

Les réseaux électriques: du secours mutuel à la gestion intelligente

Jacques PERCEBOIS

Directeur du CREDEN

Professeur à l'Université de Montpellier I

SOMMAIRE

- **I LE DEVELOPPEMENT ET L' INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES, FACTEUR DE SECURITE ET DE CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC**
- **II LE DEVELOPEMNT ET L'INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES, CONDITION DU COUPLAGE DES MARCHES DEPUIS LA LIBERALISATION**
- **III LE DEVELOPPEMENT ET L'INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES, FACTEUR POTENTIEL DE GESTION OPTIMALE DE L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ELECTRICITE (l'apparition des réseaux intelligents)**

I LE DEVELOPPEMENT ET L' INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES, FACTEUR DE SECURITE ET DE CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

- **L'élévation de la tension a permis de passer d'un transport sur 100 kms (60 000 V) avant la Première Guerre Mondiale à un transport sur 2000 kms (400 000 V) aujourd'hui; la centralisation du dispatching a permis de déconnecter les lieux de production des lieux de consommation (cf hydraulique des Alpes vers Paris)**
- **L'interconnexion européenne (UCPTE dès 1951 puis UCTE) a permis le secours mutuel donc une meilleure fiabilité du réseau (cf le black-out français du 19 décembre 1978, le black-out italien de septembre 2003, le black-out partiel allemand de novembre 2006)**
- **L'Europe de l'électricité a précédé l'Europe économique et politique mais les échanges d'électricité entre pays demeuraient modestes avant l'ouverture à la concurrence (1996) (logique de solidarité entre compagnies généralement publiques)**
- **Le réseau de transport et de distribution est aujourd'hui considéré comme une « infrastructure essentielle » (« essential facility »), fonctionnant comme un « monopole naturel » qui doit être régulé et soumis à l'ATR (Accès des Tiers aux Réseaux). Les péages d'accès sont fixés par une commission de régulation (la CRE en France) selon une logique « cost-plus » (avec introduction partielle d'un « price-cap ») fondée sur un « timbre-poste » (péage forfaitaire au soutirage).**
- **Le coût du transport et de la distribution représente environ 40 % du prix TTC payé par un consommateur final domestique.**

Le PROCESSUS de LIBÉRALISATION des INDUSTRIES de RÉSEAUX

SCHÉMA CLASSIQUE

entreprise publique intégrée

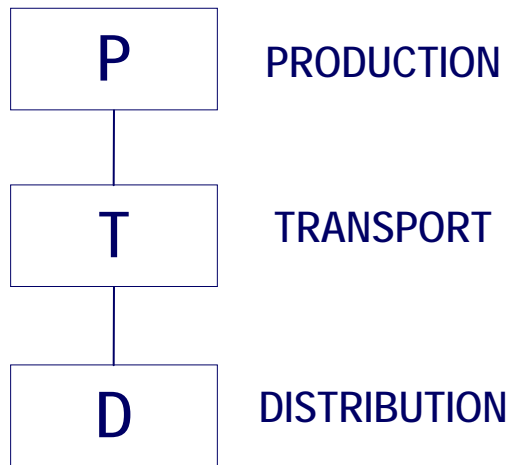
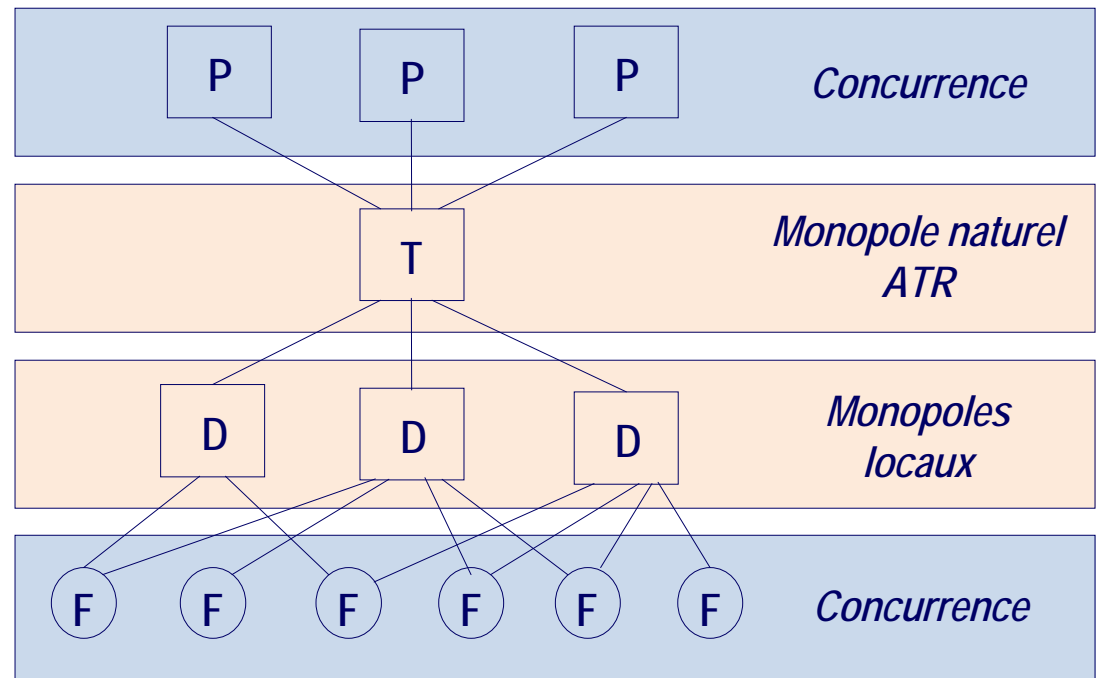
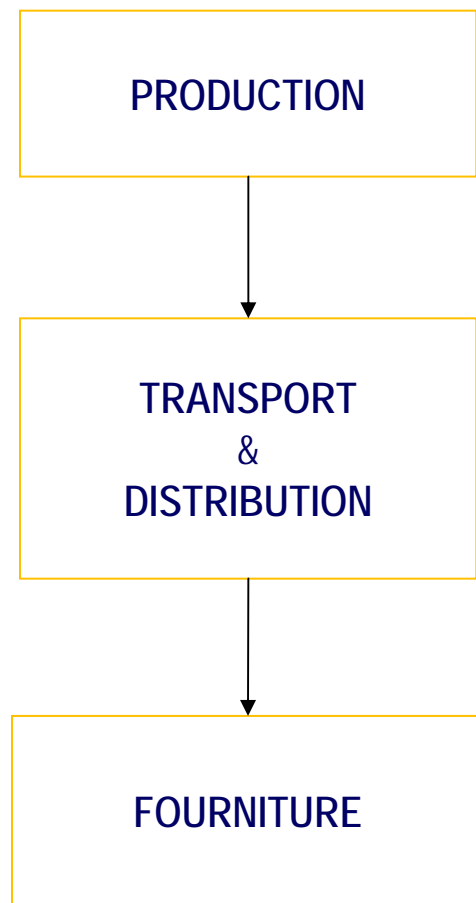


