

## **UNIDEN** **Groupe Travail Pertes CRE:** **Point de vue d'un acheteur industriel**

**Mardi 30 juin 2009**

ÉNERGIE ET COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIES

## **Le cadre général de réflexion**

**Mardi 30 juin 2009**

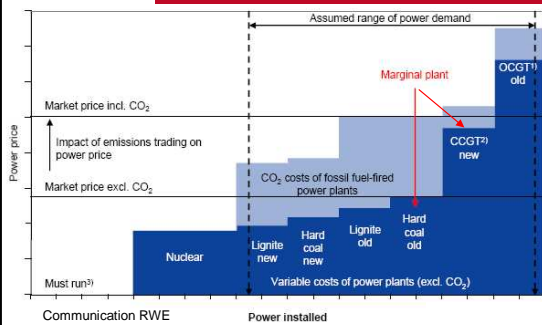
ÉNERGIE ET COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIES

## Caractéristiques du marché de l'électricité (1/2)

- Coûts de production très différenciés en fonction de la filière
- Un « market design » répondant uniquement à des problématiques de pré-ajustement de court terme
  - « short run marginal cost »
  - Un signal prix inadéquat pour investissement en outils de base à long terme
- Un parc de production avec une logique de « série »
- Une commercialisation dont valeur ajoutée ne porte que sur 5% du coût total, et incapable de fournir plus de 1 ou 2 TWh/an
  - Valeur concentrée au niveau de la production

## Caractéristiques du marché de l'électricité (2/2)

### Consensus de place et formation du prix de gros



→ Les prix sont formés uniquement par les capacités de production marginales :

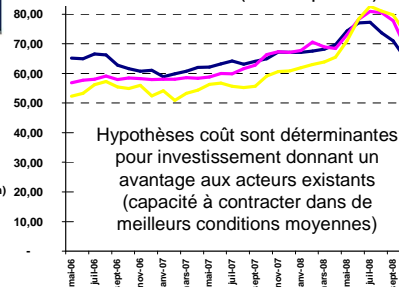
→ CCGT gaz ou Centrales à charbon en Allemagne ou en France

→ Déconnectés des fondamentaux

→ Du parc moyen

→ Du coût investissement nouveaux actifs

Évolution des coûts de production d'une CCGT et du calendrier n+1 sur l'année 2008 (coût du capital à 8%)<sup>(1)</sup>



Hypothèses coût sont déterminantes pour investissement donnant un avantage aux acteurs existants (capacité à contracter dans de meilleures conditions moyennes)

→ Comment expliquer la formation du prix de base en France, le lien avec le prix allemand (inférieur !) alors même que le parc moyen de production est plus compétitif ?

(rapport CRE, Rapport de surveillance 2007)

→ Comment comprendre niveau élevé actuel des dark / spark spread alors que demande baisse drastiquement ?

## 6 questions basiques de l'acheteur d'électricité

---

- Catégorie d'achat est elle stratégique ?
- Quel est mon horizon de couverture, en cohérence avec la stratégie industrielle-commerciale ?
- Caractéristiques du marché
- Quel est mon profil de consommation ?
- Quelles modalités cibles d'achat ?
- Quelle tactique pour la mettre en œuvre ?

## Application au cas d'achat des pertes

Mardi 30 juin 2009

## Pertes = un achat stratégique pour GRTs & GRDs

- **Principale cause d'évolution du TURPE en niveau avec investissements**
  - Impact volumes très faible = % des consommations assez stable avec évolution anticipable
  - Impact Prix très significatif = révision du prix d'achat sur TURPE 3 est une bonne illustration
    - Risque prix transféré, mais que partiellement, via CRCP
- **GRTs & GRDs : un positionnement unique sur le marché**
  - Nature de l'acheteur = risque crédit nul à long terme , forte technicité des achats à court terme
  - Top 5 des acheteurs en volume en France

⇒ Achat pertes = principal risque non industriel des GRTs & GRDs

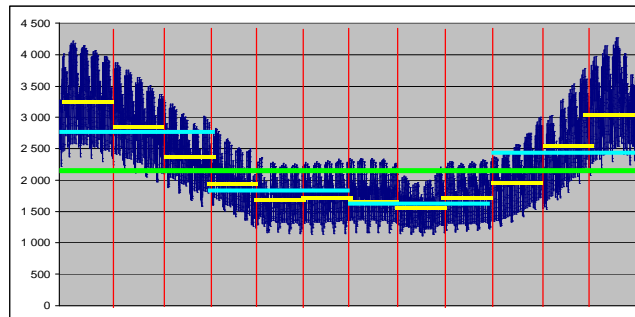
## GRTs & GRDs = un horizon temps ~ 40 ans

- Les Investissements réalisés aujourd'hui, et justifiant une hausse du TURPE, seront amortis sur ~40 ans et ont une espérance de vie > 50 ans
- Risque volume macro en augmentation :
  - Projections de consommation en France sont >0
  - Maillage réseau se désoptimisant du fait de l'éloignement des lieux de consommation, augmentation des pertes à consommation constante
- Un bilan financier très solide avec un rating sans risque à très long terme

