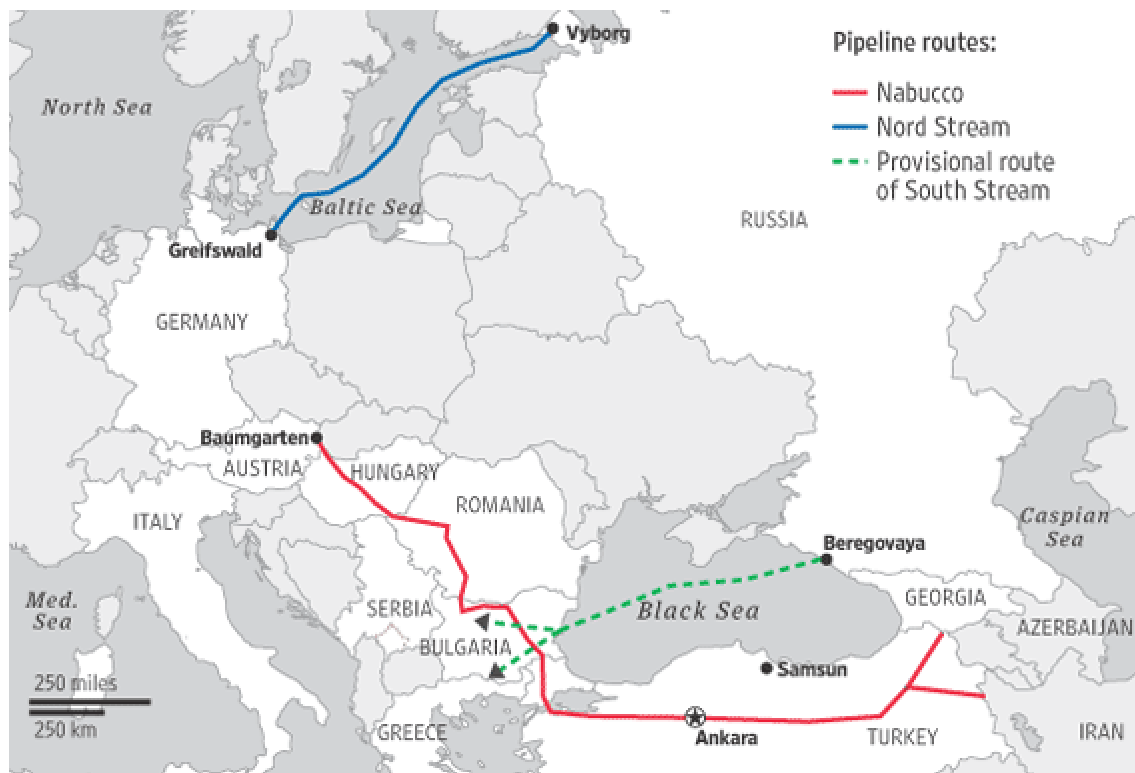


....and questionable political alternative response with N&S stream

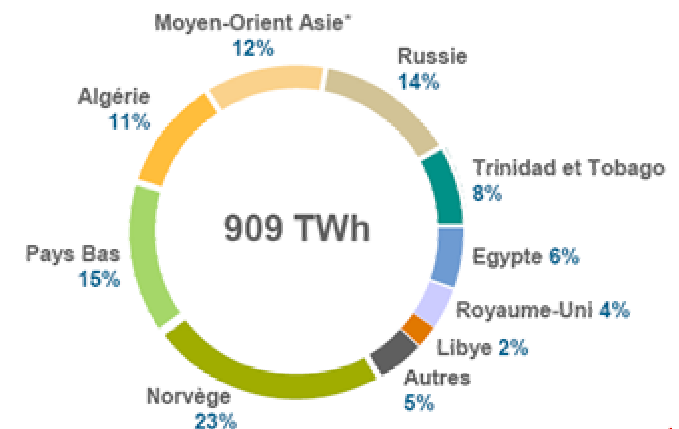


Gas story

Political road map for gas through Nord & South stream



LT GDF Suez gas supply (est. at end-2008)



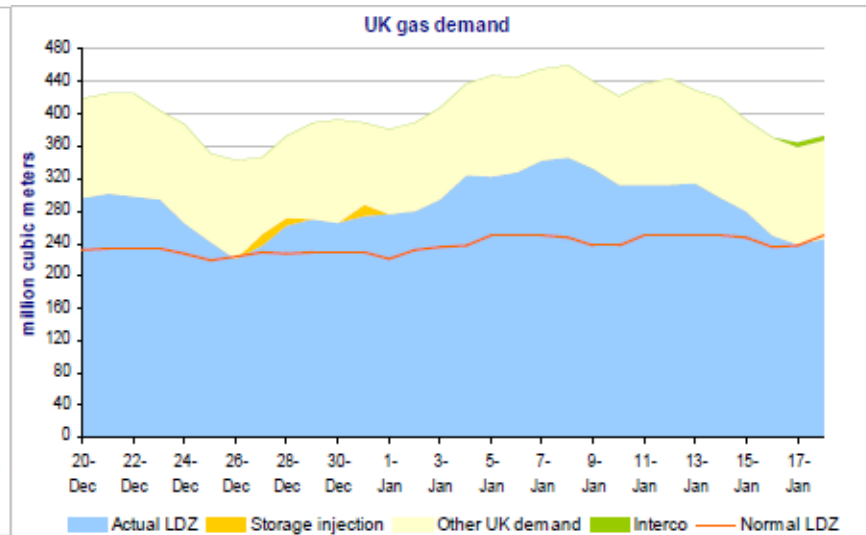
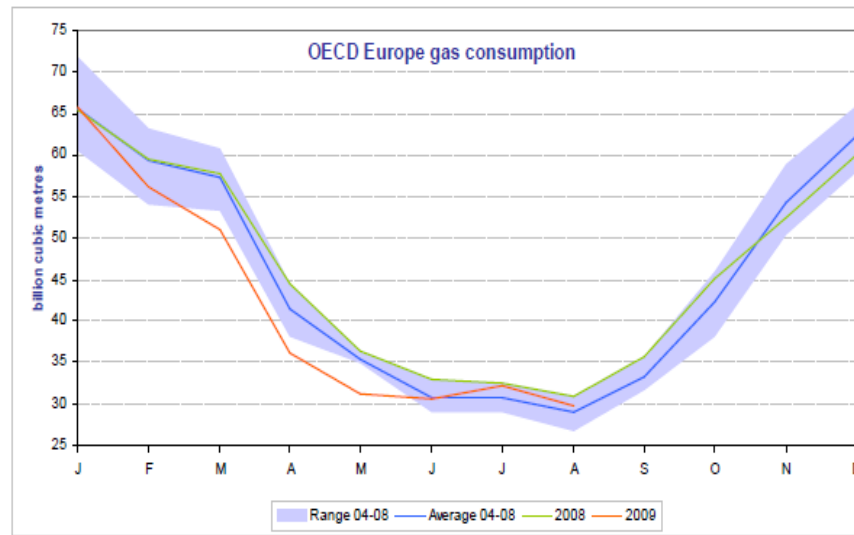
Source: GDF-Suez

Commodities are slightly picking up at last

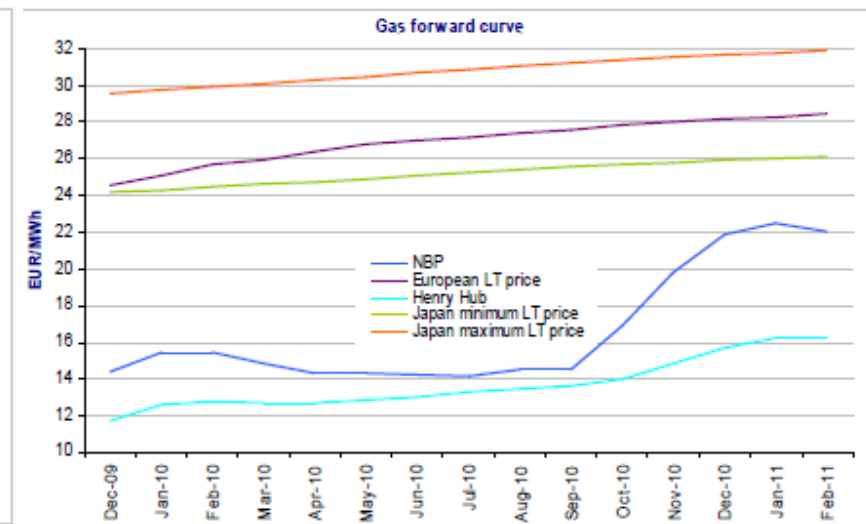
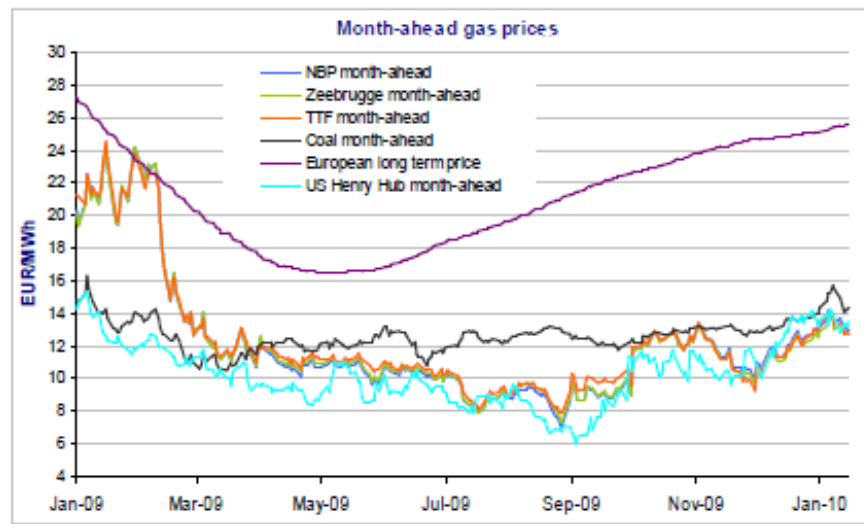


Energy mix

Primary Energy demand and Gas prices



Source : TSOs & Gaselys



Political Interventionism appears with claw back game



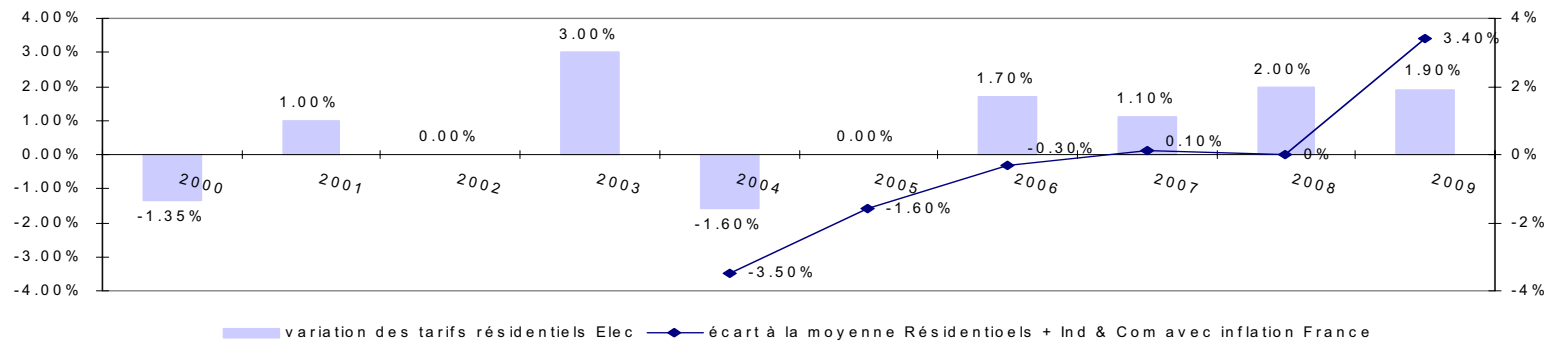
Regulatory



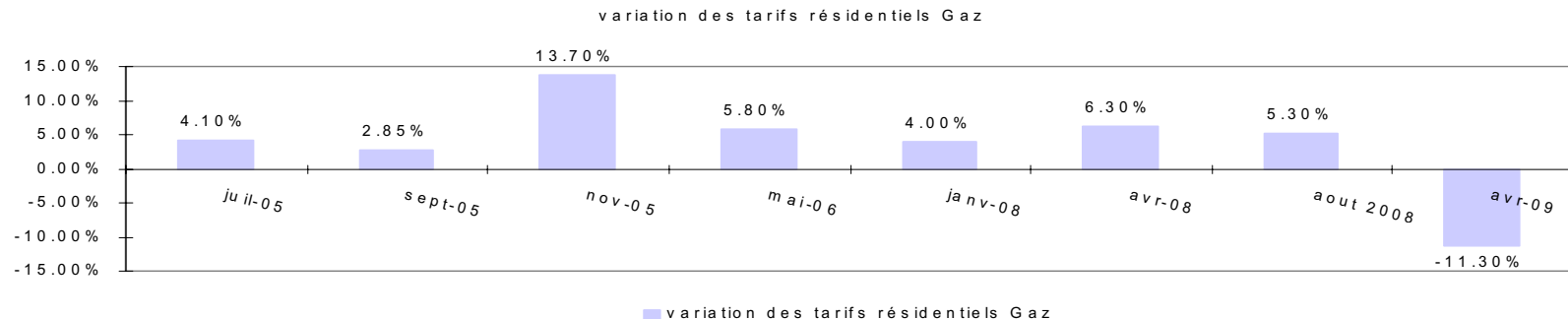
- Politicians have tried to appropriate a part of the cash flow from utilities and cap customer power prices
- Finnish Government has proposed a tax on nuclear production
- Most exposed countries to State Government threats are Belgium, France, Spain & Portugal with a question mark over Italy and UK
- Typical French situation now appears as one of the best

The typical French risky situation

Evolution of the integrated tariffs for residential customers (EDF)



Increase in gas prices for residential customers (GDF)

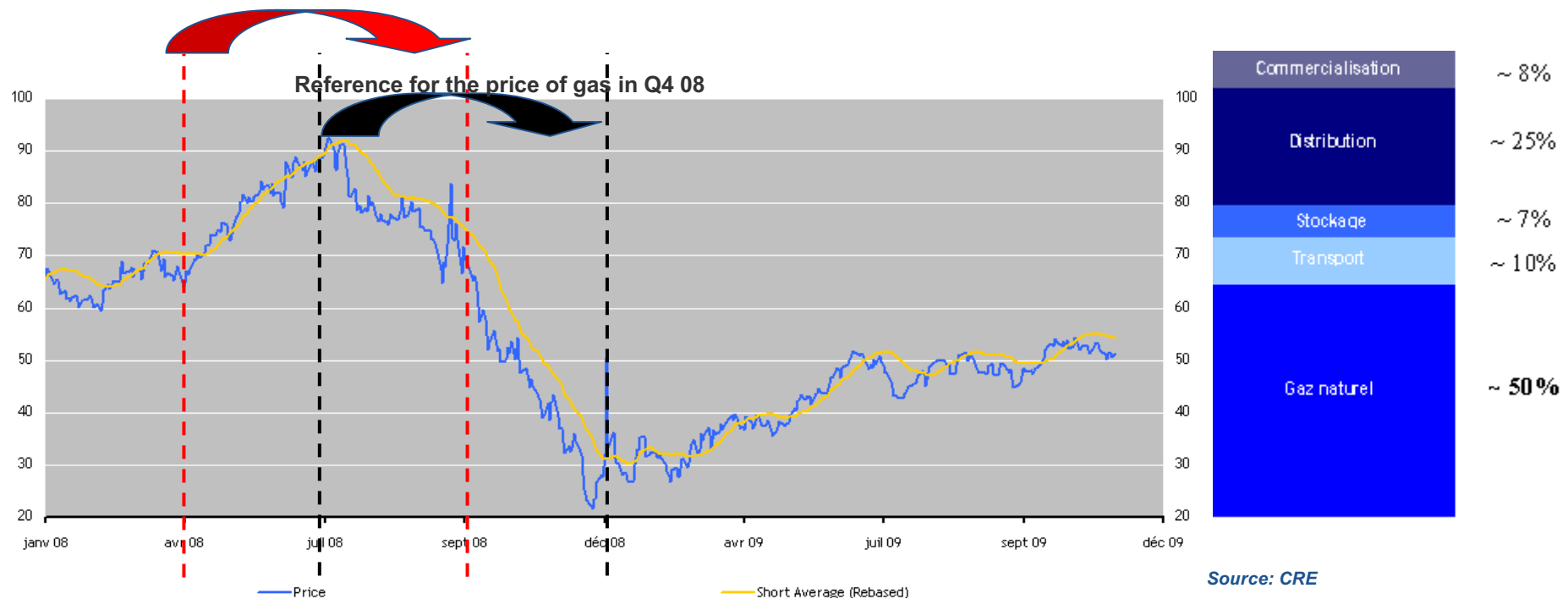


The 6/1/3 rule... and the gas supply cost



Reference for the price of gas in Q3 08

Break down of gas costs for residential

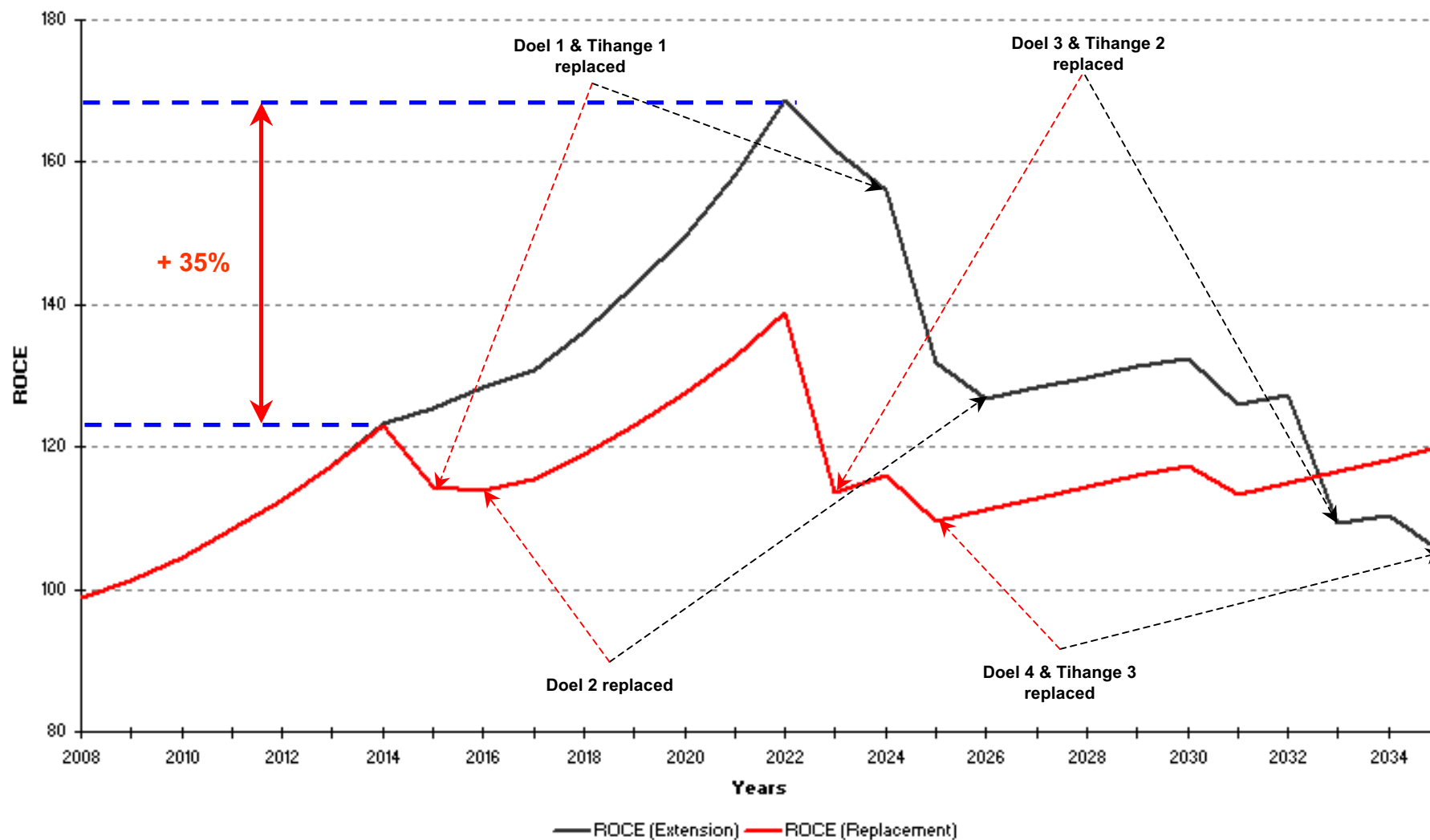


Source: ESN CM CICS

Source: CRE

- A clear tariff formula was recently disclosed
 - $1.31 \times \text{var L1} + 0.2 \times \text{var L2} + 0.27 \times \text{var L3} + 0.06 \times \text{var L4}$

ROCE evolution of Electrabel nuclear fleet: 35% bonus in the extension scenario...



...with a limited claw back from Belgium government



Estimated impact of nuclear tax and recruitment costs¶

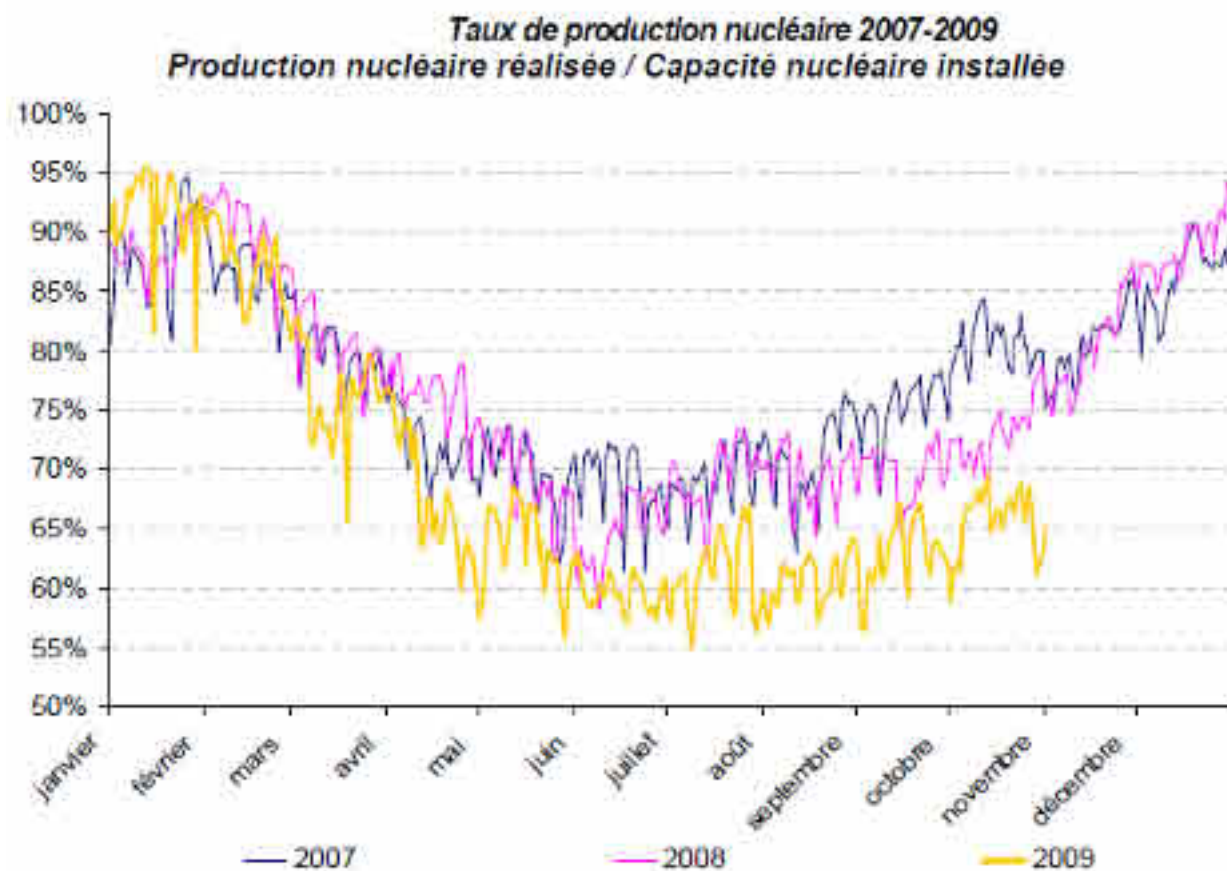
#	2010¶	2011¶	2012¶	2013¶	2014¶	2015~2019¶
Recruitment costs¶	40¶	80¶	120¶	160¶	200¶	200¶
Av. Corp. tax¶	168¶	168¶	168¶	168¶	168¶	0¶
Total¶	208¶	248¶	288¶	328¶	368¶	200¶
Cost per MWh¶	19.0¶	22.7¶	26.3¶	30.0¶	33.6¶	18.3¶
Av. Cost of nuclear tax over 10 yrs (A)¶	EUR22.3/MWh¶					
Spot forward selling price Jan 2010¶	EUR55/MWh¶					
Nuclear cash costs¶	EUR13/MWh¶					
pro forma EBITDA per MWh (B)¶	EUR42/MWh¶					
Claw back ratio (A) on (B)¶	53% if tax of EUR230m applies only to 2010-2014¶					
Av. Cost of nuclear tax over 10 yrs (C)¶	EUR29.9/MWh if EUR230m tax is perpetual¶					
Claw back ratio (C) on (B)¶	71% if EUR230m tax is extended beyond 2014¶					

Source: CMC-CIC Securities estimates¶

Where is EDF's fleet performance today ?