SCHÉMA DÉRÉGULÉ et DÉ-INTÉGRÉ

souvent avec privatisation



La FIXATION des PRIX

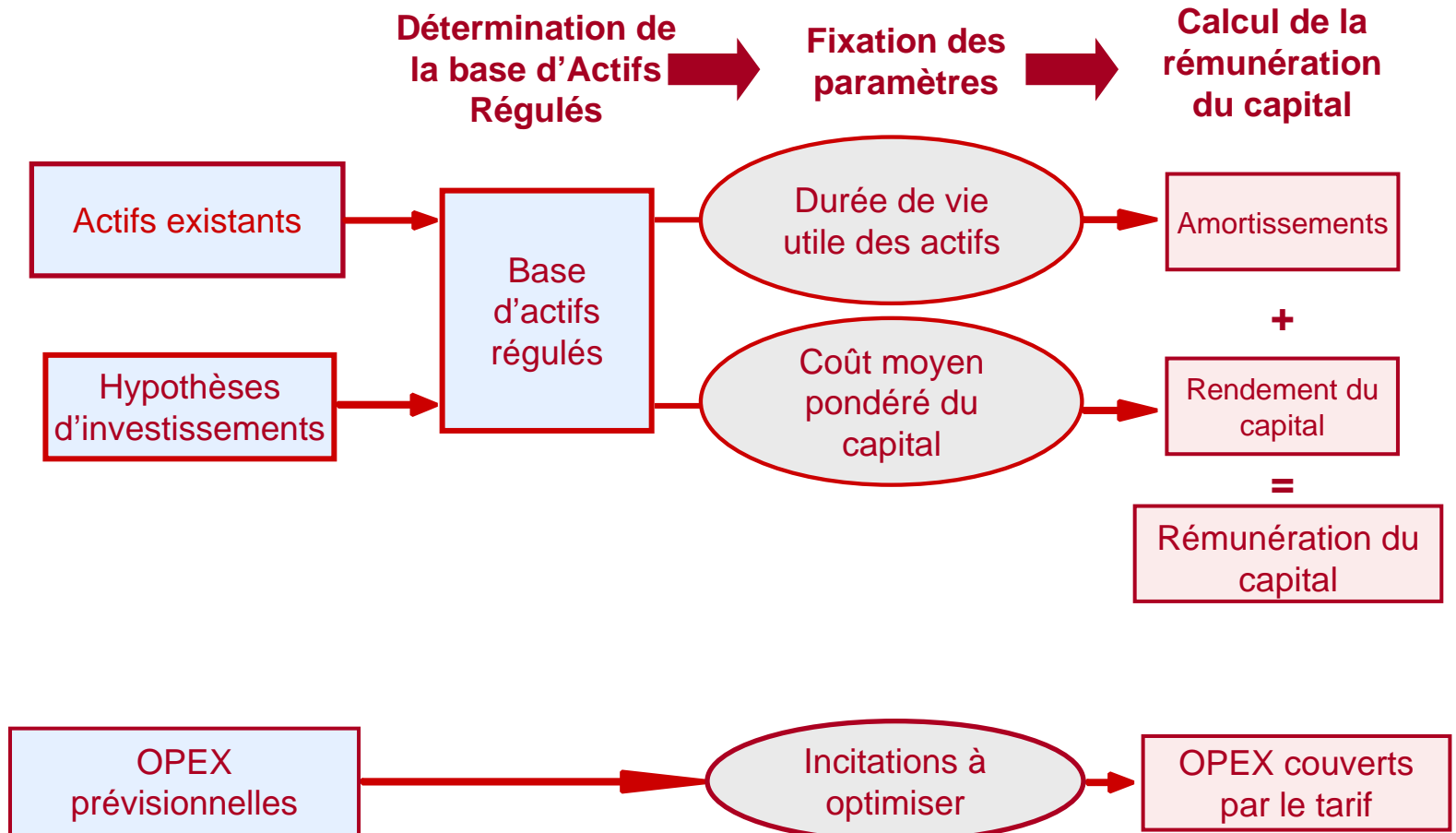


Vers
un MARCHÉ SPOT FACULTATIF
(Bourses de l'électricité et du gaz)

TARIFS RÉGULÉS
(ATR)

LOGIQUE ÉCONOMIQUE (C_m)
ou LOGIQUE COMMERCIALE (e_p)?
Vigilance du Régulateur

Les péages ATR (Third Party Access)



PRIX de l'ÉLECTRICITÉ en FRANCE et en EUROPE

<p align="center">PRIX sur le MARCHÉ SPOT <i>(Powernext)</i></p>	<p align="center">PRIX pour le CLIENT DOMESTIQUE <i>(tarif réglementé)</i></p>	<p align="center">PRIX pour le CLIENT INDUSTRIEL</p>
<p>1 – Prix day-ahead 50 à 55 €/MWh en avril 2011</p> <p>2 – Prix échéance 2012 60 à 65 €/MWh en avril 2011</p> <p>3 – Pics en période de canicule ou de grand froid Exemples de prix day-ahead :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 1000 €/MWh le 11 août 2003 ▪ 609 €/MWh le 29 novembre 2005 ▪ 1000 €/MWh le 26 juillet 2006 ▪ 1235 €/MWh le 29 octobre 2007 ▪ 2500 €/MWh le 12 novembre 2007 ▪ 1762 €/MWh le 15 novembre 2007 ▪ 3000 euros le MWh le 19/10/2009 	<p>1 – Structure du prix TTC</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 40% coût énergie ▪ 40% péages d'accès aux réseaux de transport-distribution ▪ 20% taxes (CSPE, taxes locales, TVA) <p>2 – Fortes disparités au sein de l'UE surtout pour les prix TTC, moins vrai pour les prix HT</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ France, RU et Espagne au-dessous de la moyenne européenne ▪ Allemagne et Italie au-dessus de la moyenne européenne 	<p>1 – Fortes disparités suivant la puissance souscrite Péages variables selon que l'accès fait au réseau de transport ou au réseau de distribution</p> <p>2 – A puissance souscrite donnée des disparités subsistent Mais relative convergence des tarifs « au prix de marché »</p> <p>3 – France au-dessous de la moyenne européenne, Allemagne et surtout Italie au-dessus</p>