⇒ **Aucun obstacle à contractualisation à long terme**  
**Mais, au contraire, une très grande cohérence avec politique industrielle et financière**  
Un « marché de gros » ne répondant pas à cette problématique => d'autres voies sont à explorer

## Quel profil de consommation ?

Exp. ERDF



- ~50% consommation en « full baseload »
- Une part significative en semi base
- Une variabilité CT peak/off peak significative

## 4 questions à se poser pour contracter à long terme

- Sourcing est il stratégique ? **OUI**
- Puis je m'engager à long terme ?
  - Financièrement ? => Rating, garanties... **OUI**
  - Sur quel volume ? => ne pas « over-hedger » **Baseload**
- Quel schéma créera de la valeur ? **Semi-baseload**
  - Intérêt des producteurs à sécuriser investissements ? **OUI**
- Sous quelle forme ?
  - Contrat d'achat : asset based ou pas ?
  - Intégration : simple actionnaire ou opérateur ?

### Dans ces conditions quelle organisation mettre en oeuvre



- **2 horizons de gestion : base + complément**
  - **LT pour base + semi-base**
  - **CT pour marché, adaptation au besoin réel (complément)**
- **2 types d'outil accessibles**
  - **Contrats bilatéraux avec producteurs**
  - **Marché (OTC, organisés)**

## Stratégie d'achat possible

### → Long Terme

NB : fit possible avec nouvel acteur du marché  
pour sécuriser partie d'un investissement

- Baseload (1) ⇒ B to B ou régulé
  - Investissement / contractualisation sur actifs de base
    - Nucléaire est d'évidence pour la France
- Semi Baseload (2) ⇒ B to B
  - Investissement / contractualisation sur actifs de base
    - Gaz Naturel (CCGT)

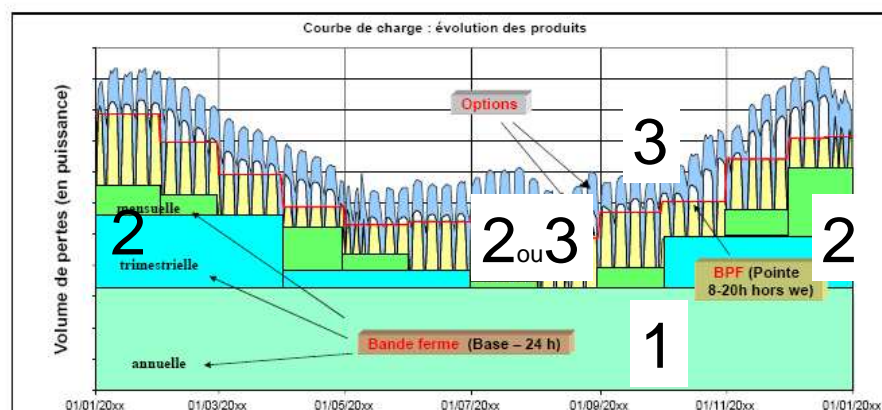
Optimisation à déterminer en fonction de la valeur pour  
GRTs & GRDs liée à la détention de l'option physique

### → Court Terme ⇒ market based

- Dentelle (3)
  - Gestion CT marché
    - Dispositifs actuels pertinents

## Illustration avec exp. RTE

### Découpage en produits & achats



## Annexes

Mardi 30 juin 2009

ÉNERGIE ET COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIES

### La liquidité du marché Day Ahead est faussée et faible comparée aux besoins des GRTs & GRDs

Offres avec prix sur EEX Day-Ahead : marché a priori le plus liquide d'Europe

EEX DAY-AHEAD		Clearing Volume	Formation des prix	
			Ordres avec prix	% des clearing volumes
moyenne année 2006	MW	10 126	1 801	18%
moyenne année 2007	MW	14 121	1 569	12%
moyenne année 2008	MW	17 281	1 552	9%

Soit seulement 2,5 % de la production allemande en moyenne sur les 3 dernières années.



Le prix est formé par une infime partie des ordres réellement passés sur le marché. Il en résulte une forte propension à la volatilité des cours.

## Les mécanismes de marché n'assurent pas le renouvellement des centrales de production en base

- Entre la décision d'investir dans une centrale de production électrique en base et la production du premier MWh, étant donné les délais d'obtention d'autorisations et de construction, il s'écoule un délai compris entre 5 et 10 ans. Ces délais sont incompatibles avec l'horizon des prix de marché court-terme – au mieux cotations à 5 ans.



**Les signaux de prix n'encouragent pas la décision d'un producteur d'investir dans un moyen de production de base. Seul un producteur déjà installé, disposant d'une surface financière conséquente et d'un large portefeuille de clients peut investir dans de tels outils.**

- Du fait du caractère fortement capitalistique des centrales de production de base, un producteur – en particulier un nouvel entrant – ne pourra investir dans un tel actif sans sécuriser une partie de ses débouchés (atténuation du risque de marché). Ceci est d'autant plus vrai que les prix de marché court-terme sont dé-corrélés des coûts moyens de production des centrales fonctionnant en base.