- An awful H2 performance



Source : RTE , Analyse : CRE

EDF the cheapest electricity cost per MWh



Generation (TWh)	EDF	EDP	Endesa	EHEL	EOH	Fortum ^	Gas-Unf	GDF-Suez	Iberdrola	PPC	RWE
Hydro	48,7	7,2	42,4	34,6	22,2	22,9	8,6	45,2	11,6	3,1	2,4
Nuclear	440,3	1,2	27,1	15,3	76,2	23,7	4,4	47,6	24,8	0,0	49,3
CCGT	50,0	11,3	23,7	25,8	85,8	17,6	57,9	109,5	67,8	11,8	31,2
Coal	58,5	13,5	30,3	47,3	123,9		6,9	28,6	13,2	29,6	135,9
Fuel-Oil	10,6	0,8	20,1	21,5	4,0		0,3	2,4	0,1	8,3	0,0
Traditional Gen.	608,1	34,1	143,5	144,5	312,1	64,2	78,1	233,2	117,4	52,9	218,8
Renewable	2,5	9,4	3,4	7,5	3,2		1,5	4,8	17,0	0,1	5,3
CHP	0,0	0,0	0,1	0,0	2,4		0,5	0,0	6,9	0,0	0,0
Total	610,6	43,4	147,1	152,0	317,6	64,2	80,1	238,0	141,3	52,9	224,1

Cost of Sales Simulation without CO2	EDF	EDP	Endesa	EHEL	EOH	Fortum	Gas-Unf	GDF-Suez	Iberdrola	PPC	RWE
Average Price (Nuclear Cost 46 €/MWh)	37,6	40,8	39,2	42,2	43,1	31,9	45,5	40,2	43,6	49,8	44,3
Average Price (Nuclear Cost 34 €/MWh)	34,3	40,6	38,3	41,6	42,0	30,2	45,3	39,3	42,7	49,7	43,3
Average Price (Nuclear Cost 18 €/MWh)	23,8	40,1	35,5	40,1	38,4	24,8	44,5	36,3	39,6	49,7	40,0

Cost of Sales Simulation with CO2	EDF	EDP	Endesa	EHEL	EOH	Fortum	Gas-Unf	GDF-Suez	Iberdrola	PPC	RWE
Average Price (Nuclear Cost 46 €/MWh)	40,3	51,1	46,5	51,9	52,7	34,1	53,1	46,3	50,3	64,2	56,8
Average Price (Nuclear Cost 34 €/MWh)	32,4	50,7	44,5	50,7	50,1	30,0	52,5	44,1	48,0	64,2	54,3
Average Price (Nuclear Cost 18 €/MWh)	26,5	50,4	42,9	49,9	48,1	27,0	52,0	42,4	46,3	64,2	52,5

CO2 certificate price (€/t):

20

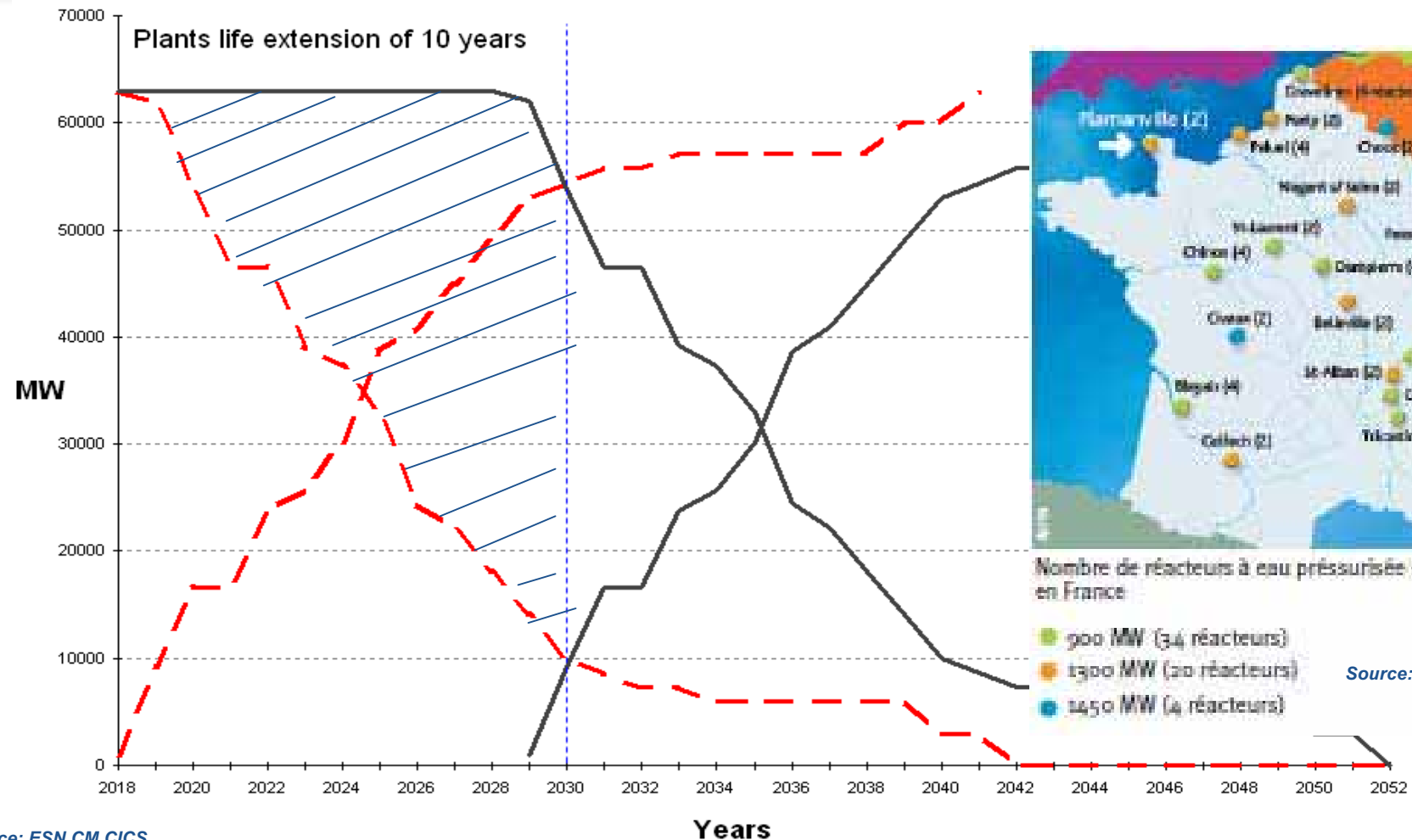
- EDF S.A. an average cost of production of €26/MWh

	TWh	% tot	Cost for TWh	Compoun
Purchase obligations	26,7	4,9%	80,0	2 136
LT & structured purchases	44,9	8,3%	55,0	2 470
Fossil fired	15,8	2,9%	55,0	869
Hydropower	38,4	7,1%	20,0	768
Nuclear	417,6	76,8%	19,0	7 934
Total	543,4	100,0%		14 177

Average price	26,1	€/MWh
----------------------	-------------	--------------

Source: ESN CM CICS

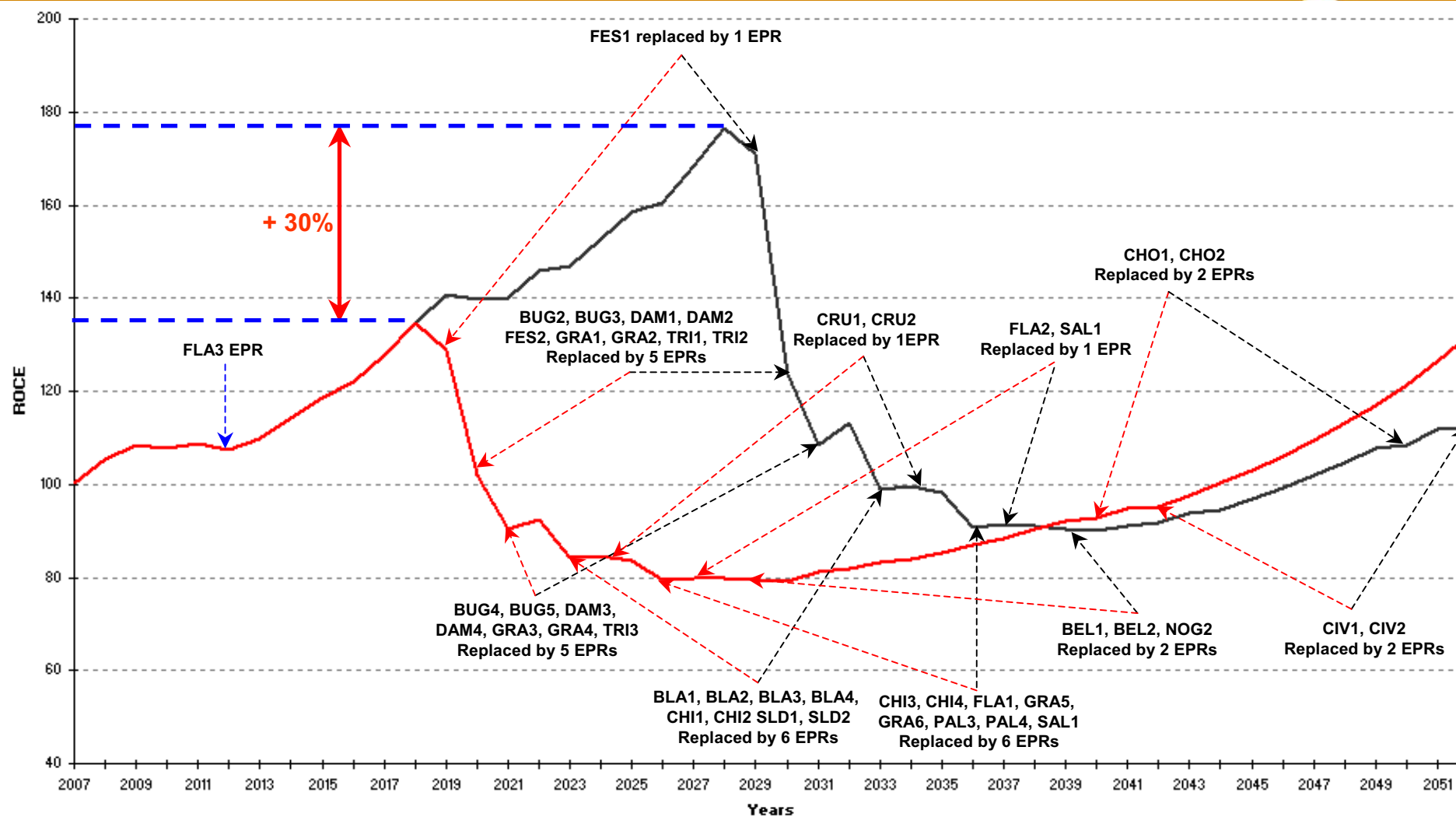
10 year extension of the existing nuclear fleet



Source: ESN CM CICS

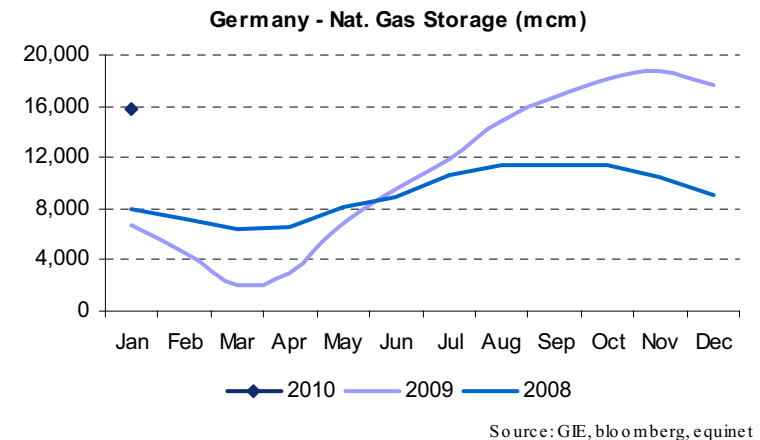
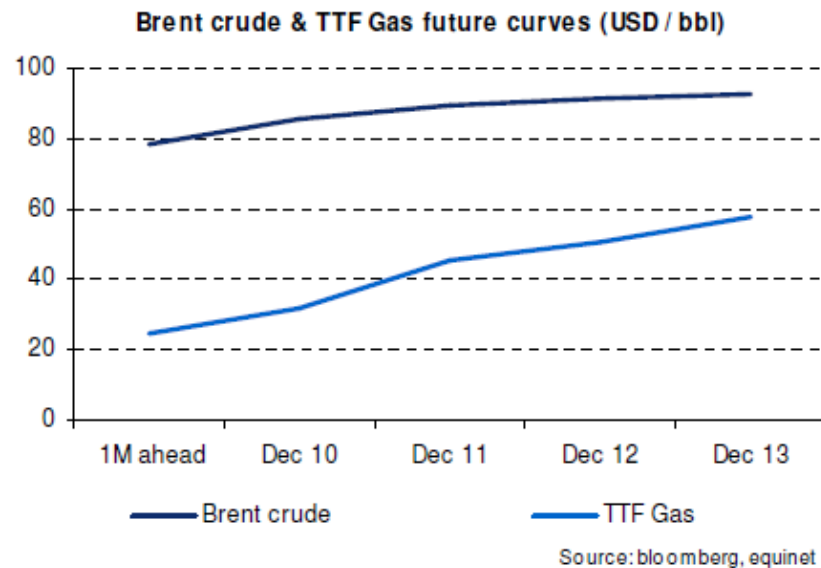
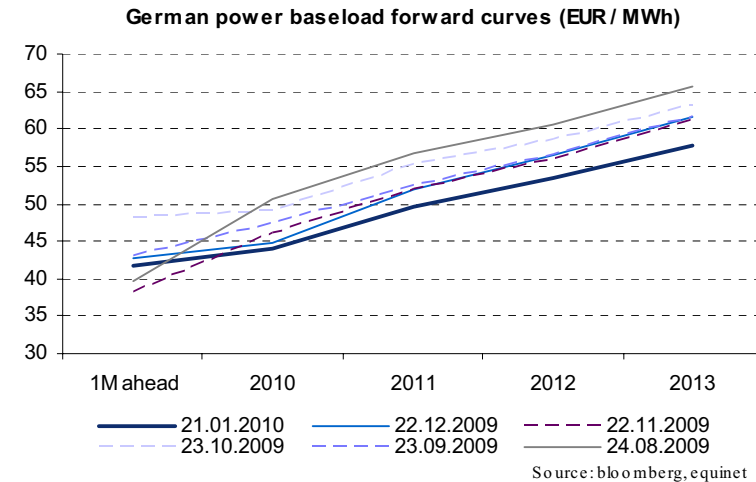
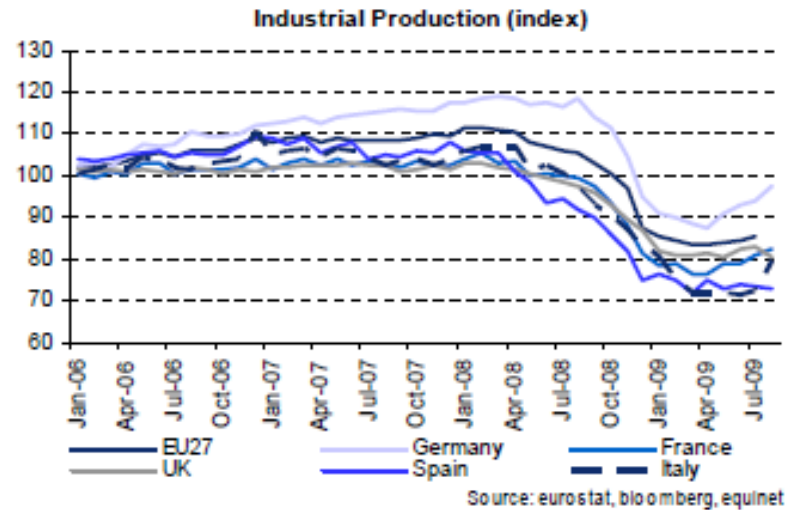
- - Installed capacity: plants life of 40 years
- - New capacity required: 40 years plants life
- Intalled capacity: plants life of 50 years
- New capacity required: 50 years plants life

ROCE evolution of EDF nuclear fleet: 30% bonus in the extension scenario

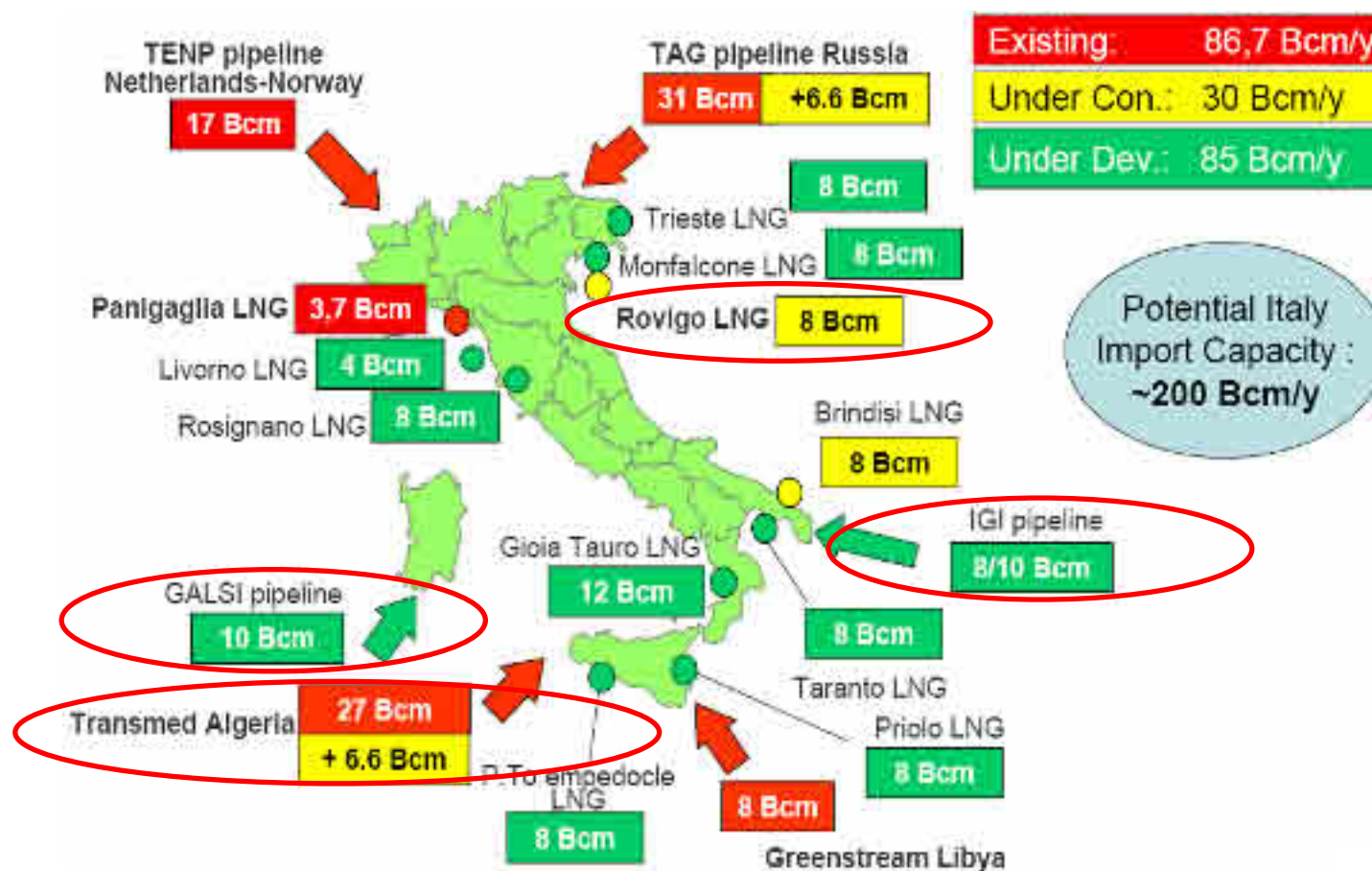


Source: ESN CM CICS

Bulk of German indicators



Edison, well positioned in the gas business

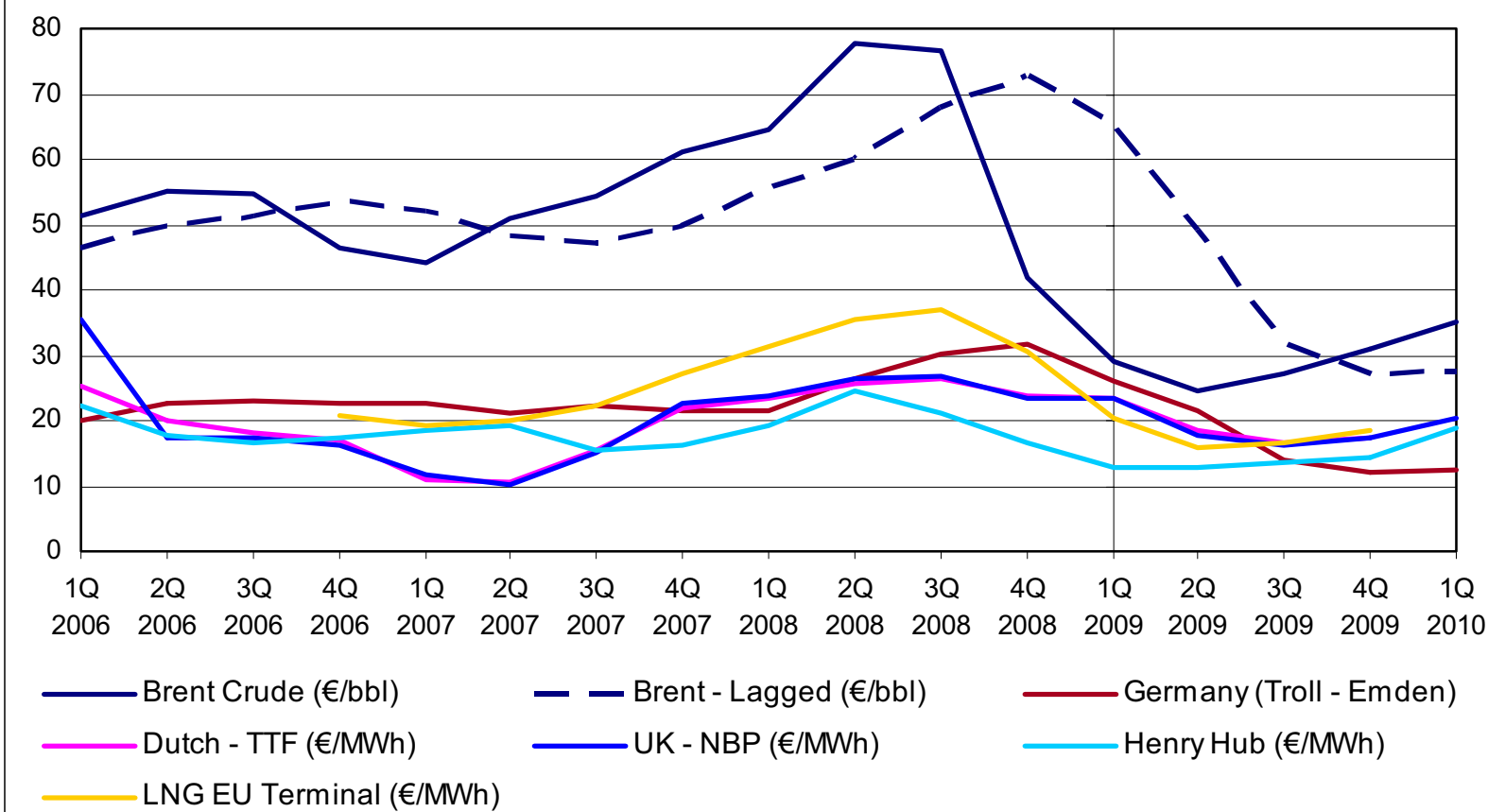


Current gas price



Historic Price Development - Gas v Crude

(€/MWh or €/bbl)