II LE DEVELOPPEMENT ET L'INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES, CONDITION DU « COUPLAGE DES MARCHES » DEPUIS LA LIBERALISATION

- **L'ouverture à la concurrence, facteur de « convergence » des prix de l'électricité pour le consommateur final européen**
- **Le réseau est au cœur du couplage des marchés: il faut éviter les congestions aux frontières ou les gérer au mieux (règle « use it or lose it » UIOLI ou « use it or sell it » UIOSI et recours à des enchères en cas de saturation)**
- **Couplage par les prix au sein de la Région Centre Ouest Europe (dès 2006) qui couvre la Belgique, la France, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas et qui fait que le prix spot est le même durant 80% du temps (marché day-ahead); couplage entre cette région et la Région Nordique (Nordpool), depuis 2010, qui fait que le prix spot est le même durant plus de 75% du temps. Ce couplage qui implique 17 gestionnaires de réseaux couvre 60% de la consommation d'électricité en Europe (marché spot de 1816 TWh)**
- **Mais des goulots d'étranglement subsistent aux heures de pointe soit par manque de capacité de production (d'où la nécessité d'un marché de capacité ou d'un marché de l'effacement) soit par manque de capacité sur les réseaux (d'où la nécessité d'accroître encore le dimensionnement des réseaux; le faire passer de 10 à 20% de la capacité nationale installée en production à l'horizon 2020)**

- **La construction de lignes nouvelles à très haute et haute tension se heurte à l'opposition des populations traversées d'où des surcoûts liés à l'enfouissement des lignes (cf l'exemple de la ligne THT France Espagne). Il faut en moyenne 10 ans pour construire une ligne à haute tension! L'enfouissement des lignes basse tension va également exiger de lourds investissements et une partie de l'augmentation du prix de l'électricité sera imputable à l'augmentation du TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité)**
- **Le régulateur doit s'assurer qu'il n'y a pas de rétention de capacité dans la production d'électricité ni de stratégie visant à provoquer des congestions de la part de certains opérateurs (la règle UIOLI doit s'appliquer de façon systématique et en cas de « rentes de congestion » les fonds drainés par les GRTs doivent aller au financement de lignes nouvelles)**
- **Le « couplage des marchés », dans un contexte où les mix de production d'électricité demeurent très différents, induit également des « effets pervers »:**
 - **Le paradoxe allemand : l'apparition de prix négatifs**
 - **Le paradoxe français : l'apparition d'une rente nucléaire**

Qu'est-ce que le « paradoxe allemand »?

- L'apparition de prix négatifs sur le marché spot de l'électricité en raison d'une offre excessive d'électricité verte (éolienne)
- On connaissait les prix "nuls" (cf pool anglais ou aviation "low cost") mais pas encore les prix négatifs!
- Certains considèrent que ce sont les congestions sur les réseaux qui empêchent cette électricité de trouver preneur (hors d'Allemagne); d'autres affirment que c'est le principe de l'obligation d'achat de l'électricité verte qui doit être amendé

Prix négatifs liés à l'obligation de rachat de l'électricité verte (feed-in tariffs)

1. Dans la nuit du 3 au 4 Octobre 2009, le prix du MWh a atteint -500 euros sur le marché spot de Leipzig (*EEX*).
2. Cela signifie que le vendeur d'électricité doit payer l'acheteur pour qu'il prenne livraison de cette électricité! Ce phénomène est apparu 25 fois en 2009 and 4 fois en 2010, principalement en Allemagne, en Belgique et aux Pays-Bas
3. C'est le résultat d'un double phénomène:
 - Une demande d'électricité faible (la nuit);
 - Une forte production d'électricité éolienne off-shore en mer du Nord en raison de vents violents (rappelons que l'électricité éolienne est prioritaire sur le réseau et qu'elle est particulièrement bien rémunérée; les opérateurs obligés de l'acheter ont essayé d'obtenir la suspension de l'obligation d'achat mais le justice allemande leur a donné tort; le surcoût est évidemment à la charge du consommateur)
- 4 Il est moins coûteux pour un producteur d'électricité de payer l'acheteur que d'arrêter une centrale thermique (au charbon ou au gaz) pendant quelques heures pour la remettre en marche ensuite. Ce sont les opérateurs suisses (qui ont des capacités de stockage via des sites de pompage) qui se portent en général acquéreurs de cette électricité à prix négatifs; ils turbinent ensuite aux heures de pointe donc bénéficient d'un "double dividende".

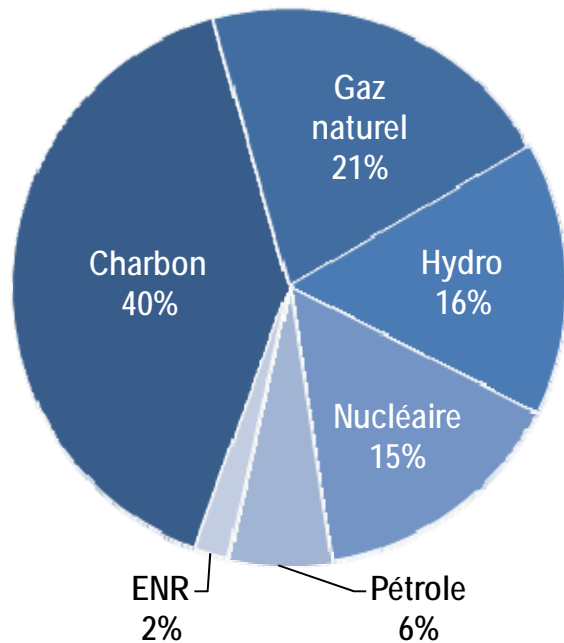
Qu'est-ce que le «paradoxe français »?