**Les mécanismes de marché favorisent au mieux l'investissement dans des outils de production de pointe ou de semi-base, moins capitalistiques, mais qui ne répondent pas aux besoins de consommation en base des industriels. Les nouveaux entrants ne peuvent pas concurrencer les acteurs existants sur les moyens de production de base.**

## Conséquences sur la structure de l'offre en Europe

- Sur le marché dérégulé allemand de l'électricité, les signaux de prix n'incitent pas les acteurs à investir dans des moyens de production afin de répondre à la demande future d'électricité en base : seul un tiers des investissements prévus pour assurer le renouvellement du parc allemand sont effectivement en cours de construction<sup>(2)</sup>.
- Sur le marché français, hormis le cas particulier d'EDF, aucun acteur n'a été en mesure d'investir dans un actif de production en base à ce jour.
- Sur le marché anglais, les acteurs ont massivement investi dans des outils de production de pointe ou de semi-base (CCGT) mais pas dans des centrales produisant en base. La consommation des industries du secteur de la sidérurgie a été divisée par 2 entre 1998 et 2008.



**La formation actuelle des prix du marché de gros et la référence à ce marché par les producteurs comme indice à moyen ou long terme ont faussé la valeur du signal prix qui devait permettre un renouvellement des capacités de production en base.**

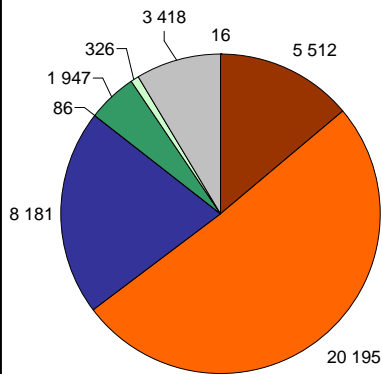
**Il en résulte une absence de véritable concurrence à la production et une large diminution de la compétitivité des principaux consommateurs en base.**



## (2) Investissements en Allemagne

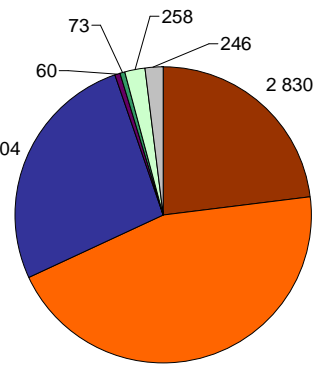
### Investissements en Allemagne 2008-2016 (BDEW)

#### Investissements prévus en MW



Total: 39 700 MW

#### Effectivement en construction en MW



Total: 12 300 MW

- Nucléaire
- Charbon (lignite)
- Charbon (houille)
- Gaz
- Pétrole
- Eolien
- ENR
- autres

## (1) Caractéristiques et Coûts de production d'une centrale à charbon et d'une centrale à gaz

Hypothèses Centrale à charbon (hard coal) d'un nouvel entrant sur le marché allemand (Source : RWE)		Hypothèses Centrale à gaz d'un nouvel entrant sur le marché allemand (Source : RWE)	
Puissance installée (MW)	750,00	Puissance installée (MW)	425,00
Charbon (\$/t)	134,05	Brent (\$/b)	120,00
Taux €/€	1,34	Taux €/€	1,34
Charbon (€/MWh th)	13,85	Gaz (€/Mbtu)	8,72
CO <sub>2</sub> (t/MWh th)	0,34	Gaz (€/MWh th)	29,74
CO <sub>2</sub> (€/t)	23,00	CO <sub>2</sub> (t/MWh th)	0,20
Autres coûts variables (€/MWh th)	0,23	CO <sub>2</sub> (€/t)	23,00
Rendement	46,20%	Autres coûts variables (€/MWh th)	0,12
<b>TOTAL COÛTS VARIABLES (€/MWh)</b>	<b>47,40</b>	Rendement	58,60%
Taux de disponibilité (h/an)	7 500	<b>TOTAL COÛTS VARIABLES (€/MWh)</b>	<b>58,81</b>
Coûts opérations et maintenance (€/MWh)	4,86	Taux de disponibilité (h/an)	4 000
Investissement (€/MW)	1 600 000	Coûts opérations et maintenance (€/MWh)	4,54
Durée de vie (ans)	21	Investissement (€/MW)	750 000
Rentabilité des capitaux engagés	8,40%	Durée de vie (ans)	21
Coût du capital (€/MWh)	20,25	Rentabilité des capitaux engagés	7,66%
<b>TOTAL (€/MWh)</b>	<b>72,51</b>	Coût du capital (€/MWh)	16,94
		<b>TOTAL (€/MWh)</b>	<b>80,29</b>