Source: Global Insight feb 2009



Banca Akros S.p.A.
Viale Eginardo, 29
20149 Milano
Italy
Phone: +39 02 43 444 1
Fax: +39 02 43 444 302



Bank Degroof
44, rue de l'Industrie
1040 Brussels
Belgium
Phone: +32 2 287 91 11
Fax: +32 2 230 84 89



Caixa-Banco de Investimento
Rua Barata Salgueiro, 33-5
1269-050 Lisbon
Portugal
Phone: +351 21 389 68 00
Fax: +351 21 389 68 98



Caja Madrid Bolsa S.V.B.
Serrano, 39
28001 Madrid
Spain
Phone: +34 91 436 7812
Fax: +34 91 436 7837



CM - CIC Securities
6, avenue de Provence
75441 Paris Cedex 09
France
Phone: +33 1 4016 2692
Fax: +33 1 45 96 77 88



Danske Markets Equities
Holmens Kanal 2-12
DK-1092 Copenhagen K
Denmark
Phone: +45 33 44 00 00
Fax: +45 45 14 91 87



Equinet AG
Gräfrstraße 97
60487 Frankfurt am Main
Germany
Phone: +49 69 58997-0
Fax: +49 69 58997-299



Investment Bank of Greece
24B, Kifisias Avenue
151 25 Marousi
Greece
Phone: +30 210 81 73 000
Fax: +30 210 68 96 325



NCB Stockbrokers Ltd.
3 George Dock,
Dublin 1
Ireland
Phone: +353 1 611 5611
Fax: +353 1 611 5781



SNS Securities N.V.
Nieuwezijds Voorburgwal 162
P.O.Box 235
1000 AE Amsterdam
The Netherlands
Phone: +31 20 550 8500
Fax: +31 20 626 8064



European Securities Network LLP

Registered office c/o Withers LLP
16 Old Bailey - London EC4M 7EG

Disclaimer:

These reports have been prepared and issued by the Members of European Securities Network LLP ('ESN').

ESN, its Members and their affiliates (and any director, officer or employee thereof), are neither liable for the proper and complete transmission of these reports nor for any delay in their receipt. Any unauthorised use, disclosure, copying, distribution, or taking of any action in reliance on these reports is strictly prohibited. The views and expressions in the reports are expressions of opinion and are given in good faith, but are subject to change without notice. These reports may not be reproduced in whole or in part or passed to third parties without permission. The information herein was obtained from various sources. ESN, its Members and their affiliates (and any director, officer or employee thereof) do not guarantee their accuracy or completeness, and neither ESN, nor its Members, nor its Members' affiliates (nor any director, officer or employee thereof) shall be liable in respect of any errors or omissions or for any losses or consequential losses arising from such errors or omissions. Neither the information contained in these reports nor any opinion expressed constitutes an offer, or an invitation to make an offer, to buy or sell any securities or any options, futures or other derivatives related to such securities ('related investments').

These reports are prepared for the clients of the Members of ESN only. They do not have regard to the specific investment objectives, financial situation and the particular needs of any specific person who may receive any of these reports. Investors should seek financial advice regarding the appropriateness of investing in any securities or investment strategies discussed or recommended in these reports and should understand that statements regarding future prospects may not be realised. Investors should note that income from such securities, if any, may fluctuate and that each security's price or value may rise or fall. Accordingly, investors may receive back less than originally invested. Past performance is not necessarily a guide to future performance. Foreign currency rates of exchange may adversely affect the value, price or income of any security or related investment mentioned in these reports. In addition, investors in securities such as ADRs, whose value are influenced by the currency of the underlying security, effectively assume currency risk. Like all Members employees, analysts receive compensation that is impacted by overall firm profitability.

For discussion, if applicable, of the valuation methods used to determine the price targets included in this report/note, please refer to the latest relevant published research on **single** stock. Research is available through your sales representative. ESN will provide periodic updates on companies or sectors based on company-specific developments or announcements, market conditions or any other publicly available information.

Unless agreed in writing with an ESN Member, this research is intended solely for internal use by the recipient.

For additional information and individual disclaimer please refer to each ESN Member websites:

www.bancaakros.it, www.caixabi.pt, www.cajamadrid.es, www.cmcics.com, www.danskeequities.com, www.degroof.be, www.equinet-ag.de, www.ibq.gr, www.ncb.ie, www.snssecurities.nl

**LE MARCHÉ DU GAZ : QUELLES
PERSPECTIVES ET QUELLE
POLITIQUE TARIFAIRE**

Didier LEBOUT

Directeur de la stratégie

GAZPROM MARKETING & TRADING



ENERGIE 2010

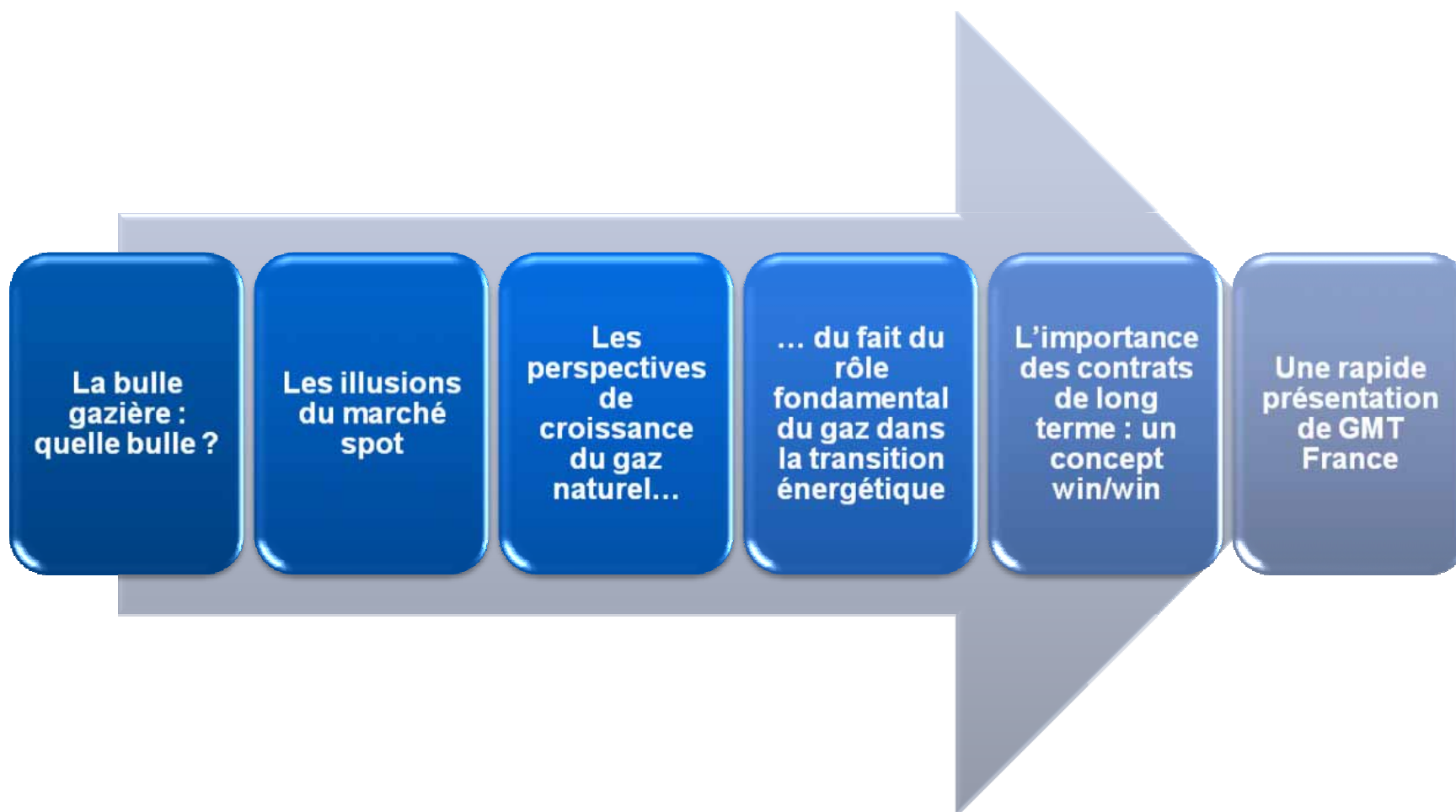
Décarbonisation et efficacité énergétique : les nouveaux défis

Le marché du gaz: quelles perspectives et quelle politique tarifaire?

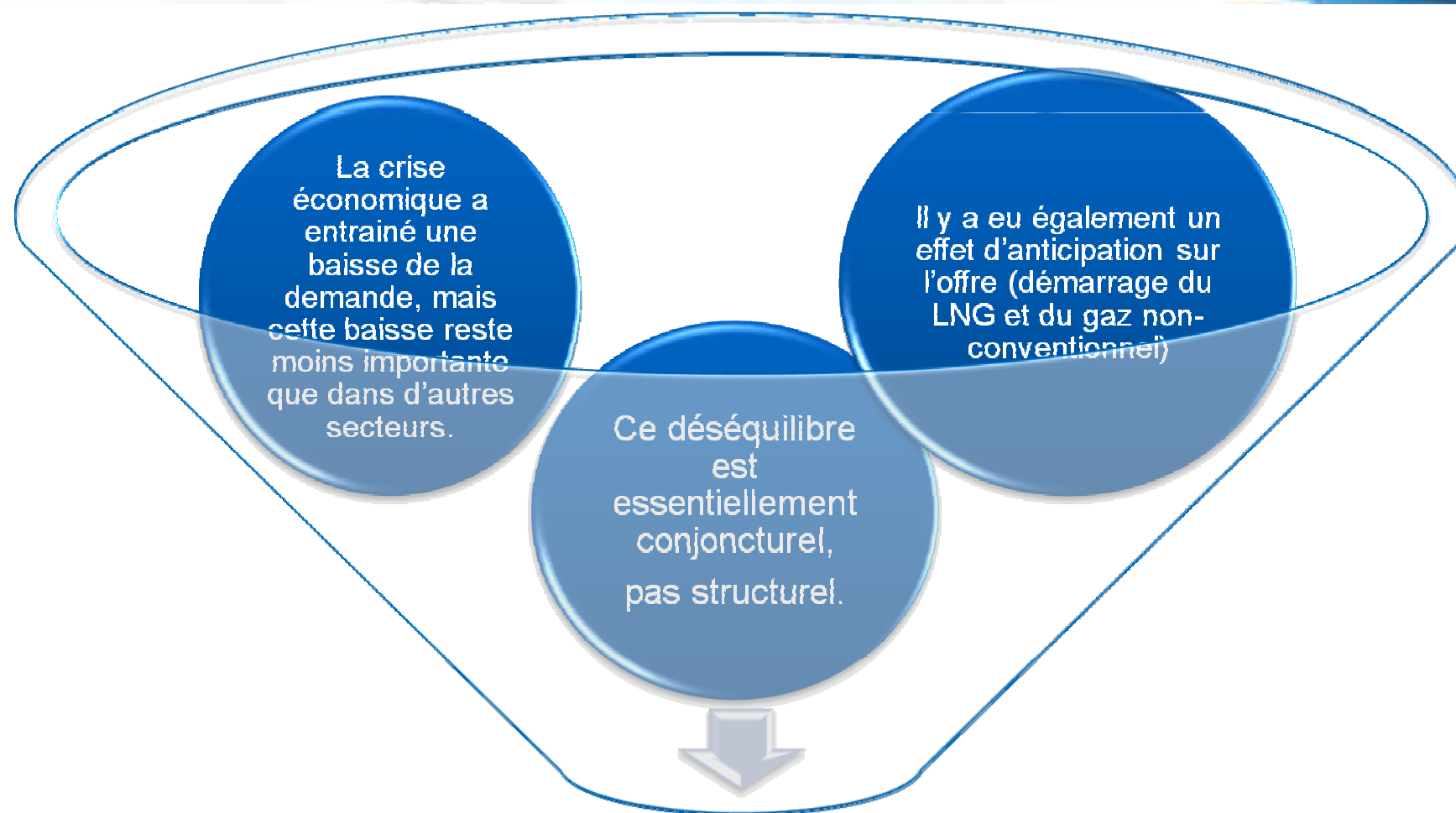
*Didier LEBOUT, Directeur de la Stratégie et du Développement de
Gazprom Marketing & Trading France*



Sommaire



La bulle gazière ? Quelle bulle ?



Mais aujourd'hui, les observateurs s'inquiètent plutôt d'une production qui pourrait ne pas répondre à la croissance de la demande sur le long terme

Les illusions du marché spot



Les marchés spot sont voués à se développer

- Les **volumes échangés restent toutefois faibles** comparés au contrats de long terme
- Le marché manque encore de **fluidité**

Les marchés spots n'ont ni la profondeur ni la liquidité pour permettre de générer un signal de prix qui prend suffisamment en compte la réalité gazière.



L'évolution de la demande de gaz : les perspectives



Des scénarios de l'AIE

- Scénario de base : la part du gaz naturel reste plus ou moins stable (env . 21% en 2007 et 2030)
- Scénario "low carbon" : les émissions de CO2 coutent très cher (\$50/ tonne), d'où une réduction de la demande en énergie fossiles... mais la part du gaz reste stable.

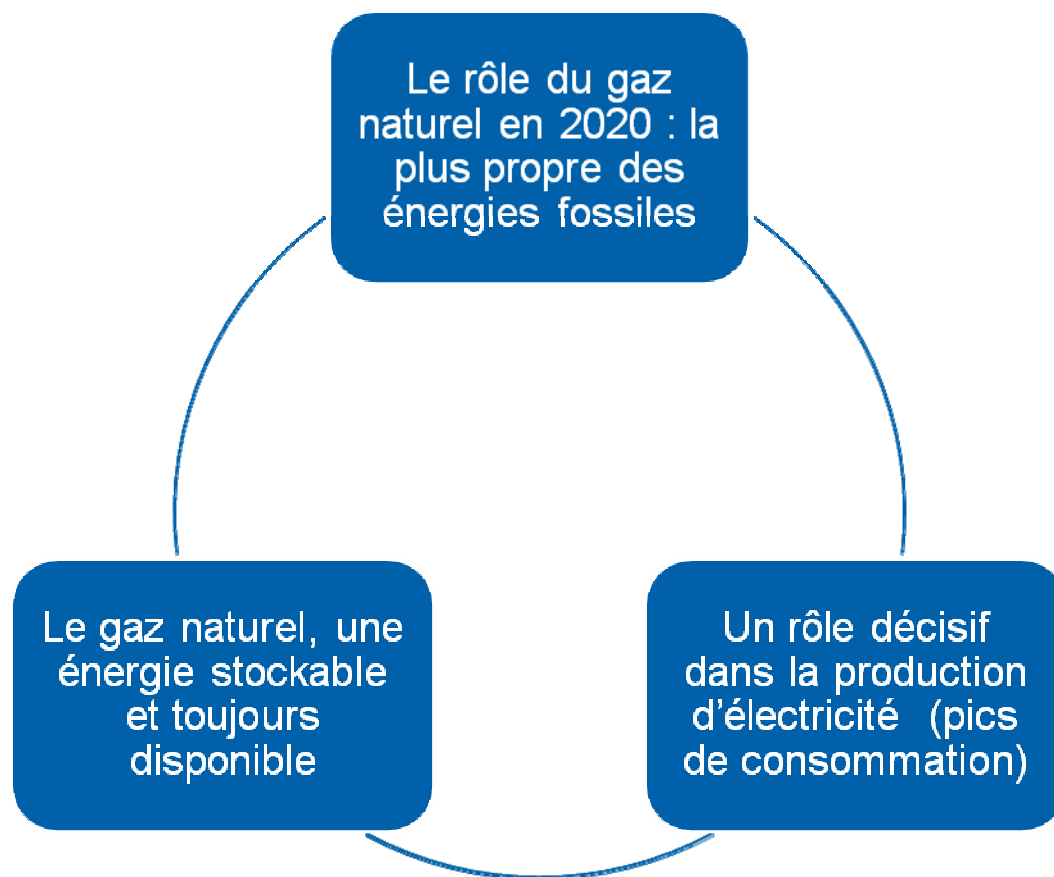
Le scénario intermédiaire : la part belle au gaz

- Dans le cas d'un coût de carbone intermédiaire, le shift aurait lieu en grande partie à l'intérieur des énergies fossiles, du fuel et du charbon vers le gaz naturel...
- D'où une augmentation de la part du gaz naturel dans le mix énergétique.

L'analyse de Gazprom

- La consommation de gaz atteindra **683 milliards de mètres-cube en 2020**, par rapport à 622 en 2008, et augmentera encore pour atteindre 742 milliards de mètres-cube en 2030

De l'importance du gaz naturel: aujourd'hui et en 2020



Un exemple : les centrales à cycle combiné



	<i>Capital cost (\$2008/Kw)</i>	<i>Time of construction (years)</i>
Combined cycle gas-turbine power plant (CCGT)	900	3
Coal heat power station (supercritical parameters)	2400	4
Coal heat power station IGCC (coal gasification)	2800	4
Coal heat power station (gasification of coal with CO2 recovery- CCS)	3400	5
Atomic power station	3800	5
Offshore wind power station	1700	2

Table 1. Power station investment parameters, 2008-2015
SOURCE: IEA WORLD ENERGY OUTLOOK 2009

L'importance des contrats de long terme et des investissements en amont et en aval



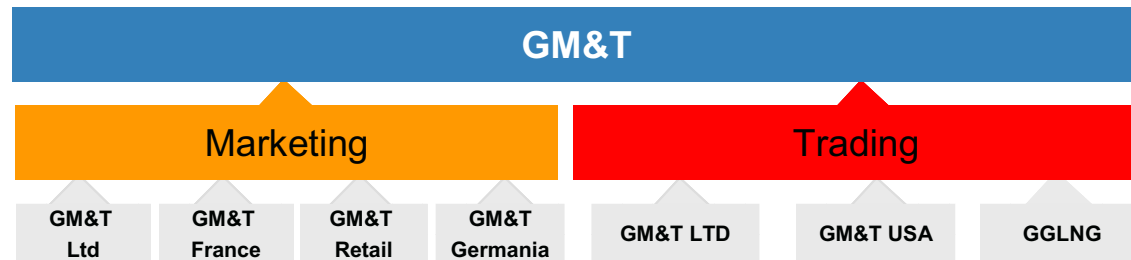
- Les contrats de long terme prennent en compte les **tendances lourdes**, ce qui semble nécessaire à toute la chaîne gazière. **La sécurité sur les prix** est également un point fondamental.
- Un développement durable de l'industrie gazière nécessite **l'harmonisation des intérêts des consommateurs finaux et des producteurs**. C'est la raison pour laquelle Gazprom soutient des activités liant l'amont et l'aval de façon cohérente.
- GM&T en particulier s'est spécialisé **dans l'aval**. En France, nous représentons désormais 2% des vente et 3% du marché des industriels, avec une gamme de services complète.



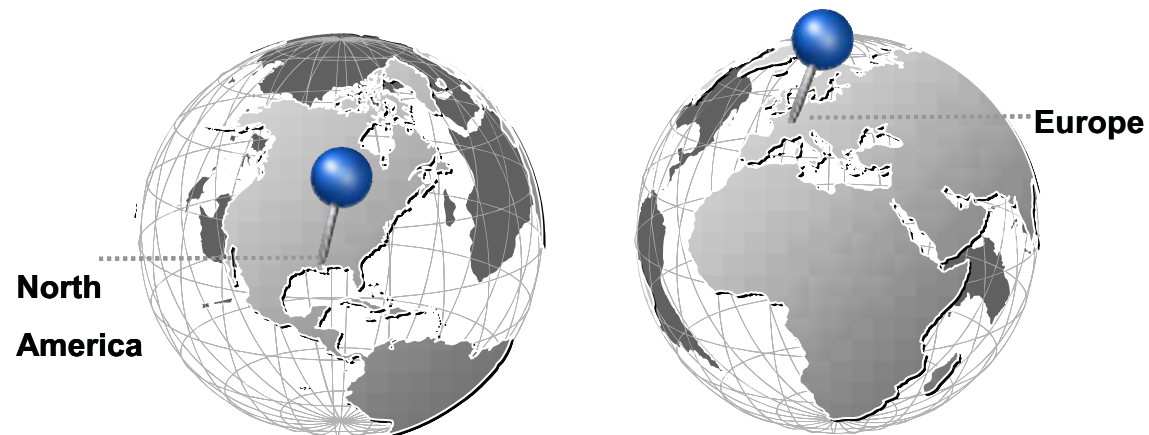
Gazprom Marketing & Trading : que faisons-nous?