- Le fait qu'EDF produise une électricité moins coûteuse que ses concurrents (grâce au nucléaire) crée des distorsions de concurrence dans un système libéralisé où subsistent des tarifs réglementés pour certains consommateurs
- Cela génère une “rente nucléaire” dont l'affectation soulève débat (on trouve le même problème mais à un degré moindre en Belgique pour GDFSUEZ)

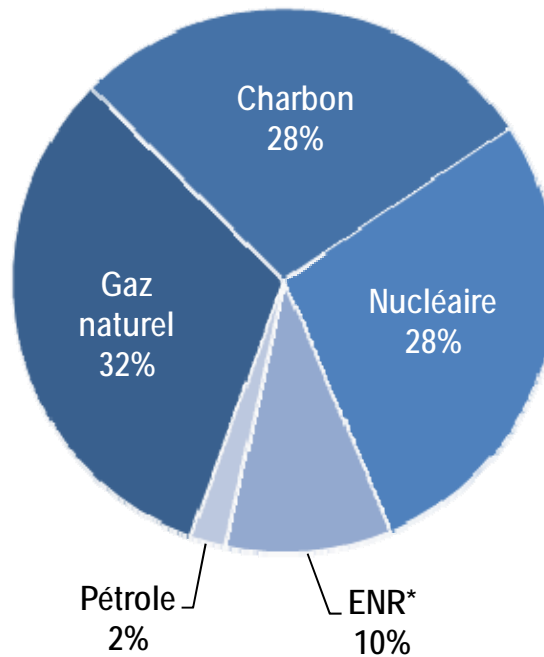
STRUCTURE de la PRODUCTION d'ÉLECTRICITÉ

(chiffres 2010)

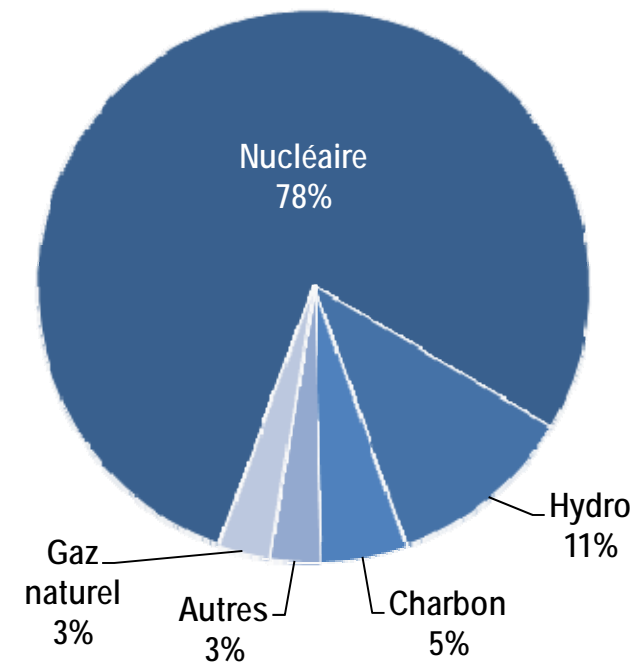
MONDE
(19 771 Mtep)



UE 27
(3 370 TWh)



France**
(574 TWh)

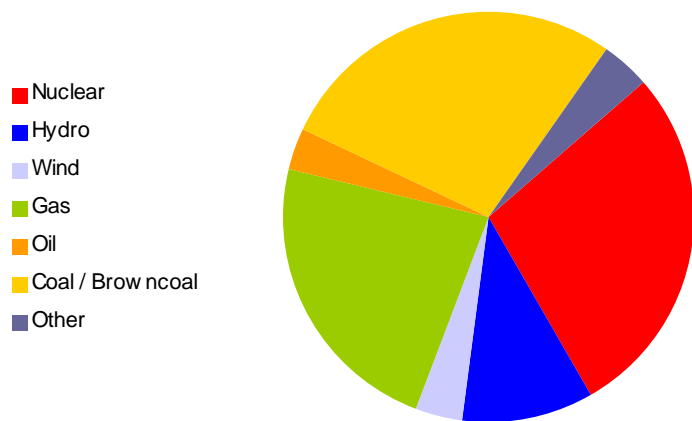


* Y compris l'hydraulique

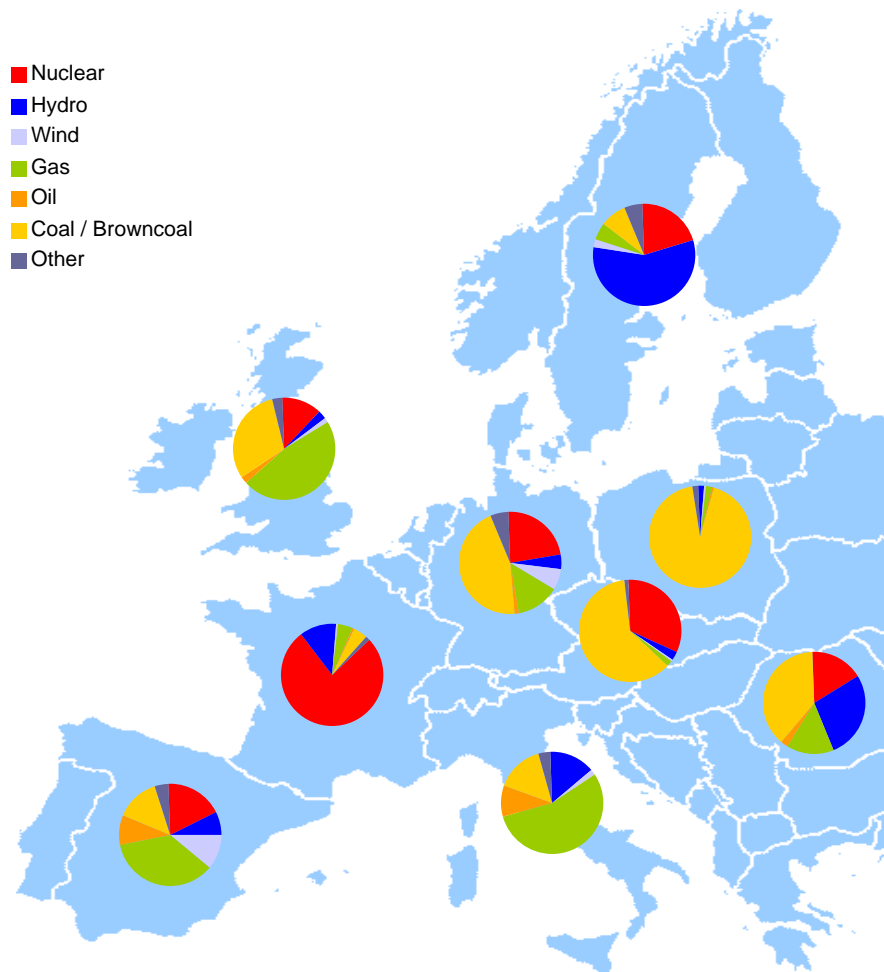
** EDF assure 90 % de la production suivie de la CNR et d'ENDESA.

EUROPEAN ELECTRICITY PRODUCTION

EU 27 Total - 2008

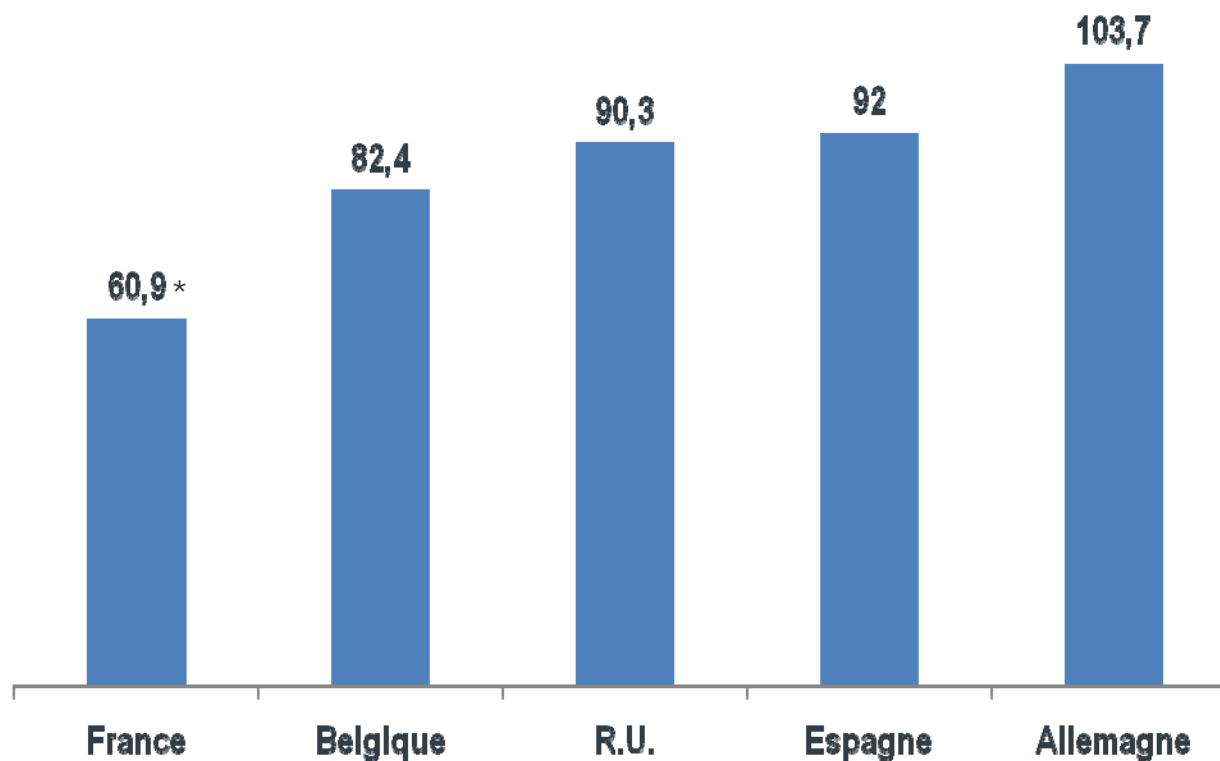


EU27 power production : 3370 TWh
 – Nuclear : 28%
 – Coal / Browncoal : 28%
 – Gas : 32%



Source : Gaselys & CERA (2008)

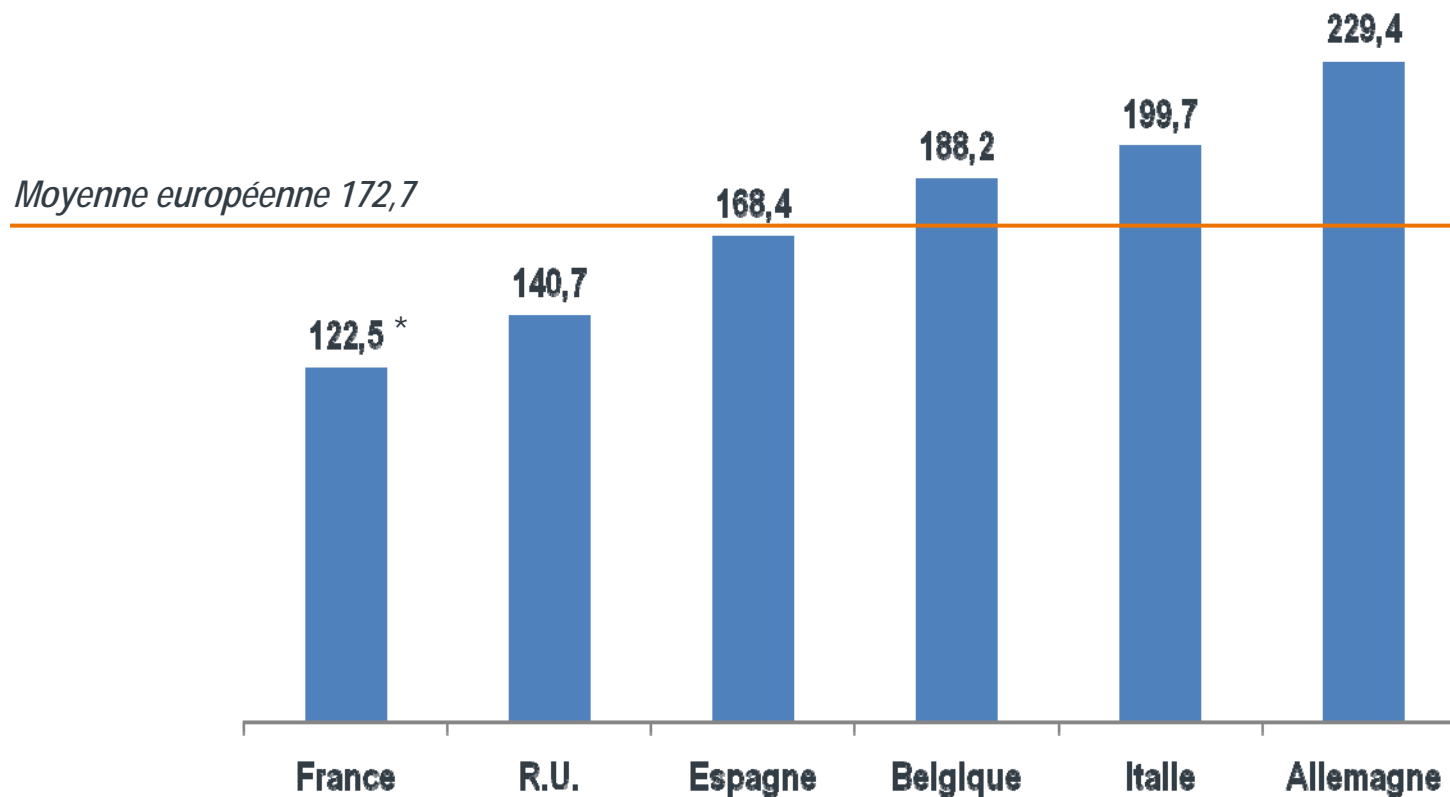
Professionnels : prix moyen du MWh en 2010
(Tarifs réglementés en France en euros HT, grande industrie)