STRUCTURE



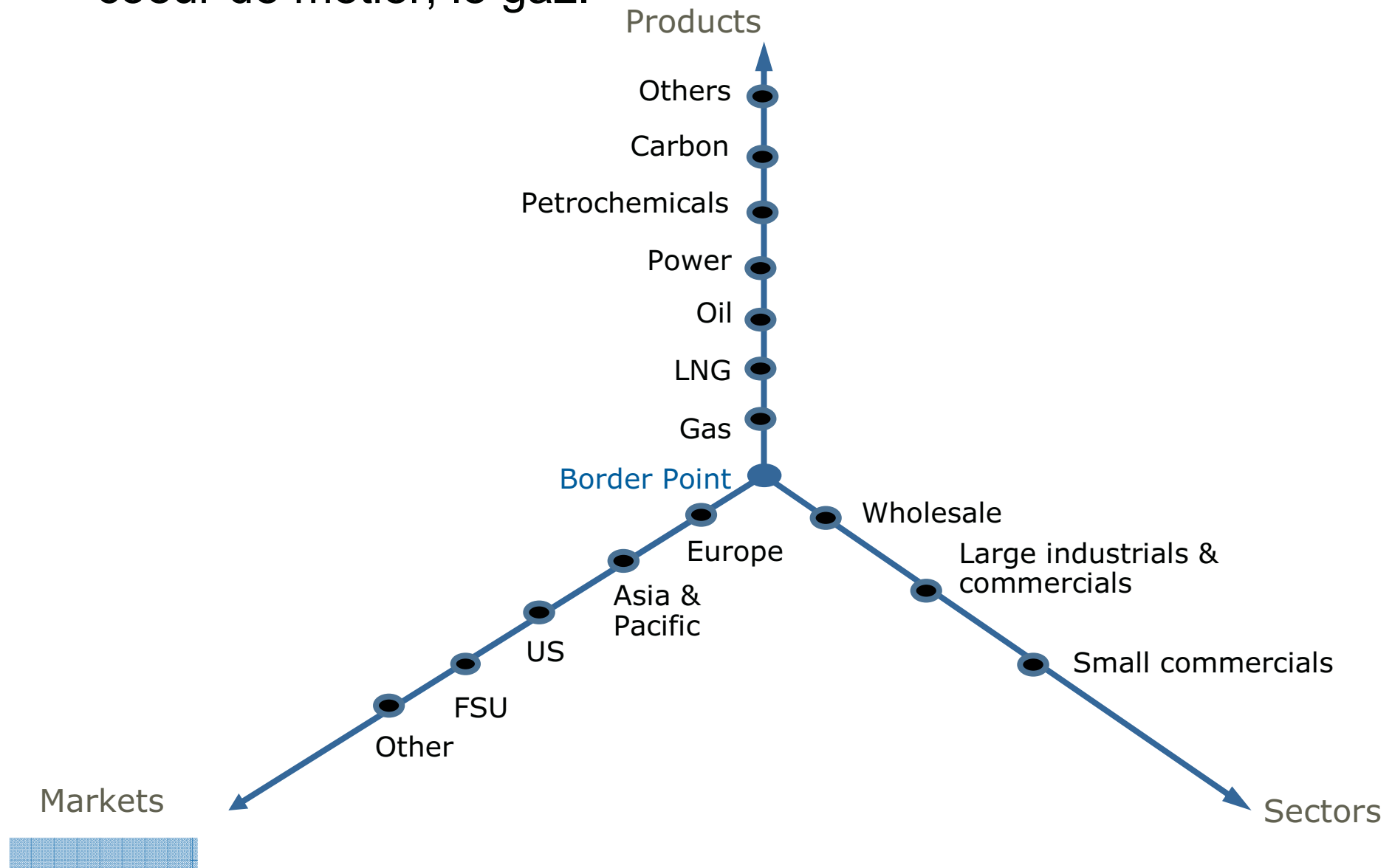
LOCATIONS



BUSINESSES



Une stratégie double : intégration verticale et diversification, sans jamais quitter des yeux notre coeur de métier, le gaz.



**MAITRISE LA CONSOMMATION
GLOBALE D'ENERGIE ET
L'EMISSION DE CARBONE**

Robert DURDILLY

Président

UNION FRANÇAISE DE L'ELECTRICITE

Colloque Les ECHOS

16 février 2010

Synthèse des Eléments de langage Robert Durdilly

14h30 - 15h30

Maîtriser la consommation globale d'énergie et l'émission de carbone

- La taxe carbone et les certificats d'économie d'énergie : quelles perspectives ? Quelle acceptabilité ?
- Comment maintenir la compétitivité des entreprises ?

Charles BEIGBEDER, Président-directeur général, Powéo
Rémy DELPHIN, Directeur général, BP France
Robert DURDILLY, Président, Union Française de l'Electricité
Long LU, Directeur adjoint, Association Française du Gaz
Matthieu ORPHELIN, Directeur de cabinet, ADEME

Taxe Carbone

L'UFE demande une exonération totale de la taxe carbone dès l'année 2010.

Pourquoi ?

5 raisons fondamentales :

- **la mise en oeuvre d'une taxe carbone a vocation à être complémentaire au système des quotas.** C'est bien ce qui est prévu dans le projet de révision de la Directive 2003/96 « Taxation de l'Energie » en cours de décision.
- **l'industrie électrique est déjà soumise au système de quotas, qui représente une charge importante pour elle.** Elle est l'un des seuls secteurs français obligé d'acheter d'ores et déjà une part de ses quotas d'émission. A compter du 1er janvier 2013, le secteur électrique sera de surcroît le seul à devoir acheter 100% de ses quotas pour couvrir ses émissions.
- **imposer une taxe carbone sur les centrales thermiques françaises conduirait donc à une double peine pour notre secteur.**
- **une taxe carbone ajoutée au système de quotas pénaliserait doublement les investissements décidés dans les moyens de pointe,** remettant en cause les conditions économiques ayant conduit à ces décisions d'investissement. Elle mettrait rapidement en difficulté l'équilibre offre-demande d'électricité en période délicate, comme celle que nous traversons cet hiver.
- **cette situation conduirait, en outre, à un recours accru à des importations d'électricité carbonée** provenant de moyens de production des concurrents européens moins taxés, ce qui alourdirait la balance commerciale du pays et le bilan carbone français.

Certificats d'Economies d'Energie

Dispositif des CEE => bon dispositif de transition énergétique car met sous contrainte les fournisseurs d'énergie afin qu'ils incitent leurs clients aux économies d'énergie.

CEPENDANT, ne fonctionne que si le volume d'économies d'énergie est fixé à un **niveau atteignable** dans des **conditions économiques raisonnables**

SINON, le système s'apparente à **une taxe** => pas d'économie d'énergie de la part des clients et taxe pour les fournisseurs

OBJECTIFS :

1. Fixer un **niveau atteignable**
2. Disposer d'un **système simple et industrialisé** => processus de délivrance des CEE à simplifier afin de pouvoir les développer sans coûts de gestion prohibitifs

PARALLELEMENT :

JL BORLOO a annoncé un **objectif de 100 Twh pour la 2^{ème} période**

OR :

- la 1^{ère} période s'est achevée depuis fin juillet 2009 => on reste, depuis, dans le **flou** sur le niveau des obligations, sur les délais ...
- 100 Twh => pour le secteur électrique = une **multiplication par 2,8** par rapport à la première période.
- Il conviendrait donc que ces **100 Twh soient répartis à 50/50 entre les obligés actuels et les distributeurs de carburants** (nouveaux obligés).

Compétitivité des entreprises

Objectif : **l'UFE souhaite préserver et développer l'avantage compétitif carbone du parc électrique français.**

Pour **maintenir cette dynamique** positive => il faut **investir** => **comment financer les investissements nécessaires ?**

Plusieurs **voies possibles** :

- subventions publiques
- co-investissements (consommateurs/producteurs)
- augmentation des prix

L'UFE a analysé ces 3 options :

- **subventions publiques** : impossible
- **co-investissements** : cas prévu dans Exeltium mais cependant pas extensible car cela reviendrait à demander à des acteurs de partager un risque alors que leur métier ne permet pas de l'assumer
- **augmentation des prix** : solution la plus naturelle mais comme on ne veut pas casser la dynamique des entreprises, l'UFE a étudié l'impact d'une variation de prix de l'électricité sur la compétitivité des industries françaises

L'UFE a tout d'abord regardé le **poids de l'électricité dans les coûts de production des différents secteurs industriels français** => constat : ce poids est **relativement faible**.

Cependant, pour certains secteurs, le poids de l'électricité est important.

- ⇒ Ciment
- ⇒ Verre plat
- ⇒ Papier
- ⇒ Sucre
- ⇒ Construction automobile
- ⇒ Fret ferroviaire

Pour ces secteurs-là, l'UFE a souhaité connaître leurs modes de réactions à une variation des prix de l'électricité.

Ces réactions peuvent, ainsi, être de plusieurs natures :

- **faire de l'efficacité énergétique**
- **modifier leur outil de production**
- **influer sur les prix finaux des produits aux consommateurs**
- **délocaliser**

L'étude de l'UFE démontre que seul un scénario de prix de type européen, c'est-à-dire qui ferait payer de l'électricité totalement carbonée, pourrait conduire, sous certaines conditions, à une délocalisation des industries, lorsque celles-ci sont fortement soumises à la concurrence internationale.

Or, comme la France dispose d'un parc fortement décarboné, l'étude démontre que **notre avantage compétitif carbone peut se transférer dans nos industries et leur servir d'atout concurrentiel par rapport aux voisins européens** => C'est parce qu'on a une énergie décarbonée en France que les consommateurs d'électricité pourront continuer de payer l'électricité moins cher qu'ailleurs en Europe.

**MAITRISER LA CONSOMMATION
GLOBALE D'ENERGIE ET
L'EMISSION DE CARBONE**

Long LU
Délégué général adjoint
ASSOCIATION FRANCAISE DU GAZ

Conférence Les Echos 16 février 2010

TR : Maîtriser la consommation globale d'énergie et l'émission de carbone

Résumé du thème à développer par L Lu sur la contribution carbone.

A - Le contexte général.

La réduction des émissions de gaz à effet de serre pour lutter contre le changement climatique est une priorité maintenant largement partagée par la communauté nationale grâce notamment au processus initié par le Grenelle de l'environnement. Désormais, il convient de mettre en œuvre des instruments nécessaires pour inciter la population à adopter des comportements sobres en carbone et en énergie. C'est dans cette optique que la conférence de consensus sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard a été organisée, et que le Gouvernement a proposé l'instauration d'une contribution carbone dans le projet de loi de finances 2010.

Afin de prendre en compte la décision du Conseil constitutionnel, le Gouvernement engage aujourd'hui une concertation ouverte à toutes les parties prenantes sur le dispositif de contribution carbone pour les secteurs industriels. Le point de vue qui suit se limite au dispositif proposé pour la production d'électricité figurant dans le document de concertation mis en ligne sur le site du MEEDDM le 5 février 2010.

B - Les principes de base de la contribution carbone (CC) à respecter par le secteur de la production électrique.

Avant d'examiner plus en détail le dispositif proposé, il convient de rappeler quelques principes de base à respecter afin de définir le champ dans lequel pourrait évoluer la CC.

. Principe n°1 : La CC doit transmettre un signal prix du carbone de façon claire afin de permettre aux acteurs de favoriser les décisions d'investissements durables sur le plan environnemental et d'adopter des comportements de consommation plus sobres sur une base objective. Le dispositif bonus-malus mis en œuvre pour les ménages est à cet égard une bonne traduction de ce principe.

. Principe n°2 : La même tonne de carbone ne doit pas être taxée plusieurs fois sous peine de créer des distorsions économiques injustifiables. L'articulation entre la CC et le système européen d'échange de quotas doit être recherchée pour éviter «la double peine».

. Principe n°3 : La CC ne doit pas entraîner de fuite de carbone, ni défavoriser la compétitivité des centrales électriques françaises.

C – Rappel du dispositif proposé dans le document de concertation relatif à la CC pour le secteur de la production d'électricité.

Ce dispositif comporte deux volets :

. Volet 1 : N'étant pas émettrice de CO₂, l'électricité produite par les centrales nucléaires ou d'énergies renouvelables n'est pas assujettie à la CC. En revanche, les centrales thermiques fossiles émettant du CO₂ peuvent être partiellement assujetties.

. Volet 2 : Du fait des interconnexions, les centrales françaises sont en compétition avec d'autres centrales européennes, l'application de la CC aux centrales thermiques françaises peut avoir un effet distorsif sur le marché de l'électricité, d'où la proposition de faire bénéficier la production d'électricité d'un taux réduit pour limiter l'impact sur la compétitivité des centrales françaises.

D - Les difficultés potentielles soulevées par ce dispositif : quelques éléments de réflexions.

Il va de soi que seule l'électricité produite à partir des centrales émettrices de CO₂ doit être assujettie à la CC, mais alors pourrait-on le faire de façon partielle ? Et sur la base de quel critère objectif ? Cette dernière interrogation vaut également pour le volet 2 concernant le taux réduit ; mais au-delà de ces interrogations, le dispositif proposé soulève des difficultés de plusieurs ordres.

Si le dispositif proposé dans le document de concertation permettait de respecter le principe n°3, il présente le gros défaut ne pas respecter le principe n°1, puisque rien ne peut laisser penser que le signal prix du carbone parvient jusqu'aux consommateurs finals pour leur permettre d'adapter leurs décisions d'investissements et/ou leurs comportements de consommation. Pour que le signal prix du carbone puisse jouer son rôle, il faut prévoir un mécanisme garantissant la répercussion des charges supportées par les producteurs jusqu'aux consommateurs finals de façon transparente et intégrale.

Pour ce qui concerne les consommateurs de gaz naturel ou d'autres combustibles fossiles, le signal prix du carbone véhiculé par la CC joue pleinement son rôle, ce qui n'est pas le cas pour l'électricité. Cette différence de traitement laisse comprendre aux consommateurs que l'électricité est dépourvue de carbone, alors que les émissions de CO₂ générées par les centrales thermiques fossiles en France sont proches de celles des consommations de gaz naturel dans les secteurs résidentiels et tertiaires (42 millions de tonnes contre 49). Comme une partie de l'électricité pendant les heures de forte consommation est en outre importée, il faut rajouter aux 42 millions de tonnes, les émissions de CO₂ contenues dans l'électricité importée.

Tandis que les deux énergies émettent du CO₂, seuls les consommateurs de gaz sont assujettis à la CC. Le régime des quotas d'émission de gaz à effet de serre prévu par la directive européenne n'est pas répercuté aux consommateurs résidentiels. Le dispositif bonus-malus fonctionne dans les deux sens pour les consommateurs de gaz, tandis que ceux de l'électricité y échappent, pis encore, ces derniers bénéficient du bonus de façon automatique puisque les compensations sont distribuées à tous les ménages quelle que soit l'énergie qu'ils utilisent pour se chauffer.

Comme il n'y a aucun signal prix carbone pour l'utilisateur du chauffage électrique, tout se passerait pour lui comme si sa consommation ne générait pas de CO₂, alors que le chauffage électrique est la principale cause de l'augmentation de la demande d'électricité pendant les heures de forte consommation durant lesquelles la production est effectuée par des centrales thermiques fossiles émettrices de CO₂.

Ce point a été souligné dans le rapport de la conférence des experts (p.24) présidée par Michel Rocard qui dit en substance que « du point de vue de la politique climatique nulle raison d'efficacité économique ne peut justifier l'absence de transmission du signal prix du carbone dans le tarif offert aux consommateurs ».

Il serait préjudiciable de laisser cette considération dans les oubliettes....

LE DEVELOPPEMENT DES ENR

Marc BENMARRAZE
Président-directeur général
SOLAR EUROMED

Note

Conférences "LES ECHOS" du 16 février 2010

Table Ronde sur le Développement des ENR

Synopsis de l'exposé de M. Marc BENMARRAZE

Introduction :

- Présentation rapide du Solaire Thermodynamique à Concentration, **Energie Renouvelable** pouvant produire de façon continue et adaptable à la demande, ainsi que de son potentiel technique et industriel.
- Les principaux acteurs et leurs stratégies

La position française :

- La position de la France dans le contexte européen et mondial : un retard qu'il est encore possible de rattraper.
- Le potentiel de la zone Euromed (Europe du Sud, Moyen orient, Afrique du Nord)

La stratégie de dynamisation

- Une nécessité : Avoir une référence, une illustration des capacités Françaises en la matière
- Pourquoi réaliser des démonstrateurs, des références en France
- L'enjeu de la maîtrise de toutes les Technologies du Solaire Thermodynamique à Concentration et quels démonstrateurs faut-il implanter en France ?
- Les enjeux industriels du Solaire Thermodynamique à Concentration, le potentiel de création d'emplois



Comment financer ?

- Mettre en mouvement la chaîne de croissance
 - ✓ Rattraper le temps perdu et améliorer les technologies actuellement émergentes (Fresnel) afin de prendre une place sur le marché européen et mondial à l'horizon 2015-2020
 - ✓ Préparer les technologies de demain (tour) en lançant les programmes de R&D pour les projets à l'horizon 2050
- Les enjeux de l'intégration verticale
- Les enjeux de l'intégration horizontale

Quelles mesures de soutien ?

- Les enjeux de l'implication de l'état Français

LE DEVELOPPEMENT DES ENR

Alain CALMÉ

Associé, Responsable du Strategy Group
PRICEWATERHOUSECOOPERS

13ème conférence annuelle Energie 2010

Le développement des énergies renouvelables

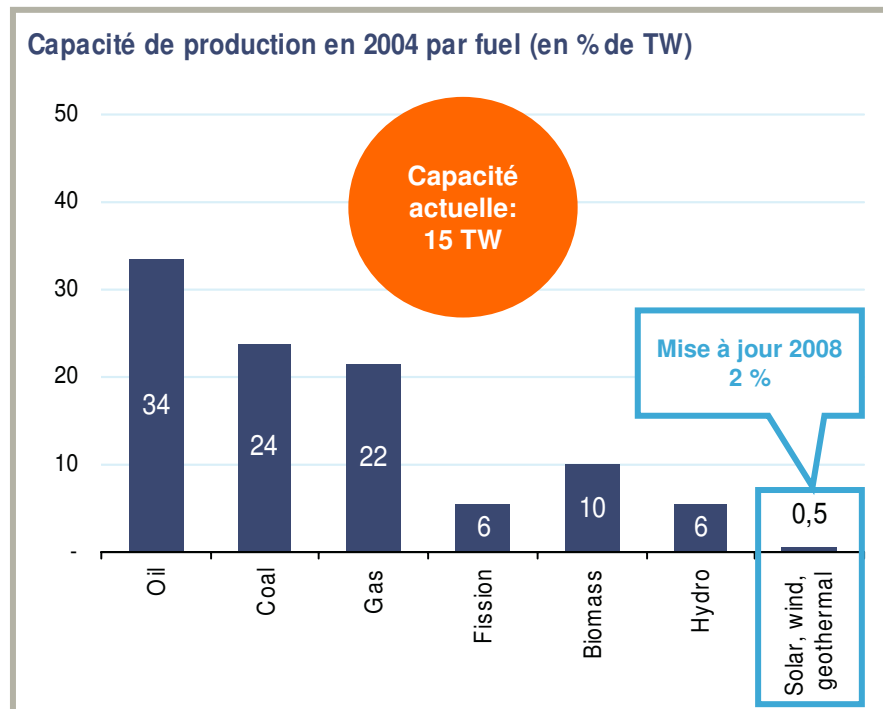
Focus sur la France

16 février 2010

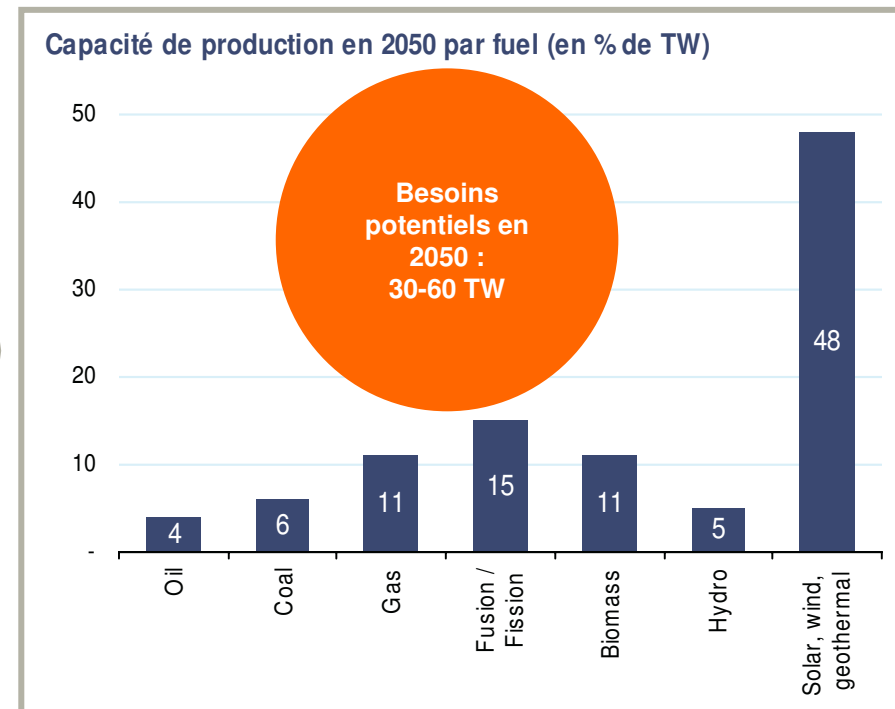


Le “défi Téra watt” (R. Smalley) : les besoins à venir du monde en énergie requièrent une expansion considérable de nos capacités en production peu ou pas carbonée

L'âge des énergies fossiles (2004)



L'âge des technologies propres (2050)