* 63,95 après la hausse de 5% en août 2010 soit 6,395 c€/kWh

Particuliers : prix moyen du MWh en 2010

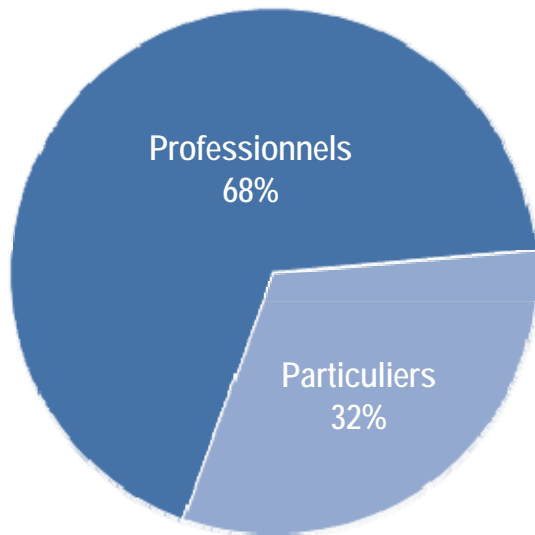
(Tarifs réglementés en France pour une consommation comprise entre 2500 et 5000 kWh, en euros TTC)



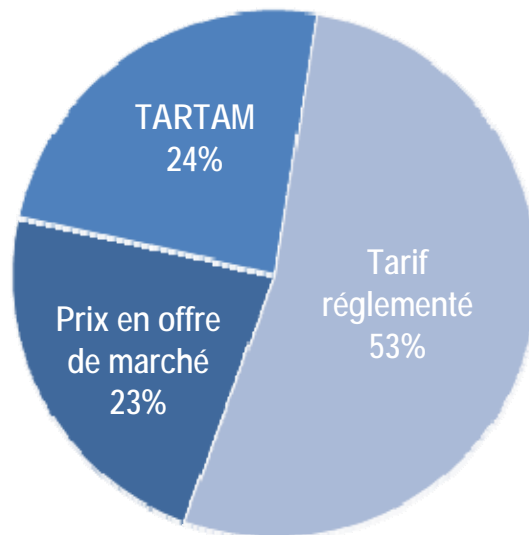
* 126,2 après la hausse de 3% en août 2010 soit 12,62 c€/kWh

STRUCTURE de la CONSOMMATION FINALE d'ÉLECTRICITÉ en FRANCE en 2009 par TYPES de TARIFS

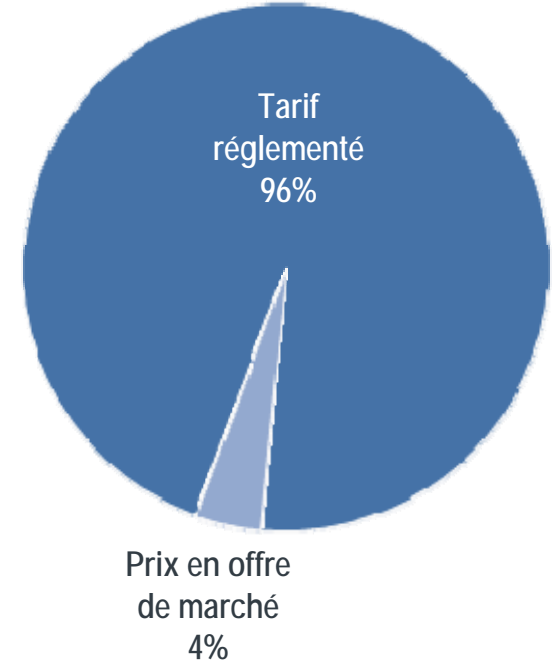
TOTAL
(volume net 439 TWh)



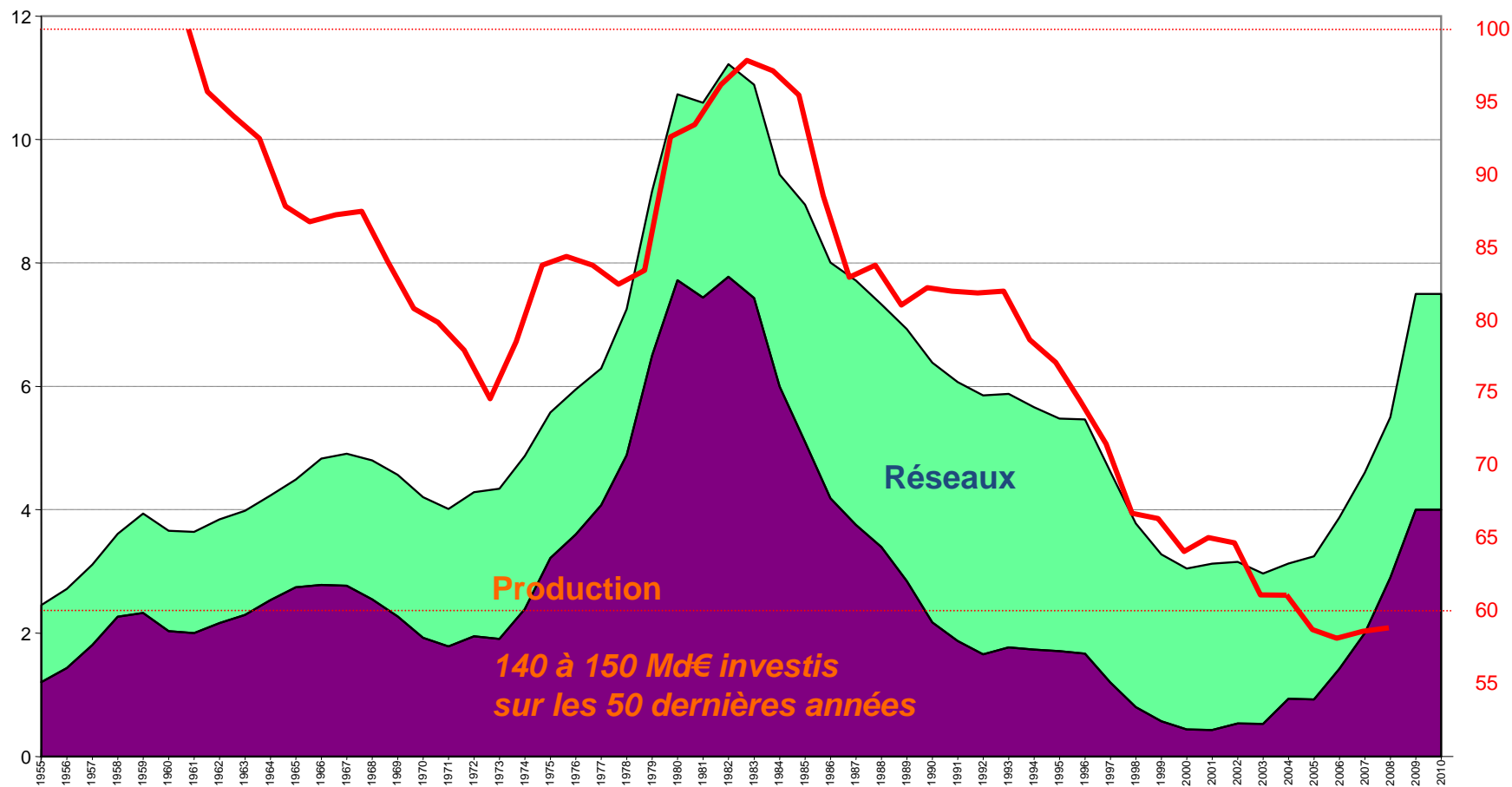
PROFESSIONNELS
(volume 298 TWh)



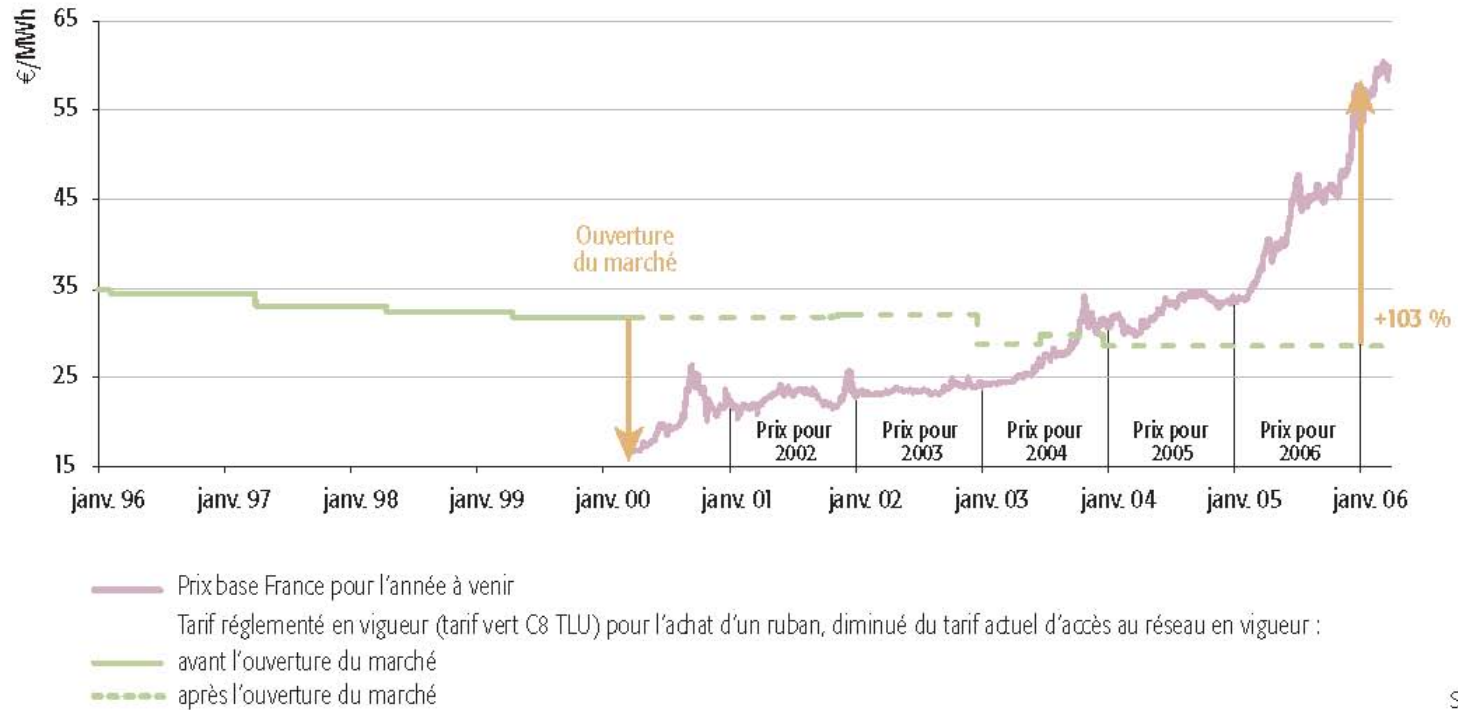
PARTICULIERS
(volume 141 TWh)



Évolution en monnaie constante (€ 2007) des tarifs réglementés jaunes et verts et de l'investissement en France sur la période 1955-2010



› **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)

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)**



Source: CLEEE et Ministère de l'Ecologie et de l'Energie (Les Echos 8/2/09)

Rente nucléaire?