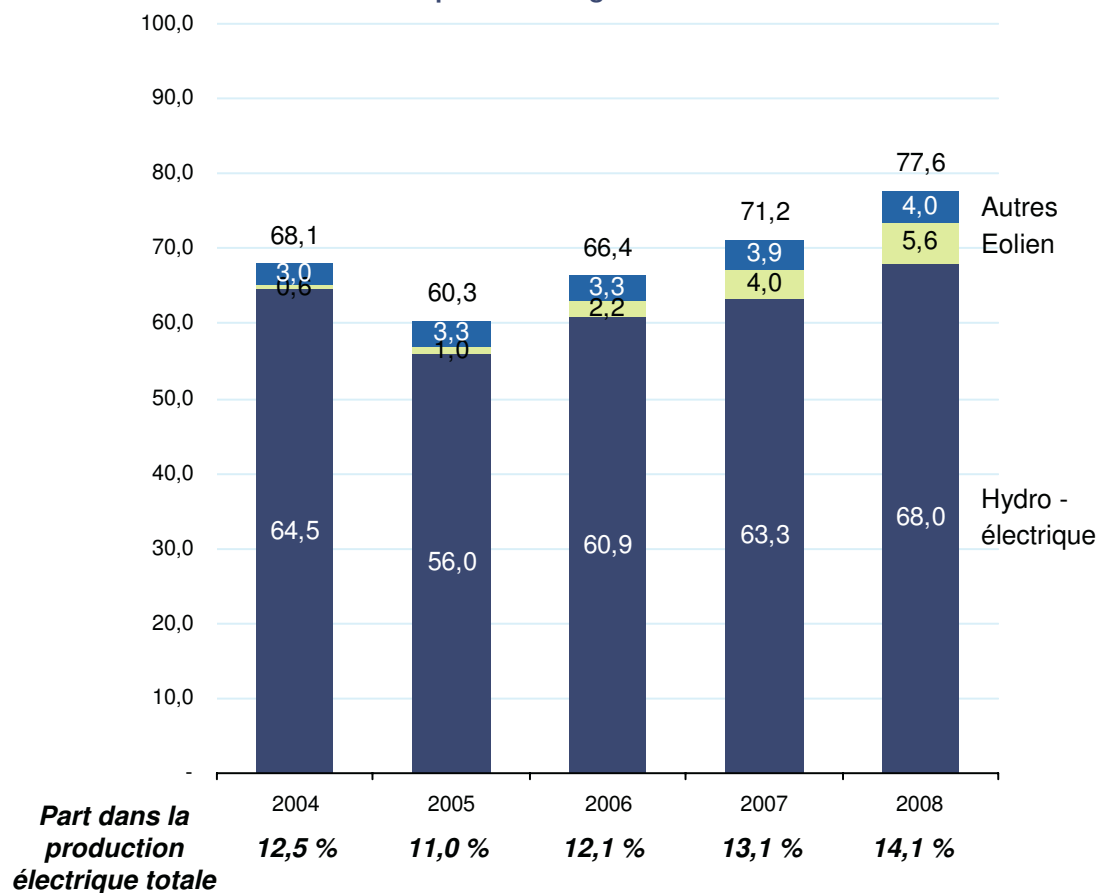
- Des réponses : réduction de la consommation des énergies fossiles, décarbonation des processus de production énergétique, **augmentation de la part des énergies renouvelables**

Le marché français de l'électricité issu des énergies renouvelables (métropole)

La production d'électricité issue des énergies renouvelables : l'hydroélectricité domine

Points clés

Production d'électricité à partir d'énergie renouvelable



Source : RTE 2009

13ème conférence annuelle Energie 2010

• Le développement des énergies renouvelables

- **Capacité de production électrique totale française ~100 GW**
- **Les énergies renouvelables représentent 14% de la production électrique française.**
 - L'énergie hydroélectrique domine le segment des énergies renouvelables en France (88%)
 - Grâce à cette source d'énergie, la France est dans la moyenne européenne de la part de production électrique issue des énergies renouvelables (13,9%)
 - Quasiment inexistant il y a 5 ans, l'éolien représente aujourd'hui 7% de la production d'énergie renouvelable en France, les 5% restants provenant en majorité de la biomasse
- **La part d'électricité provenant des énergies renouvelables a augmenté de 8,8% par an sur la période 2005-2008, alors que la production électrique française a relativement stagné**

* sans STEP (c. 3 TWh)

Les énergies renouvelables sont une priorité gouvernementale avec la mise en place d'un plan national

Les ambitions du Grenelle de l'Environnement*

- **La France vise une part de 23% d'électricité issue des énergies renouvelables à l'horizon 2020** (versus 10,4% en 2006)
- En équivalent-pétrole, **cela représente un surplus de 20 Tep**, partagé entre les différentes technologies comme indiqué ci-dessous :
 - Biomasse (Bois) +6.5 Mtep (chaleur)
 - Eolien +4.9 Mtep (électricité)
 - Biocarburants +3.3 Mtep (carburants)
 - Pompes à chaleur +1.4 Mtep (chaleur)
 - Biomasse (déchets) +1.2 Mtep (électricité)
 - Thermo solaire +0.9 Mtep (chaleur)
 - Géothermie +0.7 Mtep (principalement chaleur)
 - Hydroélectricité +0.6 Mtep (électricité)
 - Photovoltaïque +0.5 Mtep (électricité)

Mesures phares

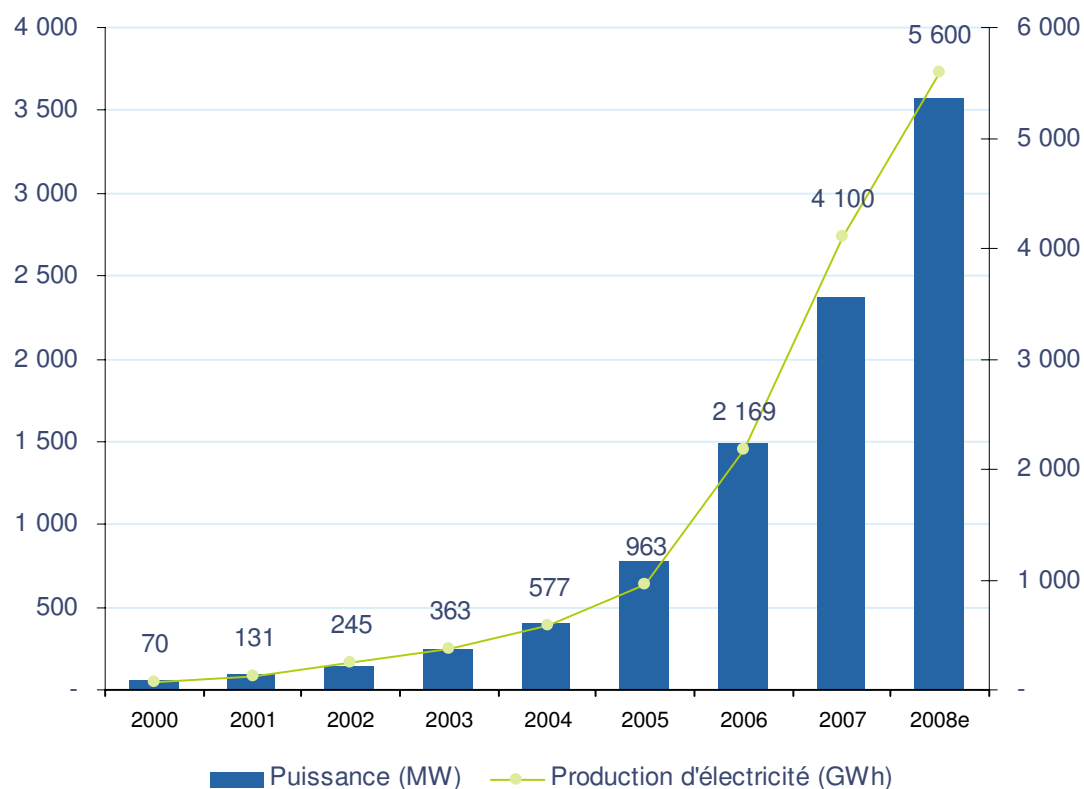
- **Un “fond de chaleur renouvelable” a été mis en place en 2009** afin d'accroître la production de chaleur à partir de sources renouvelables. Ce fond distribuera des subventions (1 milliard d'euros jusqu'en 2011)
- **Au moins une centrale électrique solaire sera construite dans chaque région à l'horizon 2011.** L'objectif est de mettre au point une réelle filière solaire française.
- **L'exploitation de l'énergie souterraine sera multipliée par 6 en 2020.** L'objectif est d'équiper 2 millions de foyers avec des pompes à chaleur en lançant de nouveaux programmes d'énergie géothermique
- **Un milliard d'euros supplémentaire sera alloué à l'environnement et à la R&D de nouvelles technologies** dont 400 millions sur 4 ans afin de financer l'expérimentation à échelle industrielle

L'exemple de l'éolien en France : une puissance installée de 3 GW en 2008

La production éolienne a atteint 5,6 TWh en 4 ans

Les perspectives sont bonnes

Evolution de la puissance éolienne installée depuis 2000



- **Situation actuelle**

Environ 350 champs d'éoliennes en France
Plus de 1900 éoliennes actuellement en service en France métropolitaine, et 400 dans les DOMs-TOMs

- **Objectif à l'horizon 2020 : une puissance installée de 25 GW**, dont 6 GW offshore, afin de produire 55 TWh (soit 10% de la consommation électrique française)

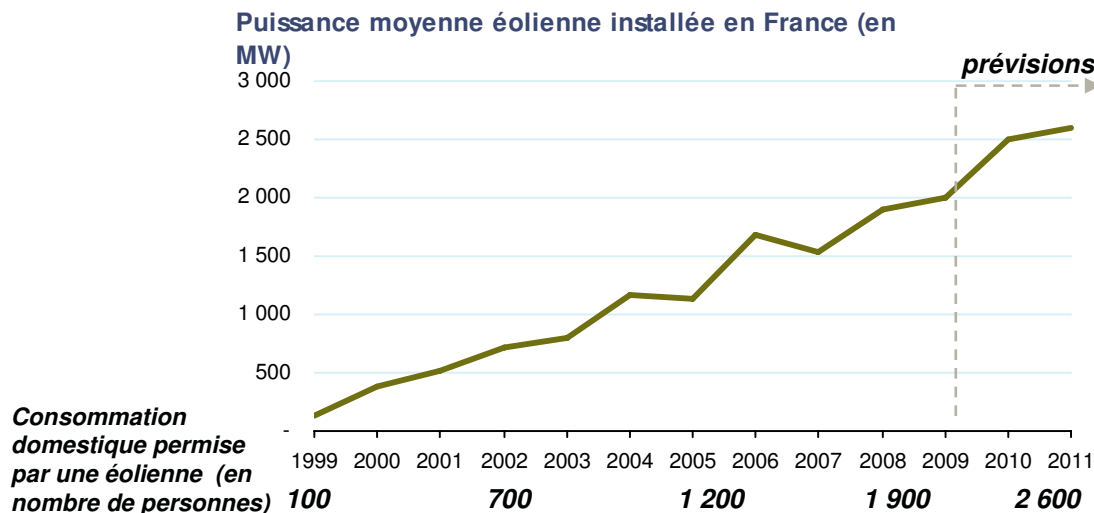
Source: SER-FEE

13ème conférence annuelle Energie 2010

• Le développement des énergies renouvelables

L'exemple de l'éolien en France : la technologie et les besoins de financement vont stimuler les investissements

Les coûts d'installation de l'éolien en baisse



- La puissance éolienne a été multipliée par 10 entre 1997 et 2007, permettant une réduction drastique des coûts par kWh. Cependant une partie de cet avantage est impacté par des coûts d'infrastructure (transmission et distribution) extrêmement élevés
- Alors que les turbines grandissent, un meilleur compromis entre les lois de protection de l'environnement et un assouplissement des procédures administratives reste à trouver pour assurer un développement harmonieux

Source: SER-FEE

13ème conférence annuelle Energie 2010

• Le développement des énergies renouvelables

Les investissements ne doivent pas s'arrêter après la "bulle du vent"

• La situation financière évolue

Le financement des parcs éoliens repose sur un niveau d'endettement important

Après l'explosion de la "bulle du vent", le ratio financier Dettes/Fonds propres est passé de 25/75 à 35/65

L'investissement en capitaux propres sera nécessaire pour maintenir le pipeline de projets et en lancer l'exploitation

• Il existe de nombreuses opportunités d'investissement

Les grandes entreprises actives sur le marché, après de nombreuses acquisitions jusqu'à mi-2008, développent et intègrent actuellement les projets.

Les prix de l'équipement, après une période d'inflation, sont retombés (de 1,7M€/MW avant l'éclosion de la bulle à 1,4M€/MW aujourd'hui), principalement à cause de l'annulation de certaines commandes (baisse de la demande)

Une remise en activité générale sera nécessaire pour atteindre les objectifs de 2020

L'exemple de la biomasse en France : un fort développement depuis 4 ans

La production électrique doit fortement augmenter

En Mtep	2006	2020
Chaleur (thermique)		
Chauffage domestique	7,4	7,4
Chauffage collectif/industriel	1,4	5,2
Cogénération	-	2,4
Part UIOM	0,4	0,9
Biogaz	0,1	0,6
	9,1	+6,5 → 16,5

Electrique

Cogénération et Biogaz	0,2	+1,2 → 1,4
------------------------	-----	------------

Biocarburants

Cogénération et Biogaz	0,7	+3,3 → 4,0
------------------------	-----	------------

Des mesures récentes soutiennent la vision 2020

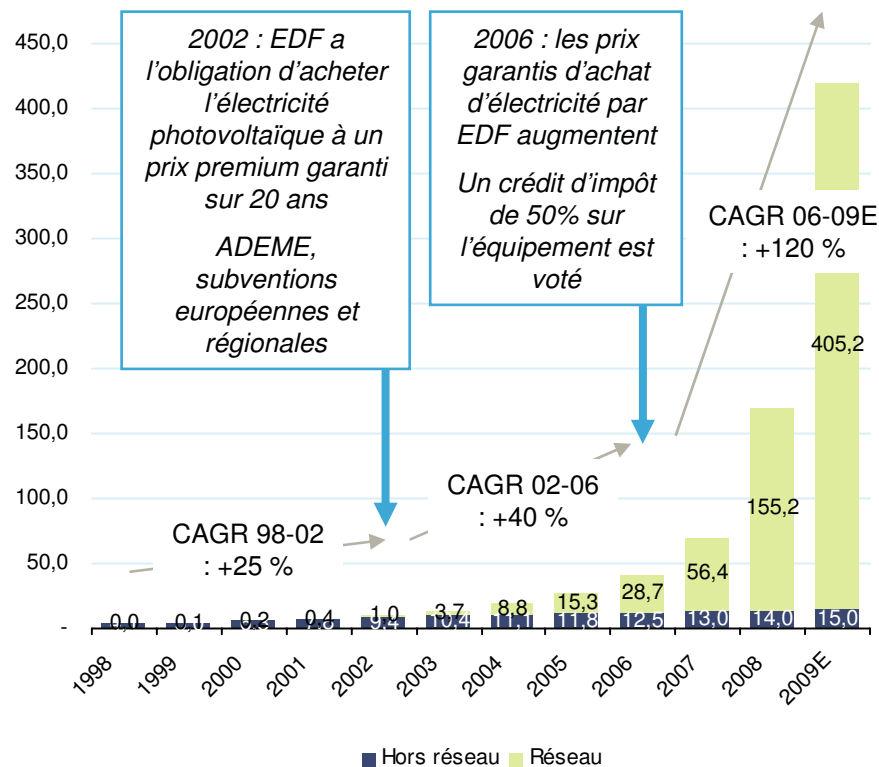
- **Un fort soutien des autorités gouvernementales**
 - Le nouvel arrêté du 12 janvier 2010 double le tarif de rachat de l'électricité d'origine biomasse de 6,4 c€/kWh à 12,5 c€/kWh (s'y ajoute une prime d'efficacité énergétique de 5 c€/kWh)
 - Les appels d'offres du MEEDDM maintiennent la dynamique de croissance
- **Des objectifs clairs**
 - Aujourd'hui un premier objectif à atteindre de production électrique à base de biomasse est **1 GW en 2010** (contre actuellement **360 MW en 2009**)
 - En Allemagne la capacité de production électrique à partir de biomasse pèse 6 GW (fin 2009)
- **Une capacité en fort développement**
 - Suite à l'appel d'offres lancé en 2006 par le gouvernement, 22 projets de centrales de production d'électricité et de chaleur par biomasse ont été retenus pour une capacité équivalente de **300 MW**
 - Les résultats de l'appel d'offre CRE 3 portant sur **250 MW** additionnels seront communiqués bientôt

L'exemple de l'énergie photovoltaïque en France: en plein boom depuis 2007

Extraits du rapport PwC 2010 sur la filière photovoltaïque

Une croissance exponentielle grâce au soutien des politiques publiques

Puissance cumulée installée en France (en MW)



Source: RTE 2009, Ademe 2008

13ème conférence annuelle Energie 2010

• Le développement des énergies renouvelables

Plusieurs étapes dans le développement de la filière en France

- **Les objectifs du Grenelle de l'Environnement** pour le parc photovoltaïque français sont **ambitieux...**

En 2012 : 1 100 MW

En 2020 : 5 400 MW

- **...mais ils pourraient être atteints en avance**

Pour atteindre l'objectif 2012 il suffit que le marché annuel reste à son niveau de 2009 (250 MW/an)

SER : 7 000 MW (objectif 2020)

Enerplan : 13 400 MW. Le photovoltaïque pourrait couvrir 3% des besoins en électricité de la France en 2020 (contre 1% fixés au Grenelle)

- **Les dernières avancées gouvernementales confortent ces ambitions:**

- La France a seulement commencé à réduire ses tarifs en janvier 2010, bien après l'Allemagne et l'Espagne
- La filière est en pleine structuration, et moins que la croissance pure l'Etat cherche des emplois durables et des avancées technologiques pour la France

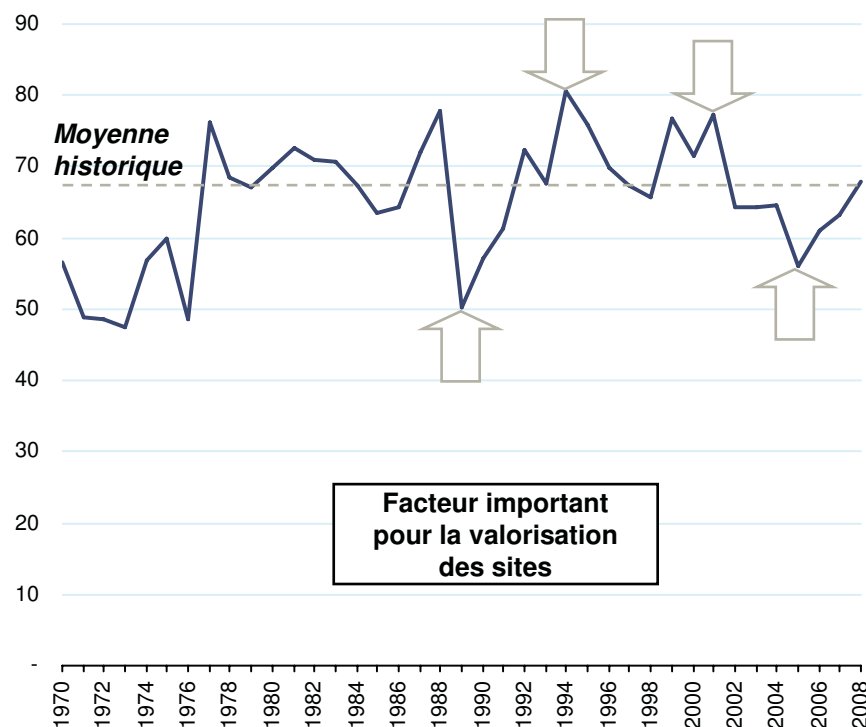
L'exemple de l'énergie géothermique en France : les objectifs du Grenelle visent une relance

		<i>Production (Ktep)</i>		<i>Contexte</i>
		<i>2006</i>	<i>2020*</i>	
Chaleur	Très basse énergie Pompe à chaleur (<30 °C)	200	1 600	• Utilité: projets résidentiels (individuels ou collectifs) et tertiaires • Parc actuel: 71 350 pompes en 2006. • Potentiel: très bon, étant donné les 180 000 nouvelles habitations individuelles construites chaque année • objectif 2020 du Grenelle de 600 000 installations de pompes à chaleur géothermales
	Basse énergie Réseau de chauffage (30-90 °C)	50	250	• Utilisation: principalement pour les réseaux de chauffage, la pisciculture, les thalassothérapies, les piscines, les serres... • Parc actuel: Sur les 112 forages profonds faits en France depuis 1961, 65 fonctionnent encore et peuvent couvrir le besoin énergétique de l'équivalent de 166 000 foyers – 1/3 des équipements ont été arrêtées à cause de problèmes techniques, économiques, ou concurrentiels • Potentiel: bon étant donné les nombreuses sources non encore exploitées.
Electricité	Energie moyenne et forte Centrale électrique (>90 °C, >150 °C)	130	500	• Utilisation: Production d'électricité • Parc actuel: aucune installation en France métropolitaine. Une en Guadeloupe • Objectifs : couvrir 20% du besoin d'électricité des DOMs en 2020 • Potentiel: limité à cause des investissements élevés et aux risque liés aux forages profonds - Cependant, il existe quelques sites potentiels de qualité en France

L'exemple de l'hydroélectricité en France : un marché bientôt saturé, avec une production cyclique soumise aux aléas climatiques

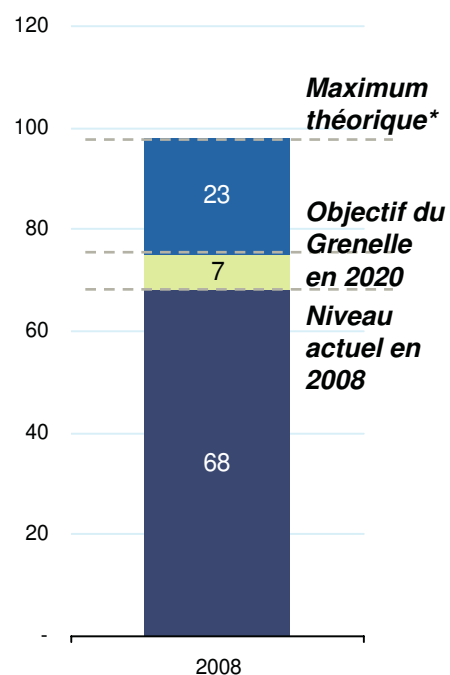
La production d'hydroélectricité est fortement corrélée au climat

Production hydroélectrique française en TWh (par an)



La production hydroélectrique au bord de la saturation

Production hydroélectrique (en TWh)



- L'hydroélectricité est d'ores et déjà la première source d'énergie renouvelable en France (88% de part de marché)
- **Une capacité de production supplémentaire de 7 TWh sur le point d'être installée**
 - Dont 2 TWh proviendront de l'optimisation de barrages existants
 - Dont 5 TWh proviendront de nouveaux projets de plus petite taille (<50 MW)
- **La classification en cours des fleuves français sur 6 pôles hydrauliques** sera achevée en 2014 et conditionnera la réalisation de nouveaux projets

LE DEVELOPPEMENT DES ENR

Philippe COCHET
Senior Vice President
ALSTOM

Philippe Cochet
Président d'Alstom Hydro,
Senior Vice President Alstom Hydro et Wind

13ème Conférence Les Echos Energie
Paris 16 février 2010



3 types d'ENR à développer

- **L'Hydraulique**
- **L'éolien**
- **L'énergie marine**

Le développement des ENR

L'hydraulique



- **Énergie propre**
 - Toute première source d'énergie renouvelable avec 16% de la capacité mondiale
 - Permettant de contribuer à la réduction des émissions de CO2 et à la limitation du réchauffement planétaire
- **Un potentiel important même en Europe**
 - Équipement de réservoirs existants
 - Amélioration des centrales hydrauliques existantes
 - Seul moyen actuel pour le stockage de masse d'électricité grâce à la technologie turbines pompes
- **Une technologie en développement permanent**
 - Amélioration de l'efficacité
 - Turbine pompe à vitesse variable

L'hydraulique est un élément indispensable au développement des ENR intermittentes comme l'éolien et le solaire

Le développement des ENR

L'éolien



- **Eolien terrestre**

- Une énergie mature, compétitive, fiable et aux coûts prévisibles
- Une évolution technologique permanente permettant de réduire les coûts (puissance des turbines multipliée par 10 en 20 ans)
- Un potentiel de remplacement des éoliennes de faible puissance à venir
- Une industrie dominée par les constructeurs Allemand, Danois, Espagnols, Américains et maintenant Chinois

- **Eolien Offshore**

- Un nécessaire relais pour atteindre les objectifs 2020 mais devant être supporté par un encadrement législatif clair
- Une technologie encore en évolution nécessitant le support des gouvernements
- Une opportunité pour l'industrie française de revenir dans l'éolien

La première énergie installée en Europe depuis 2008

Le développement des ENR

Les énergies marines



- **Un réel potentiel**

- Une énergie prédictible, non agressive pour l'environnement
- Un potentiel mondial de 100 TWh d'électricité/an, soit l'équivalent de la consommation de 20 millions de foyers d'Europe de l'Ouest ou trois fois la consommation totale du Danemark¹
- Des ressources mondiales (USA, Canada, Europe et Chine) ouvrant un marché d'exportation important

- **Des technologies naissantes**

- Beaucoup de projets à l'état de prototypes principalement développés par des start-up
- Une technologie nécessitant le support des gouvernements
- Une opportunité pour l'industrie française dont le marché peut justifier les investissements nécessaires au développement de la technologie

¹ source : Agence Internationale de l'Energie, AIE

Un potentiel qui évoluera avec la technologie

www.power.alstom.com

ALSTOM

LA FILIERE NUCLEAIRE

Pierre-Marie ABADIE
Directeur de l'énergie
DGEC

13^{ème} Conférence annuelle « Energie » Les Echos
Mardi 16 février 2010
Table ronde sur la filière nucléaire française.

Pourquoi faire de la coopération nucléaire civile ?

- La France estime que l'énergie nucléaire a un rôle important à jouer, avec d'autres sources d'énergie sobres en CO₂, dans la lutte contre le risque de changement climatique. La France considère qu'il ne saurait y avoir « de solution aux problèmes énergétiques mondiaux sans un juste partage du nucléaire civil » (discours du Président de la République aux ambassadeurs en 2009).
- En matière de lutte contre les émissions de GES, la France est un pays exemplaire. Grâce à notre dispositif nucléaire civil, nous avons une électricité très faiblement carbonée. Nous sommes parmi les rares pays qui aujourd'hui respectent les engagements pris à Kyoto.
- Le succès de la filière nucléaire française (construction d'une politique publique sur le long terme, respect des règles de non-prolifération, crédibilité des structures de sûreté, savoir-faire des industriels) est envié partout dans le monde et suscite de nombreuses demandes de coopération
- La France a affiché sa disposition à aider tout pays souhaitant recourir à la technologie nucléaire à des fins pacifiques sous réserve de respecter les normes les plus strictes en matière de sûreté, de sécurité, de non-prolifération et de préservation de l'environnement pour les générations futures.
- Elle doit permettre à l'ensemble de nos industriels de faire des offres commerciales ambitieuses et concertées, génératrices d'emplois hautement qualifiés et favorisant la croissance.
- La France mène des démarches au niveau international pour défendre son principe du nucléaire responsable (haut niveau de sûreté des réacteurs, politique de gestion des déchets radioactifs, promotion du cycle fermé...)

Quelles leçons tirer des appels d'offres en cours ?

- La France a pris acte de la décision des EAU de choisir le réacteur coréen APR 1400.
 - Dans la mesure où nous ne sommes pas les décideurs aux Emirats, nous nous devons d'être modestes dans l'analyse des causes. Plusieurs causes sont possibles.
 - La prudence doit également être de mise quant aux conclusions à tirer de l'échec aux Emirats : l'attractivité et la compétitivité de l'EPR n'est pas remise en cause.
- On ne gagnera pas tous les appels d'offres (la technologie française a d'ailleurs toujours eu des concurrents)
- L'EPR a déjà rencontré plusieurs succès à l'étranger (Finlande, Chine)
- La construction d'EPR est en très bonne voie dans plusieurs pays (notamment USA, GB, Italie)

Comment vendre le nucléaire ?

- De nombreux Etats désireux de développer un programme électronucléaire s'adressent à la France afin de bénéficier d'une coopération en la matière. Nous avons des atouts que nous devons utiliser au mieux. Notre organisation publique, en particulier en matière de sûreté et de gestion des déchets avec l'ASN et l'ANDRA, est reconnue. Notre pays a, avec EDF, AREVA, et GDF-SUEZ les entreprises qui ont des positions de leadership remarquables qu'il faut préserver et même renforcer. Enfin notre capacité de recherche avec le CEA, et de formation est un atout supplémentaire.
- Tout en affirmant une politique volontariste d'exportation, aucune coopération industrielle n'est possible sans l'accord préalable de l'Etat. La politique nucléaire nationale et internationale est définie et conduite par l'Etat.
- Il faut distinguer 3 niveaux
 - La coopération institutionnelle
 - L'offre industrielle
 - Le besoin de consulting privé pour préparer les appels d'offres du pays acheteur
- Il faut rappeler un constat simple : les clients n'ont pas tous les mêmes besoins et nous devons adapter l'offre industrielle française à cette démarche.
- Les entreprises françaises du secteur nucléaire sont régulièrement sollicitées et divers projets industriels existent à des stades plus ou moins avancés. Les projets industriels les plus avancés sont avec des pays qui possèdent déjà des centrales nucléaires en activité (Etats-Unis, Royaume-Uni, Chine, Inde).
- En ce qui concerne les pays débutants dans le nucléaire, il convient de les aider pour qu'ils mettent en place les infrastructures nécessaires pour une utilisation responsable de cette énergie ; cette coopération est d'autant plus importante que ce développement participe à la lutte contre le changement climatique, et qu'il se doit d'être mené de manière responsable. Ce besoin de coopération impose de mobiliser les acteurs publics et para-publics français (ministères, ASN, ANDRA, IRSN, CEA...). En 2008, la création de l'AFNI a été faite avec l'idée de coordonner l'offre de coopération institutionnelle de la France vers ces pays.

LA FILIERE NUCLEAIRE

Nöel ALBERTUS

Associé, Président

PRICEWATERHOUSECOOPERS
CORPORATE FINANCE

13^{ème} conférence annuelle Energie 2010

La filière nucléaire

Février 16, 2010



Vision du marché mondial

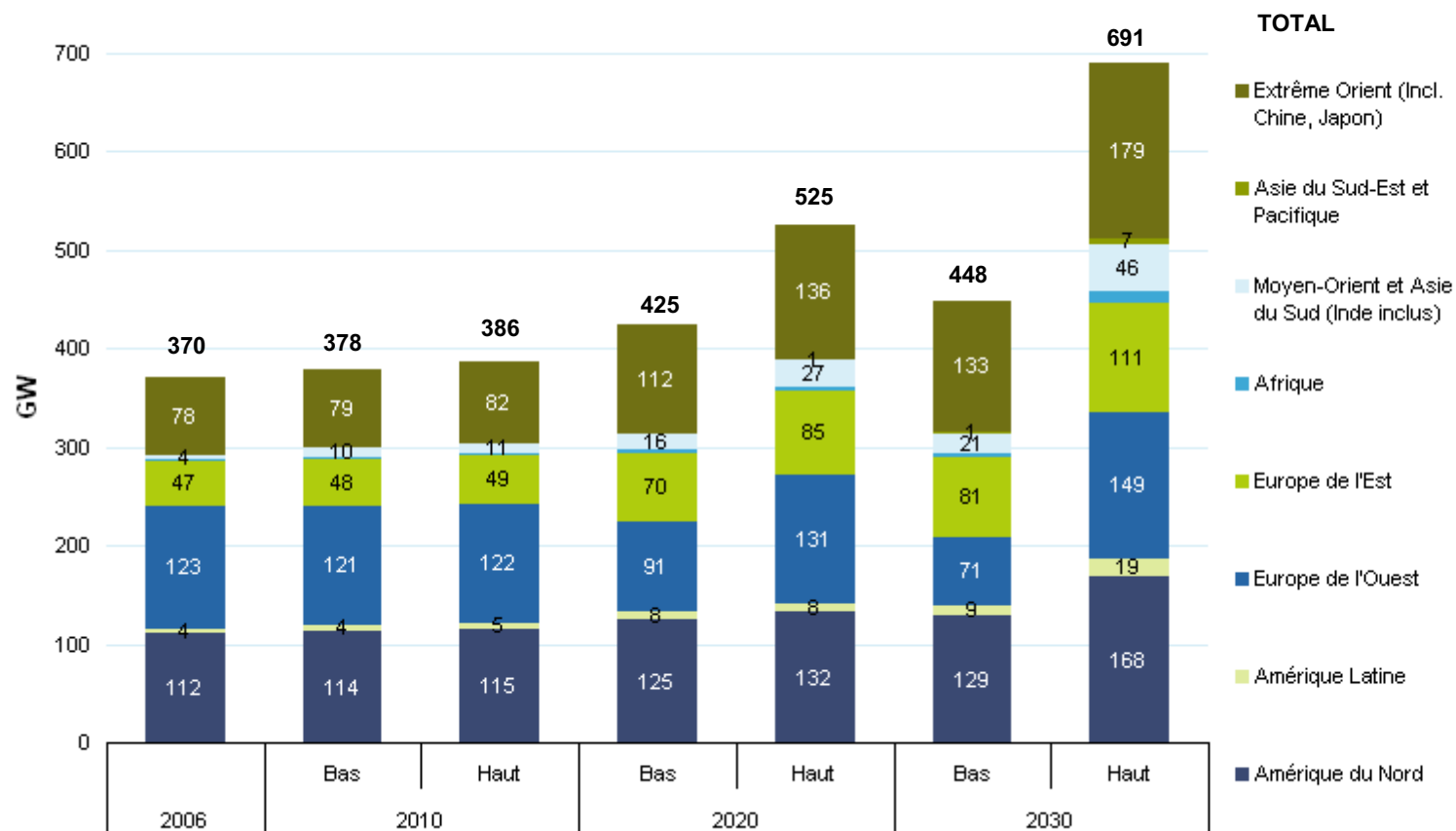


- La taille et la croissance du marché
- L'âge du parc actuel
- Positionnement de la France
- Les acteurs du marché

On s'attend à un développement significatif de la production d'électricité nucléaire dans le monde



Estimations des capacités de production nucléaires, 2006-2030



Estimations basses CAGR 06-30	Estimations hautes CAGR 06-30
0.8%	2.6%
2.2%	3.5%
-	-
7.2%	10.7%
1.7%	7.8%
2.3%	3.6%
-2.3%	0.8%
3.4%	6.7%
0.6%	1.7%

Source: IAEA

13ème conférence annuelle Energie 2010 • La filière nucléaire

Le renouveau de l'électricité nucléaire en Europe se traduit par le lancement de nouveaux projets



Récents projets finalisés et en cours :

- Roumanie : Cernavoda 2 (mise en service en 2007)
- Finlande : Olkiluoto 3 (en construction)
- France : Flamanville 3 (en construction)
- Slovaquie : Mochovce 3-4 (en construction)

Evolution des politiques nucléaires :

- Nouvelles décisions d'investissement : Italie, Royaume-Uni
- Nouvelles considérations favorables dans les pays anciennement « opposés » au nucléaire : Suède, Belgique, Allemagne

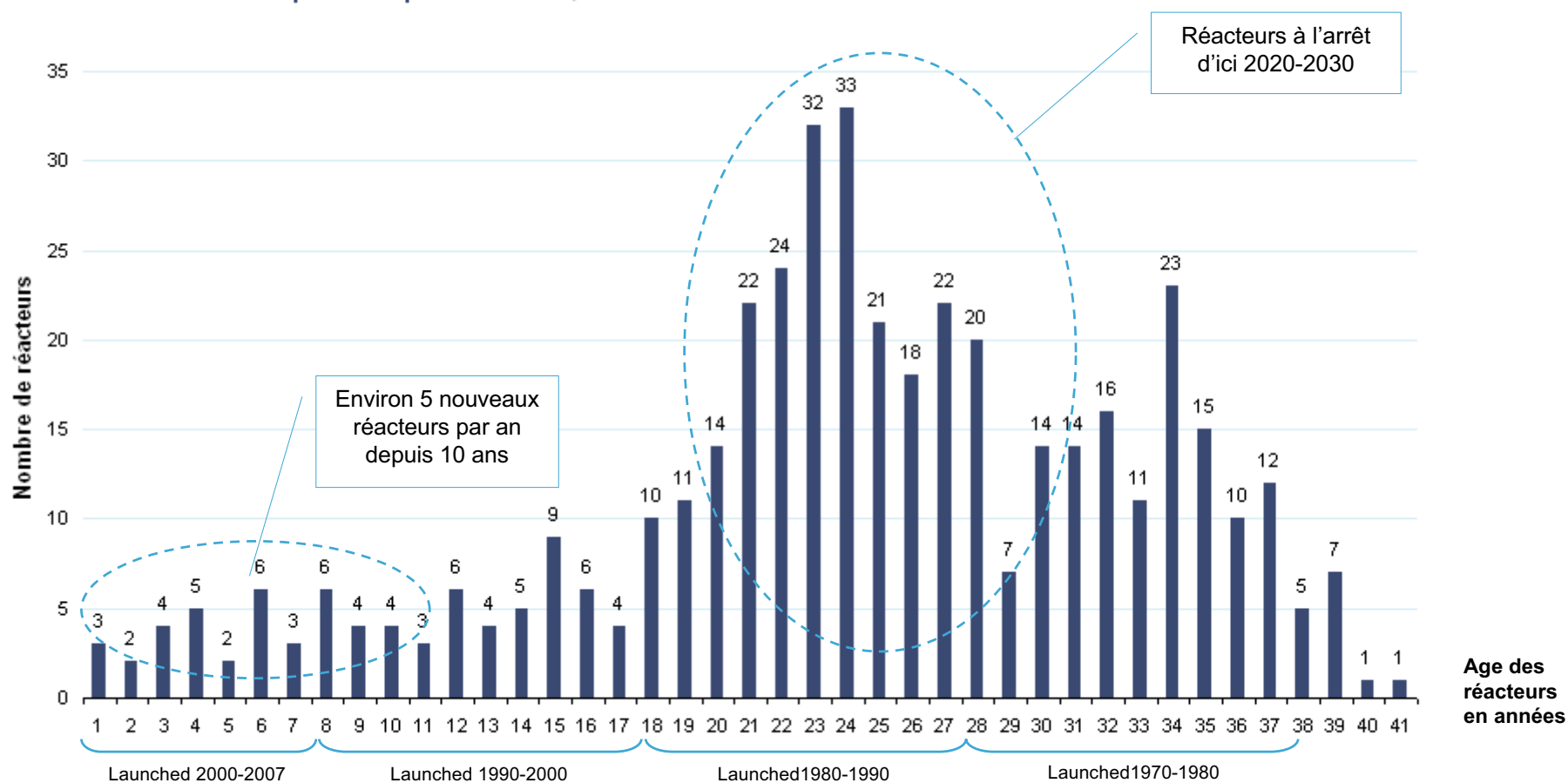
Nouveaux réacteurs annoncés :

- Italie (8)
- Royaume-Uni (8)
- Pologne (5)
- Roumanie (3)
- France (2)
- Bulgarie (2)
- République Tchèque (2)
- Finlande (1)
- Hongrie (2)
- Lituanie (2)
- Slovaquie (1)
- Slovénie (1)

L'âge moyen du parc de réacteurs augmente



Nombre de réacteurs en exploitation par ancienneté, 2007



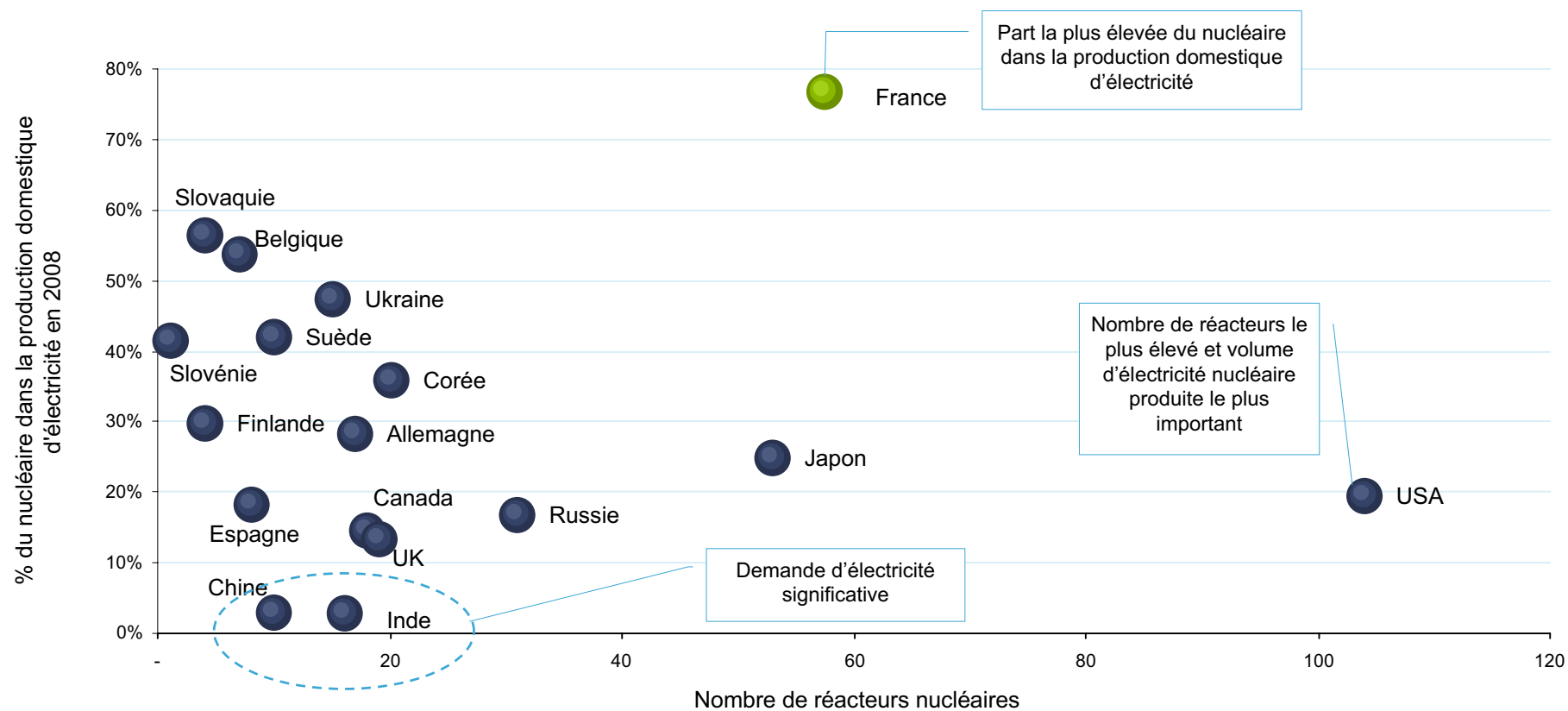
Source: IAEA

13ème conférence annuelle Energie 2010 • La filière nucléaire

La France se distingue des autres pays avec 77% de son électricité produite à partir de ses réacteurs nucléaires



Nombre de réacteurs vs. production d'énergie nucléaire en % de la production d'électricité domestique par pays



Source: IAEA

Les principaux acteurs historiques au niveau mondial



		Principaux acteurs		
		Nombre de réacteurs nucléaires (2008)	Construction de centrales	Exploitation
1	Etats-Unis	104	General Electric	Exelon Entergy FPL – Florida Power and Light Company Duke Energy Dominion
2	France / Europe	58	Areva	EDF E.ON GDF SUEZ RWE Vattenfall
3	Japon	54	Toshiba / Westinghouse Mitsubishi Hitachi	Tepco HEPCO JAPC Kanden
4	Russie	31	Atomenergoprom Rosatom	Atomenergoprom

LA FILIÈRE NUCLÉAIRE

Christophe BEHAR

Directeur du pôle énergie nucléaire
CEA



STRATÉGIE DES RECHERCHES DU PÔLE NUCLÉAIRE

Christophe BEHAR
Directeur l'Énergie Nucléaire

Contact : frederic.ravel@cea.fr

Le CEA : l'atome de la recherche à l'industrie



Energie



**Défense
et Sécurité Globale**



Technologies pour l'Information et la Santé

Des axes stratégiques clairs



5 Directions opérationnelles

- Energie Nucléaire
- Recherche Technologique
- Sciences de la matière
- Sciences du vivant
- Applications militaires

**Défense et
Sécurité globale**



Energies

Non émettrices de GES



**Recherche
fondamentale**

**Technologies
de l'information
et de la santé**



**Enseignement et diffusion
des connaissances**

**Valorisation et diffusion
technologique**

Les trois enjeux de la Direction de l'Energie Nucléaire



Energie Nucléaire

- ✚ Participer au développement du nucléaire du futur
- ✚ Maintenir notre avance technologique dans le domaine des réacteurs à neutrons rapides, mais également sur les REL et sur le cycle
- ✚ Soutenir le nucléaire actuel (industriels)

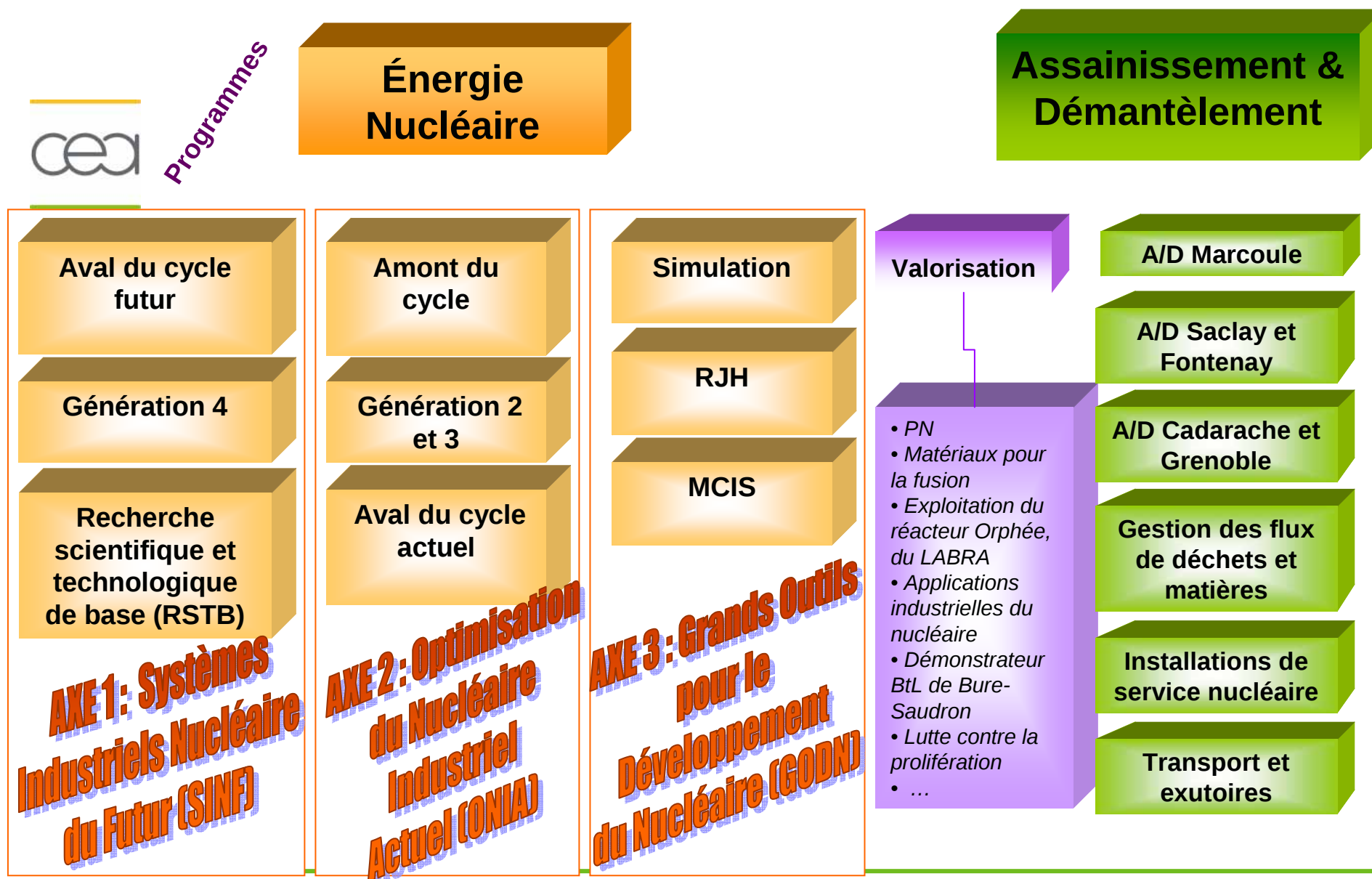
Assainissement-Démantèlement

- ✚ Assainir et démanteler les installations nucléaires en fin de vie

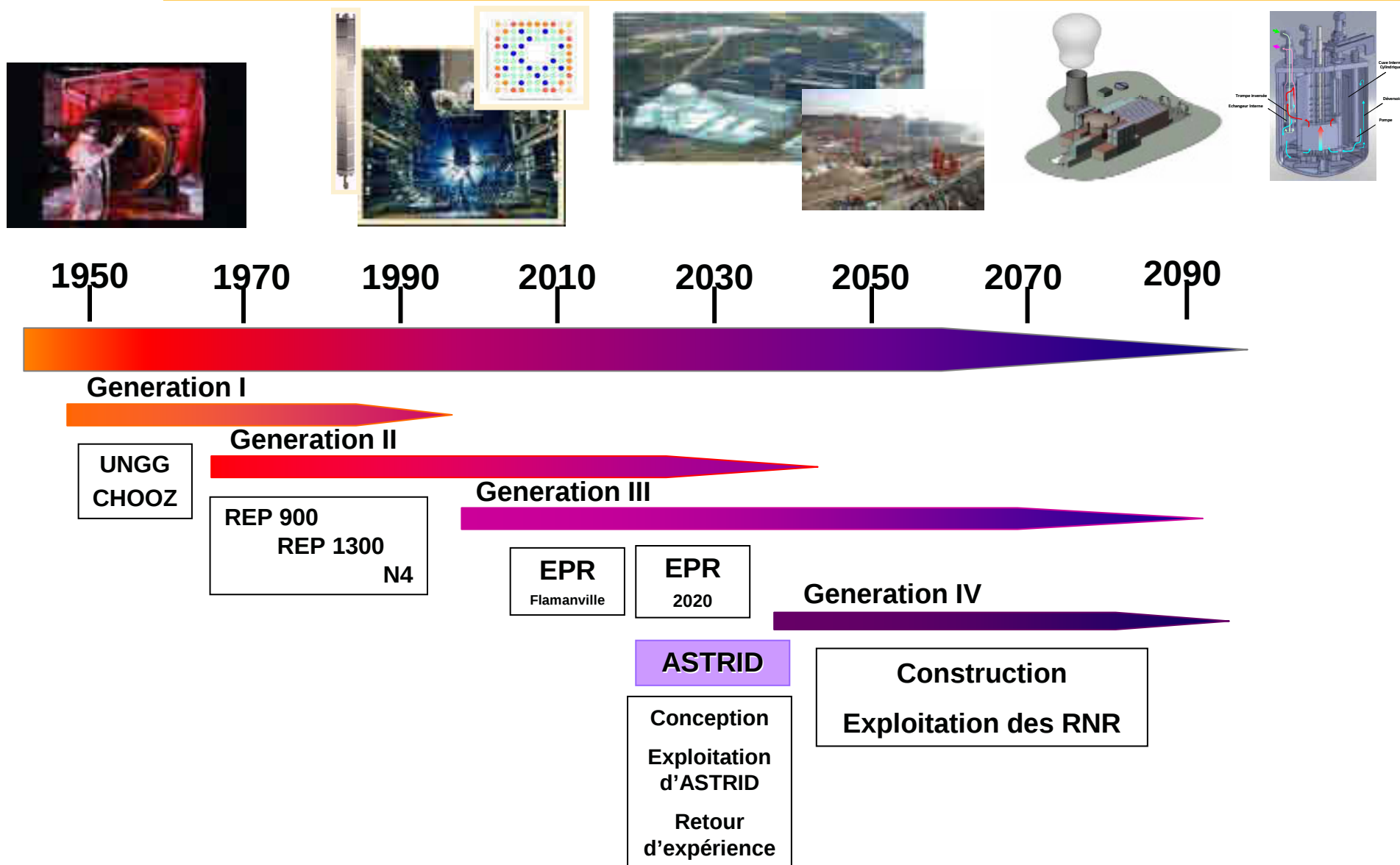
Valorisation

- ✚ Mettre au service de l'industrie ou des autres pôles du CEA nos compétences et nos outils

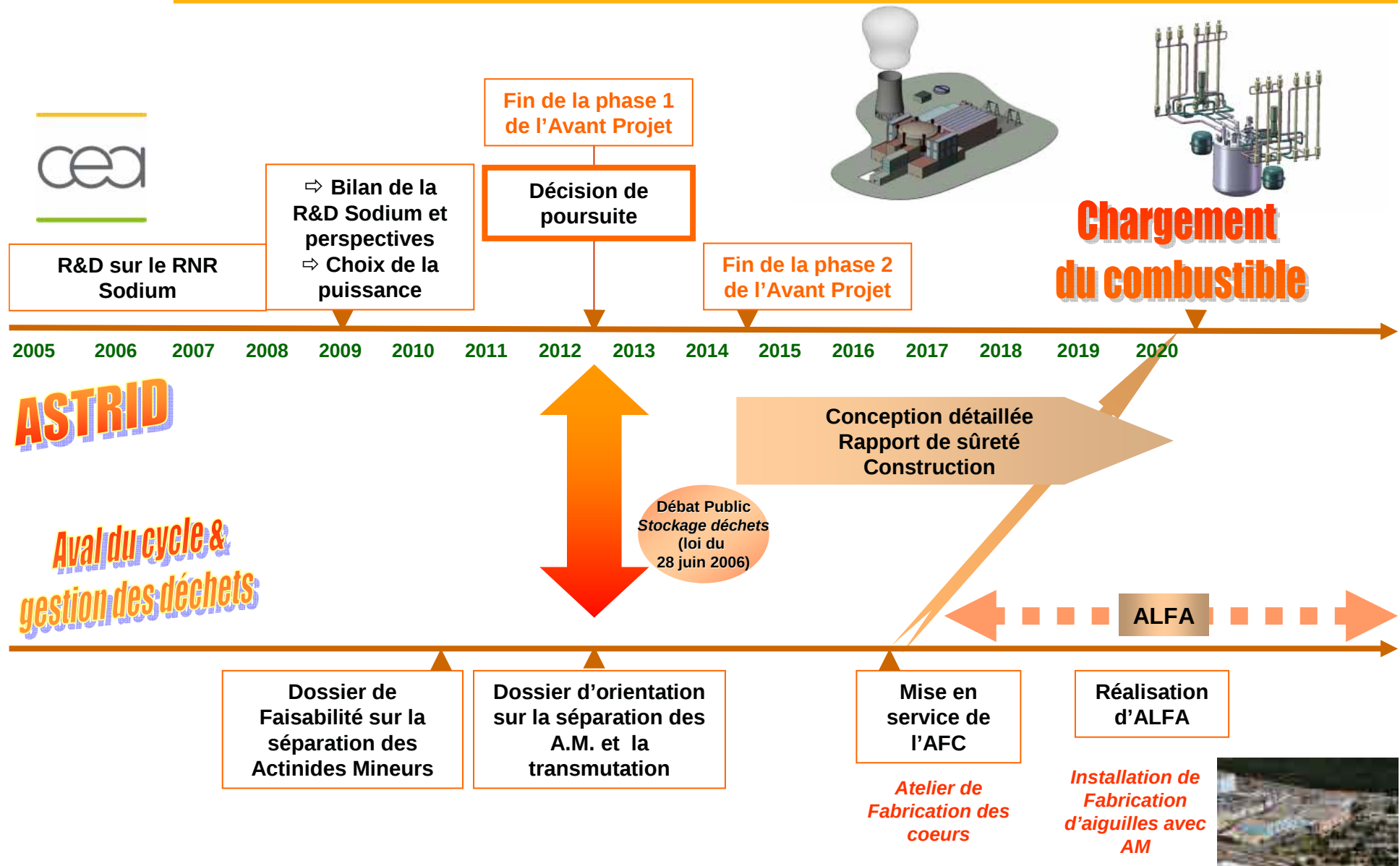
La segmentation des programmes



Axe 1 : Les Systèmes Industriels Nucléaires du Futur



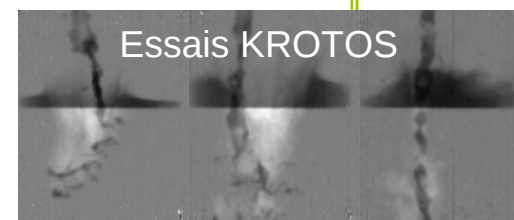
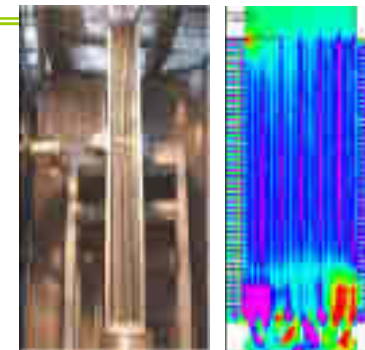
Un développement cohérent pour les systèmes nucléaires du futur





Réacteurs et combustibles

- Augmenter la durée de fonctionnement des réacteurs
- Améliorer leurs performances
- Accroître leur niveau de sûreté



Axe 2 : L'Optimisation du Nucléaire Industriel Actuel



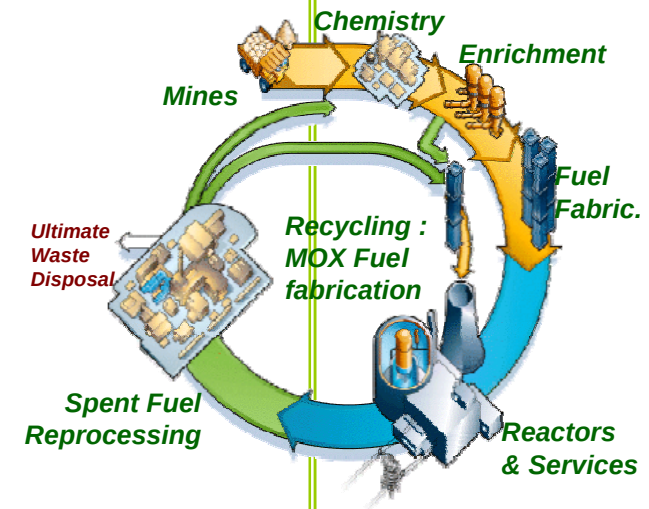
Cycle

Amont

- ↪ améliorer le rendement des procédés d'extraction
- ↪ diminuer encore les impacts environnementaux
- ↪ examiner les procédés innovants de séparation isotopique

Aval

- ↪ poursuivre l'optimisation des usines de traitement/recyclage
- ↪ diminuer leur impact environnemental
- ↪ réaliser les études sur les colis de déchets et leur stockage



Mise en œuvre du creuset Froid

Axe 3 : Les Grands Outils pour le Développement du Nucléaire



Le programme
Simulation



Gen 2, 3



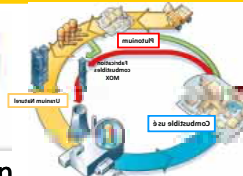
Gen 4



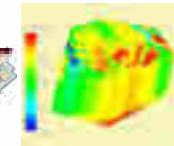
Réacteurs
expérimentaux



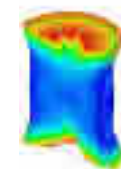
Propulsion
navale



Cycle du
combustible



Stockage
des déchets



Combustible

Conception des installations via l'utilisation d'applicatifs métiers

- Explorer des domaines difficilement accessibles par l'expérimentation
- Réduire les durées d'étude
- Optimiser les investissements

Nécessité d'amplifier
cette activité

Environnement de simulation
Architecture des calculateurs

SALOME
(couplage de plates-formes)

Plates-formes
des grandes
disciplines
du nucléaire

- 1 - Neutronique
- 2 - Thermo-hydraulique
- 3 - Mécanique, thermique
- 4 - Chimie du cycle
- 5 - Matériaux

Méthodes numériques
Architecture logicielle

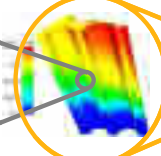
Etudes amont
Modélisation
Expérimentation

Recherche scientifique et
technologique de base

Exemple:
Couplage Multi-
échelle en thermo-
hydraulique



Echelle fine



Echelle locale
Assemblage combustible



Echelle composant



Echelle système
CATHARE

Axe 3 : Les Grands Outils pour le Développement du Nucléaire



Le RJH : Un réacteur de recherche de 100 MWth, producteur de radioéléments



Les objectifs du RJH

➤ **Offrir une capacité d'irradiations expérimentales** (*Etude du comportement des matériaux et des combustibles sous irradiation*)

➤ **Produire des radioéléments à usage médical** (25% du besoin Européen, voire 50 %)

➤ Répondre aux besoins des 2^{ème} et 3^{ème} générations et partiellement de la 4^{ème} génération de réacteurs, notamment au **développement des matériaux et combustibles innovants requis par les différents concepts de génération 4**



Un partenariat international



**Membres du Consortium
et partenaires associés**

EDF	20%
AREVA	10%
NRI (Rép. Tchèque)	2 %
CIEMAT (Espagne)	2 %
SCK (Belgique)	2 %
VTT (Finlande)	2 %
JAEA (Japon)	3 %
DAE (Inde)	3 %
Vattenfall (Suède)	2 %
Euratom	6 %

Assainissement/Démantèlement



Objectifs

- Gérer les déchets de façon responsable
- Assainir et démanteler les installations arrivées en fin de vie
- Piloter les programmes en visant l'optimisation technique et économique

○ Gérer les déchets de façon responsable



Déchets vrac
MAVL irradiants
en chaîne blindée



Déchets
préconditionnés
en chaîne blindée



Entreposage de
déchets MAVL
irradiants dans CEDRA
(Cadarache)



Projet de centre de stockage profond pour
les déchets HAVL-MAVL

○ Assainir et démanteler les installations en fin de vie

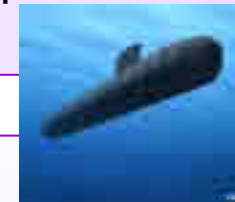
Vidange des Piscines de MAR 400 - UP1 - Marcoule
La piscine Q en exploitation ... *... et une fois vidangée*





Pourquoi la Valorisation ?

- Mettre au service de l'industrie ou des autres pôles du CEA l'expertise, les compétences et les outils technologiques de la DEN
- Maintenir notre savoir faire et nos acquis techniques à un niveau de compétitivité fort sur la scène nationale, voire mondiale
- Maintenir nos compétences spécifiques et la taille critique de nos équipes, le cas échéant
- Obtenir des retours positifs dans le développement des programmes Nucléaires



- Propulsion Nucléaire
- Expertise dans le domaine de la lutte contre la prolifération
- Matériaux pour la fusion
- Exploitation du réacteur Orphée (neutrons)
- Exploitation du LABRA
- Démonstrateur BtL de Bure-Saudron
- Applications industrielles du nucléaire
- ...



LA FILIERE NUCLEAIRE

Bruno BENSASSON

Directeur économie, prix et marchés
GDF SUEZ



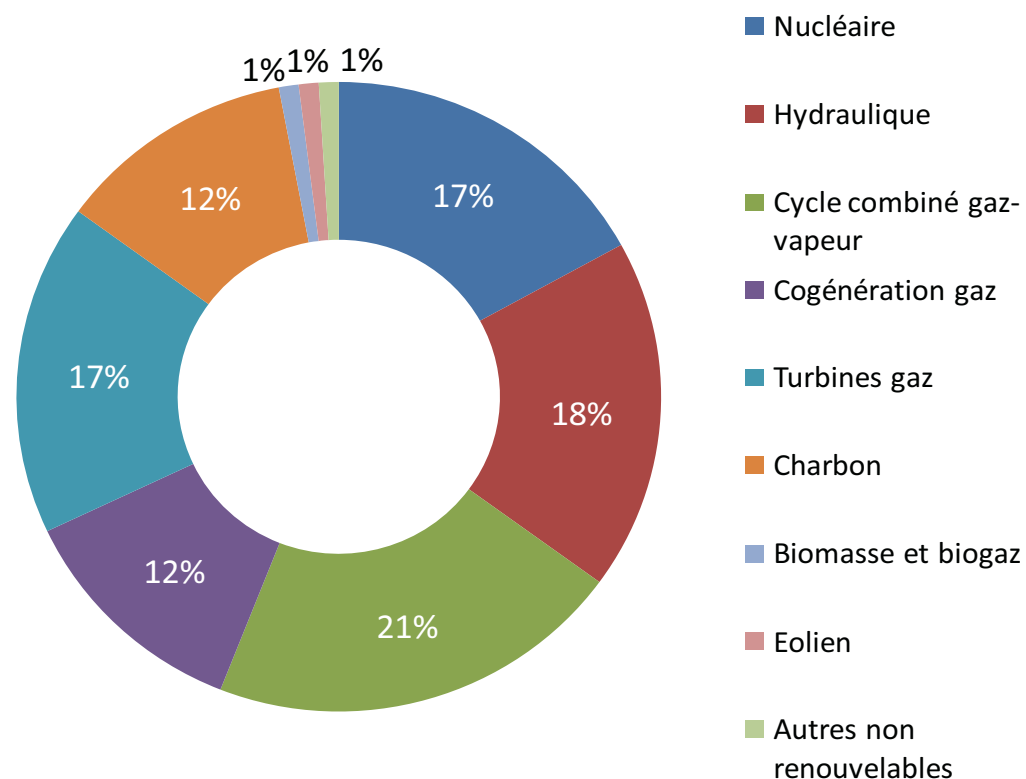
Les activités nucléaire de GDF SUEZ

Conférence Les Echos - 16 février 2010

REDÉCOUVRONS L'ÉNERGIE

GDF SUEZ, un mix de production électrique équilibré

- **68 400 MW** de capacités totales installées
- Un portefeuille de production d'électricité **compétitif**
- Un parc de production **flexible**, performant et faiblement émetteur de CO₂
- Un parc nucléaire **performant**



Énergie produite en 2008

45 ans d'expérience dans le nucléaire

Tihange

Participation aux premiers réacteurs à eau pressurisée (REP) en Europe

- BR 3 (1962-1987) et Chooz A (1967-1991)
- Opérateur performant de 7 réacteurs nucléaires à Tihange et Doel (Belgique) construites sous licence Framatome et Westinghouse
- Taux de disponibilité > 90%, parmi les tout meilleurs du monde
- Présence sur tout la chaîne du nucléaire (ingénierie design, construction , exploitation...)

Capacités nucléaires détenues : 5 930 MW

- 4 060 MW en Belgique
- 1 170 MW en France (Chooz B, Tricastin)
- 700 MW en Allemagne (Gundremmingen B et C, Unterweser et Krümmel)

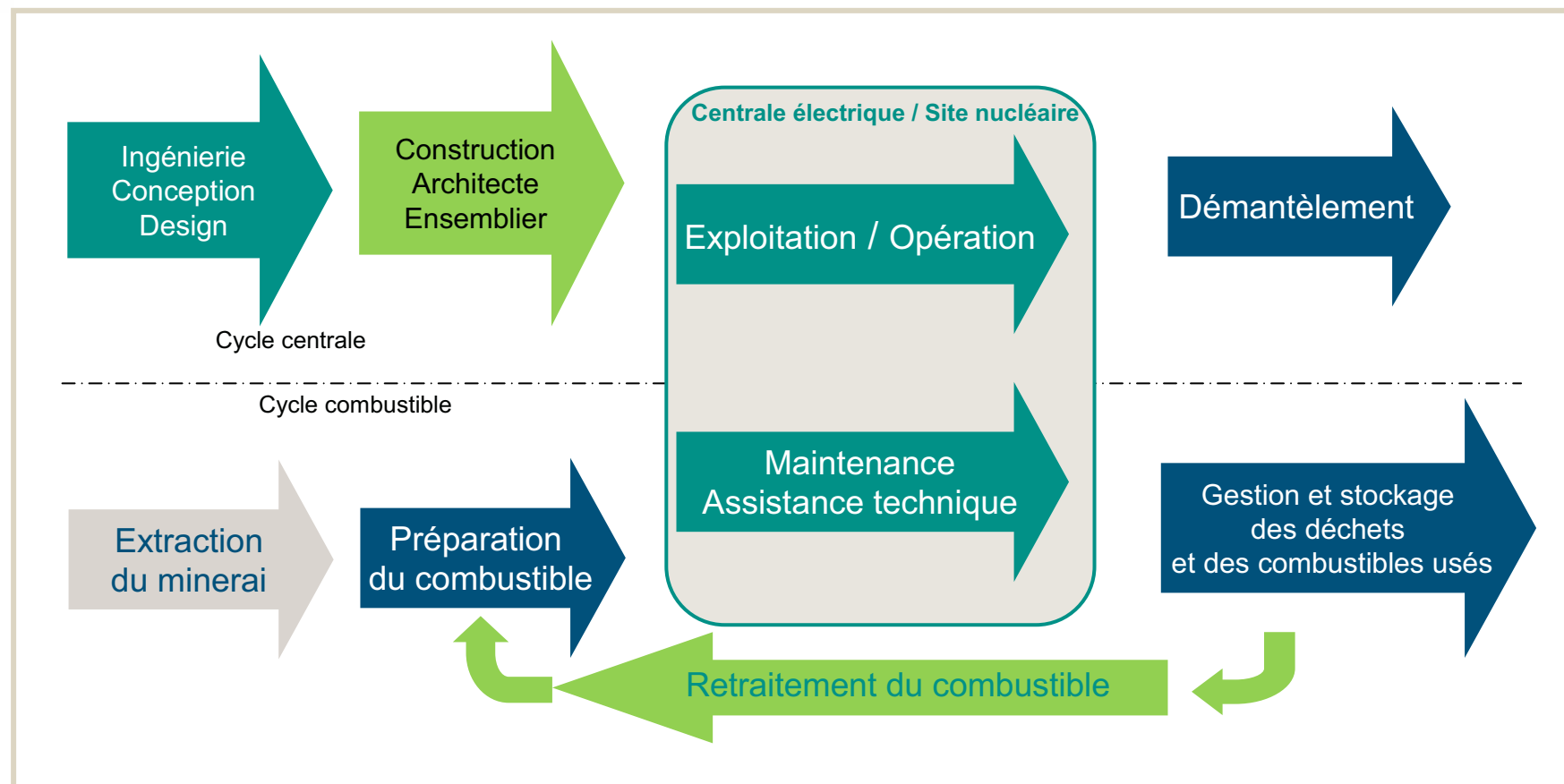
Participations dans les usines d'enrichissement d'uranium Eurodif – Georges Besse II



Doel



Savoir-faire et expertise unique sur toute la chaîne de valeur



Programme nucléaire du Groupe GDF SUEZ

Installations existantes

- Exploiter, avec une priorité absolue pour la sûreté, les unités aussi longtemps que les conditions techniques et économiques le permettent
- Mise en œuvre de la décision du Gouvernement belge de prolonger la durée d'exploitation des unités de Doel 1, 2 et Tihange 1 de 40 à 50 ans

Nouvelles capacités

- Détenir et exploiter des centrales nucléaires de 3ème génération à l'horizon 2020
- Forte sélectivité du Groupe dans les différents projets
- Europe: maintenir à long terme la part actuelle du nucléaire dans le portefeuille du Groupe.
- Hors d'Europe: se développer sur ses marchés-clés

Ingénierie et services

- Soutenir le développement du Groupe
- Participer activement aux grands projets nucléaires pour des clients externes.

La sûreté nucléaire : la priorité première

Culture de sûreté de haut niveau

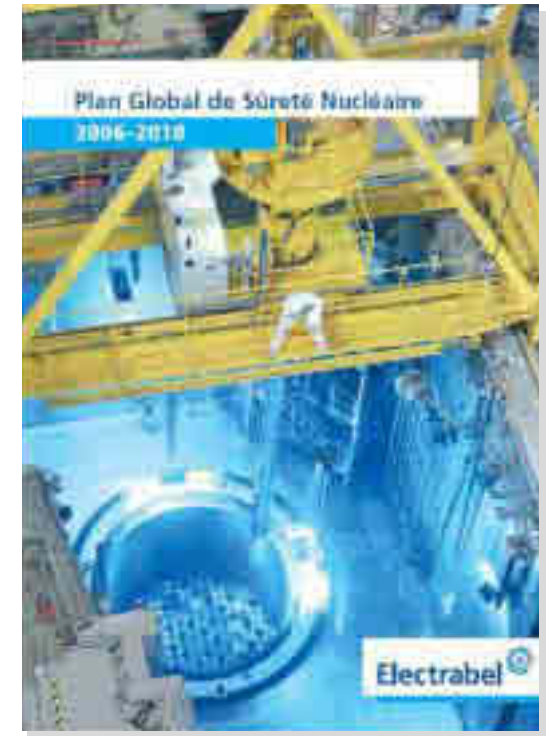
- Présente à tous les stades (conception, construction, fonctionnement)
- Protection des collaborateurs, de la population et de l'environnement
- Garantie d'un niveau de performance élevée et durable

Processus d'amélioration continue

- Objectifs et plans d'actions associés
- Auto-évaluations
- Audits externes ('WANO Peer Reviews')

Contrôles permanents par les Autorités

- Révision périodique de sûreté tous les dix ans



**Reconnaissance de l'excellence nucléaire du Groupe
par les experts internationaux de l'AIEA en 2007 et 2009
(audits OSART à Tihange).**

Les projets nucléaires en développement

France

- Partenaire associé au 2^e EPR à Penly avec EDF
- Reconnaissance par l'État de la volonté du Groupe d'être le maître d'œuvre et exploitant du prochain réacteur EPR en France

Royaume-Uni

- Consortium GDF SUEZ / Iberdrola / SSE
- Acquisition d'un terrain pour la construction de 1 à 2 réacteurs nucléaires de 3^e génération
- Mise en service d'ici 2020

Des projets nucléaires ambitieux (suite)

Roumanie

- Lancement de la construction de 2 réacteurs CANDU – 2 x 720MW à Cernavoda mise en service prévue en 2016
- Partenaires : Arcelor-Mittal, CEZ, ENEL, Iberdrola, RWE, SNN
- Participation GDF SUEZ: 9,15 %

Contacts avec des autorités ou exploitants

- En Europe : Hongrie, Italie, Pologne...
- Hors Europe : Brésil avec la signature d'un accord de coopération avec Eletrobras et Eletronuclear en 2009, Chili, États-Unis, Thaïlande...

La branche GDF SUEZ Services à l'énergie impliqués dans de nombreux projets

- Georges Besse II, Flamanville 3, ITER...

Les défis en RH dans le nucléaire

Le Groupe compte 4 000 collaborateurs aujourd'hui avec une compétence et un savoir-faire dans le nucléaire

Recrutement de 1 000 collaborateurs supplémentaires (dont 450 ingénieurs) dans les cinq prochaines années pour faire face principalement au développement des nouveaux projets.

Plan d'actions

- France et Belgique : renforcement des partenariats avec les Universités, les Grandes Écoles (BNEN, INSTN...)
- Lancement en 2006 du Nuclear Trainees Program : 320 ingénieurs juniors engagés à ce jour
- Programmes de formation spécifiques pour personnel expérimenté

GDF SUEZ Nuclear Trainees Program 2010

Ils vous produisent de l'énergie pour des millions de personnes en limitant les émissions de CO₂.

Jeunes ingénieurs, prenez une génération d'avance
En nous rejoignant, vous bénéficiez d'un programme initial de formation d'un an au "Nuclear Trainees Program" ainsi que d'une période de développement de compétences et de tous les avantages de notre Groupe : responsabilité, diversité, croissance et stabilité.

Inscrivez-vous avant le 21 mai 2010 sur www.gdfsuez.com/nuclear

GDF SUEZ

100 rue de la République - 92000 Nanterre

01 47 37 37 37 - recrutement@nuclear.gdfsuez.com

Principaux axes

- Amélioration constante des performances et de la sûreté des réacteurs existants
- Technologies nouvelles : réacteurs de 4^{ème} génération, fusion
- Démantèlement, déclasséement, gestion et stockage des déchets

Accords globaux avec des centres de recherche

- CEA (France)
- SCK-CEN (Belgique)

Nos marques fortes du nucléaire

- **Exploitation**

ELECTRABEL

- **Conception et construction**

TRACTEBEL ENGINEERING

AXIMA

INEO

LABORELEC

- **Maintenance,
gestion des déchets
et démantèlement**

FABRICOM

ENDEL

OMEGA CONCEPT

TECNUBEL

TRANSNUBEL

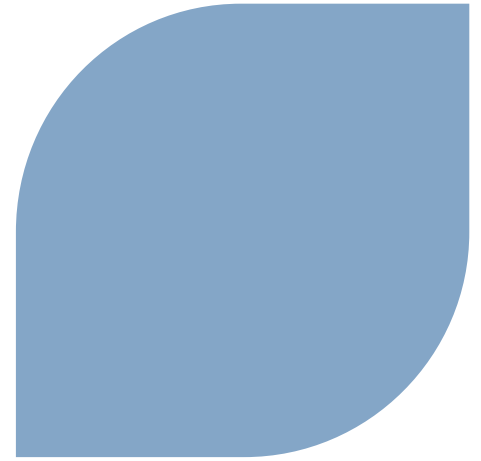
SYNATOM

LA FILIERE NUCLEAIRE

Dominique MOCKLY

Directeur international et marketing

AREVA



AREVA

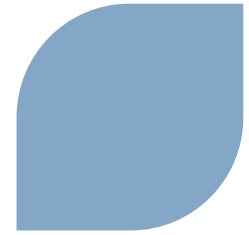
Dominique Mockly – Directeur International et Marketing

Conférence Energie – Les Echos

Paris – 16 février 2010



Agenda

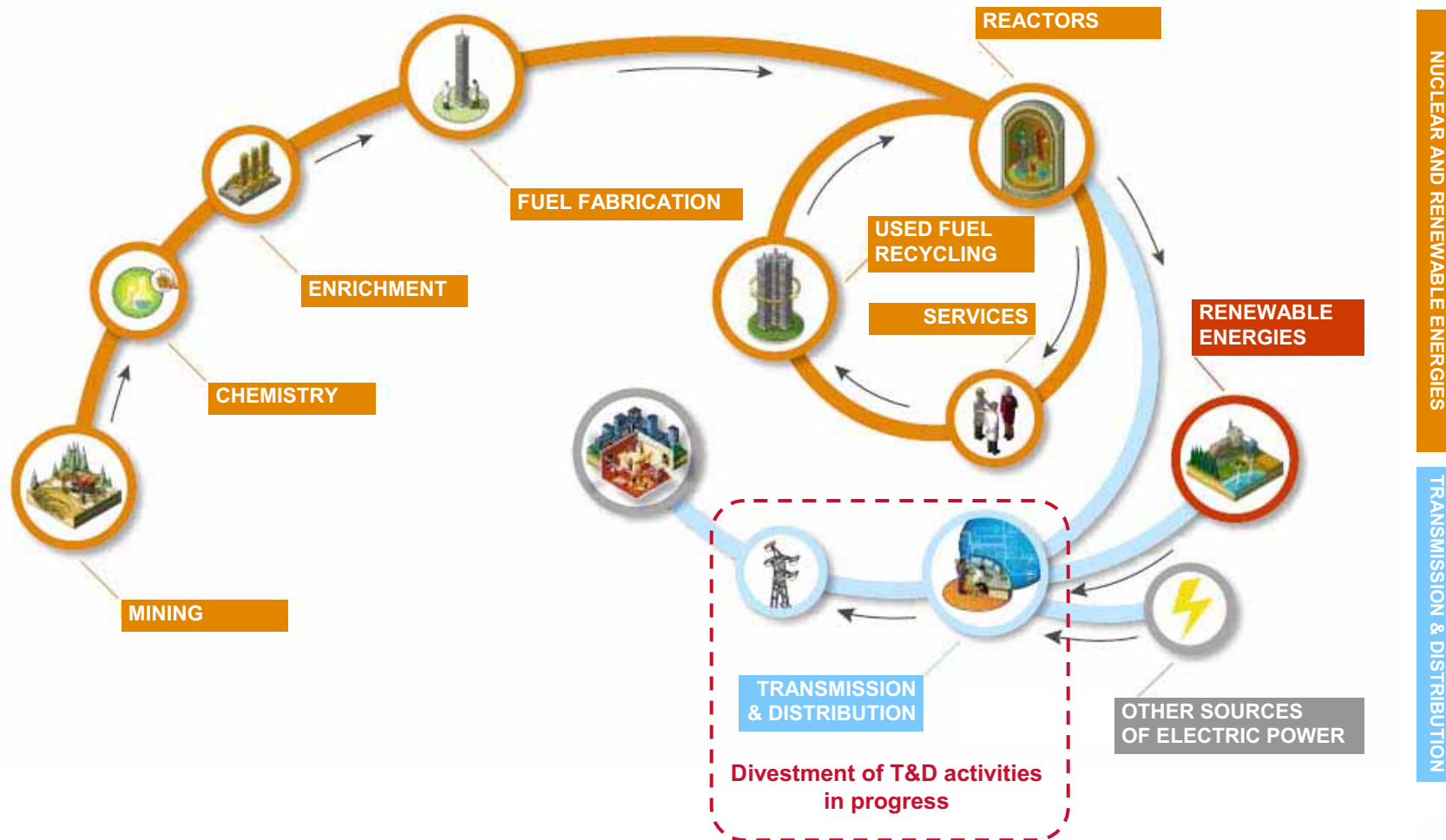
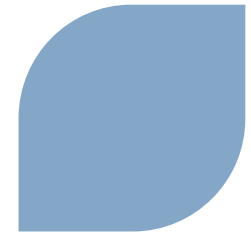


▶ **Vision of World Energy Challenges**

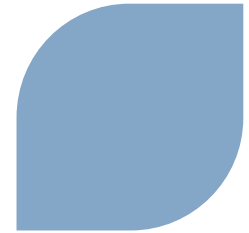
▶ **Successful Integrated business model**

▶ **Our reactor projects**

AREVA is a global leader in solutions for CO₂-free power generation



A Global Vision



► **The energy and environment game is played in a Global arena ...**

- ◆ The energy and climate debate, thus energy policy, is a global issue
- ◆ Our customers are no longer constrained to their national borders
- ◆ Our customer think energy globally – nuclear is part of it
- ◆ Suppliers are losing their national identities as their industrial footprint, and ownership, is international

► **Therefore ...**

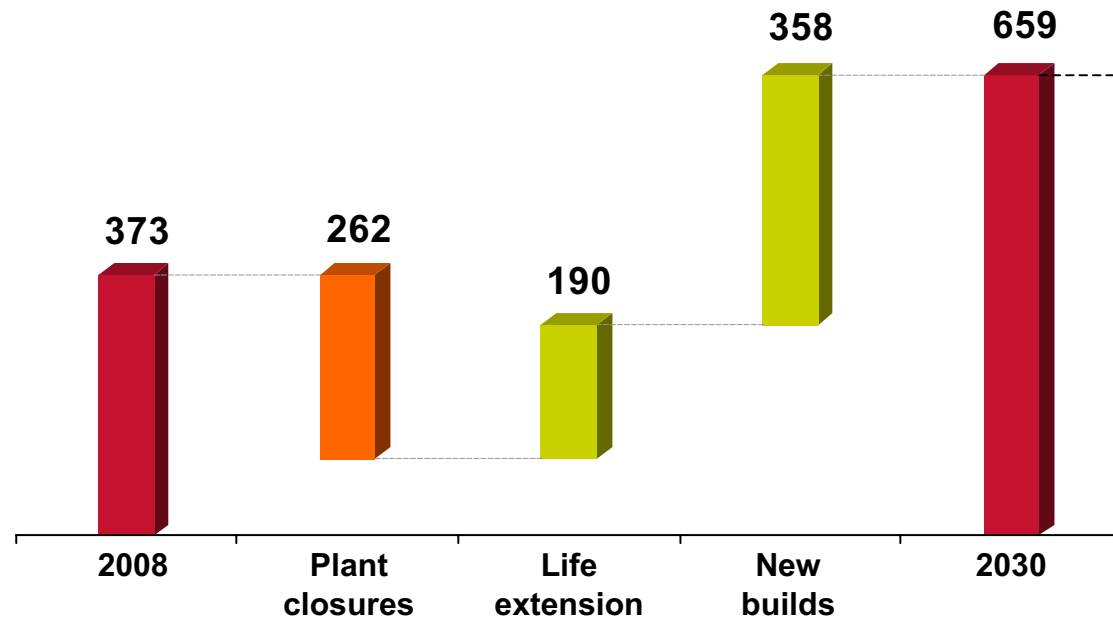
- ◆ A Global AREVA – A Global Vision!



AREVA develops a Global Vision with Global Objectives in order to remain the Industry Leader in none CO₂ Energy Solutions

The nuclear revival is here

AREVA's market scenario for installed capacity (in GWe)



Forecasts published by international organizations

824: WEO¹ - 2008 - 450 ppm Policy Scenario

748: IAEA - 2008 - High Estimate

731: WNA² - 2007 - High Estimate

684: WEO - 2008 - 550 ppm Policy Scenario

529: WNA - 2007 - Reference

498: DOE³ EIA⁴ - 2008 Reference Case

473: IAEA - 2008 - Low Estimate

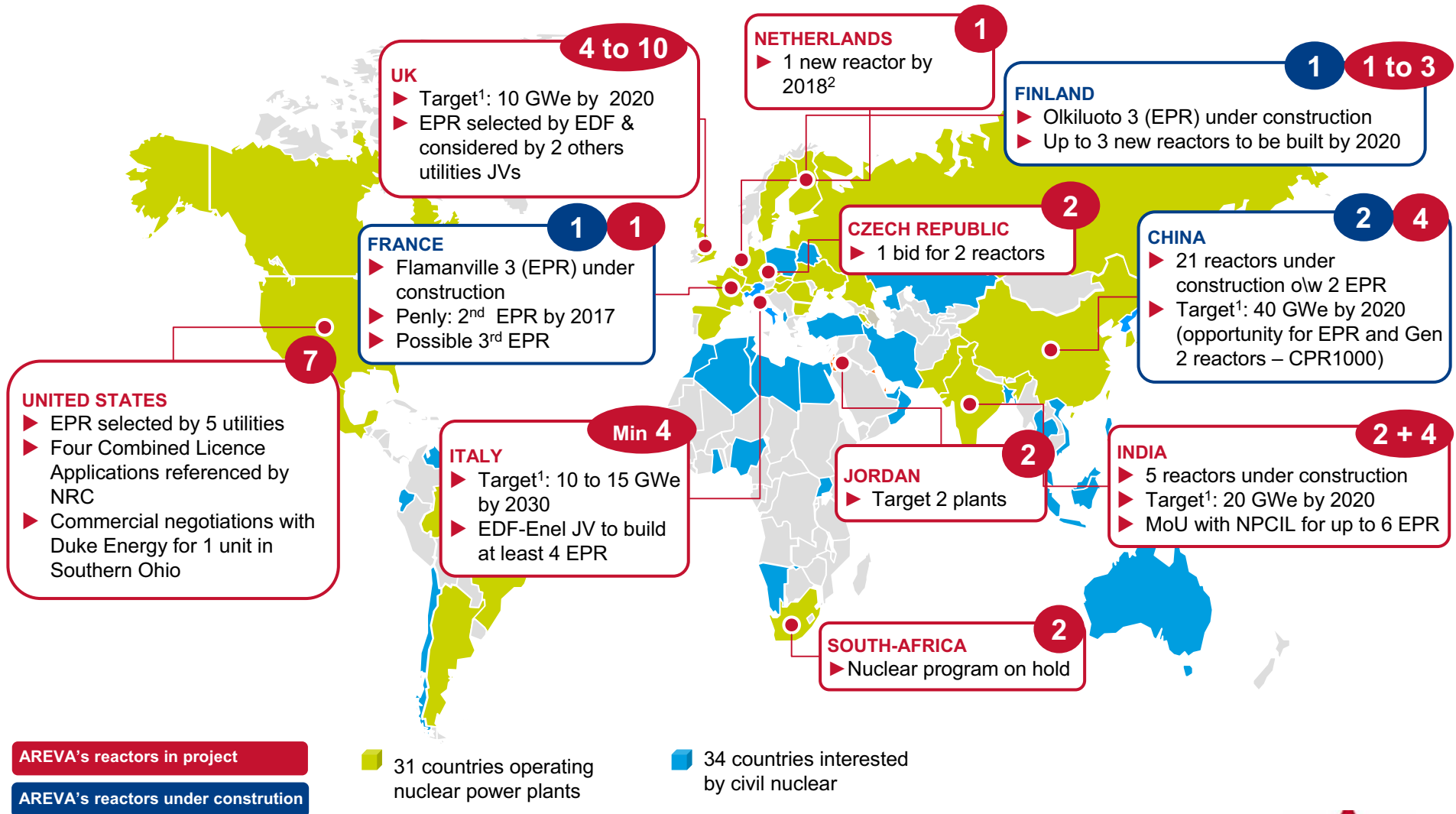
433: WEO - 2008 - Reference Scenario



AREVA targets 1/3 of the accessible new build market and the leadership in life extension and power uprates

¹ World Energy Outlook ² World Nuclear Association ³ US Department of Energy ⁴ Energy Information Administration

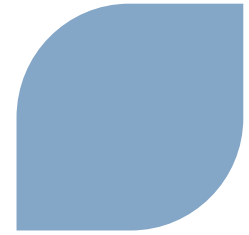
Numerous countries have nuclear power plant projects



Source: WNA retreated

(1): Nuclear generation capacity announced by countries . (2): Delta announcement (June 2009). No technology specified

Agenda

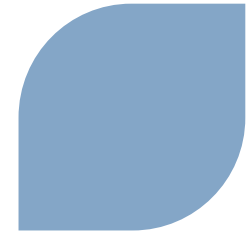


▶ **Vision of World Energy Challenges**

▶ **Successful Integrated business model**

▶ **Our reactor projects**

AREVA is the only fully integrated player on the nuclear power value chain



Front End	Mining / Natural uranium										
	Conversion / chemistry										
	Enrichment										
	Natural uranium fuel										
Reactors and Services											
Back End	Treatment										
	Recycling										



Presence



Recent strategic move / development



Potential move

Source: AREVA estimates

Agenda



▶ **Vision of World Energy Challenges**

▶ **Successful Integrated business model**

▶ **Our reactor projects**

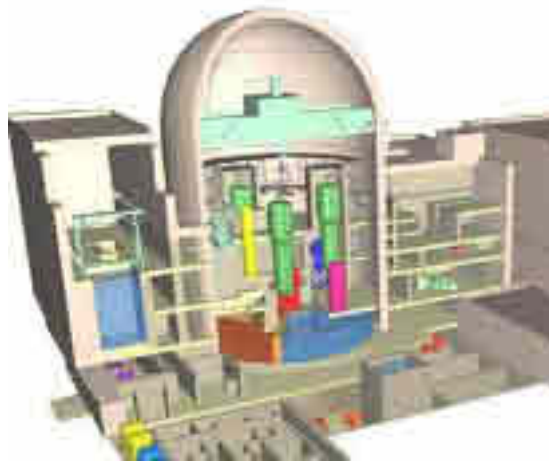
AREVA reactor range

EPRTM
by AREVA



***Pressurized Water Reactor
1,650 MWe
Active and passive safety***

ATMEA1TM



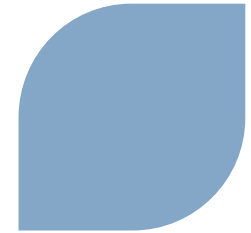
***Pressurized Water Reactor
1,100 MWe
Active and passive safety***

KERENATM
by AREVA



***Boiling Water Reactor
1,250 MWe
Passive safety***

AREVA delivers the safest reactor range on the market



Main safety features of AREVA reactor range

	External hazards	Severe accident management		
	Airplane crash	Core melt management	Release management	Redundancy & diversity
 PWR 1650+ MWe	Best-in class protection	Core catcher	Strict limitation of off-site release EPR and ATMEA: filtration in the annulus of the double-walled containment	Geographically separated safety trains One 100% safety train per loop: - 4x100% for the EPR - 3x100% plus a diversified back-up for the ATMEA
 PWR 1100+ MWe	APC shell protecting the reactor, the fuel pool and safety trains			
 BWR 1250+ MWe	Protection versus military and large commercial aircrafts	In-vessel retention (low power density of the RVP)	KERENA: achieved (technical consideration pending)	Geographically separated safety trains Active safety trains with passive safety back-up



**AREVA reactors meet the requirements of
the most stringent safety authorities**

Benefits from the most advanced Gen III+ project

Olkiluoto 3 project status:
Stage of completion unmatched in the world for Generation III+ plant

- ▶ More than **90%** of orders and procurement placed
- ▶ Engineering more than **80%** complete
- ▶ Civil works on main buildings **82%** complete
- ▶ Dome installed and welded
- ▶ Heavy Components manufactured and delivered



© AREVA

AREVA EPR fleet is well under way

Flamanville (France): supply of Nuclear Steam Supply System

- ▶ On the AREVA perimeter
 - ◆ ~75% of orders placed
 - ◆ Engineering 75% complete
- ▶ Civil work progress (not AREVA scope)



© EDF

Taishan (China): supply of 2 Nuclear Islands

- ▶ 70% of orders placed by AREVA and 30% by our partner within the consortium
- ▶ Engineering more than 30% complete
- ▶ As planned start of engineering in China with our partner CGNPC
- ▶ On going civil work on site



© CGNPC / SHEN ZUOBIN

At least 12 utilities have already selected the EPR reactor by AREVA



...and are making commitments for the entire fuel cycle

- ◆ **CGNPC – China: supply of front end of the fuel cycle through 2026**
- ◆ **NPCIL – India: wants to secure reactor supplies for the life of the reactors (60 years)**
- ◆ **EDF: multi-year contract in the front end and back end (beyond 2030)**