- Il y a rente nucléaire si et seulement si le prix de vente moyen du kWh nucléaire est supérieur au coût complet de production de ce kWh (taux de rentabilité du capital investi inclus)
- Le fait de vendre le kWh nucléaire à un prix supérieur à son coût de production (coûts variables seulement) aux heures de pointe ne constitue pas une rente induite car c'est à ce moment-là qu'EDF récupère une partie des coûts fixes des centrales nucléaires. Aux heures les plus creuses le prix de vente du kWh nucléaire couvre les coûts variables c'est-à-dire les coûts de fonctionnement mais pas les coûts fixes; c'est la logique de la « tarification au coût marginal »
- Cette rente nucléaire lorsqu'elle existe ne résulte pas d'un « pouvoir de marché » d'EDF mais correspond à une « rente de rareté ». C'est parce que les autres pays européens (notamment l'Allemagne) n'ont pas assez investi dans le nucléaire que l'on est obligé de faire appel à des centrales thermiques une grande partie du temps; comme les marchés sont interconnectés ce sont ces centrales thermiques (souvent une centrale allemande au charbon) qui « font le prix » sur le marché de gros de l'électricité. Si le marché français fonctionnait en autarcie le nucléaire ferait le prix 50% du temps; du fait des interconnexions européennes et de l'insuffisance du nucléaire sur la « plaque européenne » il ne fait le prix que 20 à 25% du temps.

Quelles solutions pour favoriser la concurrence?

- 1) Les concurrents d'EDF ne peuvent pas rivaliser avec EDF car ne peuvent pas produire de l'électricité à un coût proche du nucléaire historique
- 2) Investir dans du nucléaire PWR ne se justifie pas à grande échelle en France aujourd'hui (l'EPR reste un prototype et son coût est de l'ordre de 55 euros le MWh)
- 3) Si on veut éviter de restreindre les ambitions d' EDF à l'international (menace de Bruxelles?) il faut permettre aux entrants d'accéder au nucléaire historique qui peut être considéré en partie et pour une certaine durée comme une « essential facility »
- 4) Le problème se pose parce que l'on veut maintenir des tarifs réglementés; si on laissait faire le marché les prix de l'électricité s'établiraient au niveau européen moyen, EDF engrangerait une rente mais du coup le consommateur final risquerait de contester le choix nucléaire...
- 5) 2 solutions sont possibles
 - Taxer le nucléaire historique (prélever la rente nucléaire) et utiliser ces recettes fiscales soit pour financer des infrastructures (réseaux de distribution) soit pour créer une sorte de CSPE négative (on redistribue la rente nucléaire au consommateur final)(cf solution en Belgique)
 - Permettre aux entrants d'accéder au nucléaire historique sur la base d'un prix régulé (EDF partage une partie de la rente avec ses concurrents); solution retenue via la fixation d'un prix ARENH pour 25% de la production d'électricité nucléaire (prix de gros auquel EDF doit vendre le nucléaire à ses concurrents). Principe entériné par la loi NOME de 2010

Inquiétudes

- **La construction d'un marché unique de l'électricité au sein de l'U.E. , via le « couplage des marchés nationaux » devait se traduire par une certaine convergence des prix de l'électricité au niveau du consommateur final**
- **Cette convergence n'était pas évidente compte tenu de la structure très différente des parcs électriques au sein des divers pays mais on pouvait espérer une certaine convergence « amont » suite à la convergence « aval »**
- **Suite à Fukushima le « nationalisme énergétique » reprend ses droits : la sortie du nucléaire pour certains, le refus d'opter pour cette technologie pour d'autres , le choix délibéré de favoriser des solutions encore très coûteuses et subventionnées (éolien et surtout photovoltaïque) ne vont sans doute que faire diverger encore davantage les coûts de production entre pays européens (du moins si les prix du pétrole, du gaz et du CO2 ne s'effondrent pas)**
- **La question est donc de rendre compatibles deux objectifs: créer un marché européen de l'électricité tout en faisant profiter le consommateur du choix nucléaire là où ce choix est maintenu....**

III LE DEVELOPPEMENT ET L'INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES, FACTEUR POTENTIEL DE GESTION OPTIMALE DE L'EQUILIBRE OFFRE- DEMANDE D'ELECTRICITE : L'APPARITION DES « RESEAUX INTELLIGENTS »

- **Les réseaux intelligents vont permettre de mieux gérer la pointe électrique (via des effacements programmés de demande) et cela concerne particulièrement les consommations diffuses (nombreux usages décentralisés)**
- **Les réseaux intelligents vont permettre de mieux valoriser les offres locales d'énergie renouvelable**
- **Le « mythe » du petit réseau intelligent , décentralisé, à l'échelle humaine, valorisant particulièrement les énergies locales renouvelables (éolien, photovoltaïque, biomasse) est parfois en compétition avec le projet de créer une « plaque de cuivre » à l'échelle européenne, où tous les réseaux nationaux (27 pays plus à terme les pays du pourtour méditerranéen!) seraient interconnectés et permettraient des échanges importants entre tous les fournisseurs...**
- **Mais il ne faut pas oublier que l'électricité se transporte mal (Lois de Kirshhoff et pertes en ligne) car « si tout a changé depuis Bell, rien n'a changé depuis Edison! ». Mais grâce aux nouvelles technologies de l'information les réseaux pourront demain permettre une allocation optimale des ressources surtout s'ils sont couplés à des « compteurs intelligents »**

Smart Grids: quels avantages?

- **Un réseau intelligent consiste à associer à une infrastructure électrique de l'intelligence informatique permettant de traiter de l'information en temps réel; c'est en général le GRD (Gestionnaire du Réseau de Distribution, ERDF en France) qui va gérer cette information mais cela peut aussi concerner le GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport, RTE en France). Selon la Commission Européenne « rendre un réseau intelligent consiste à intégrer la production décentralisée de sources renouvelables à grande échelle et à favoriser une offre adaptée à la demande en mettant à la disposition du consommateur final des outils et services lui permettant de connaître sa consommation personnelle, et donc d'agir sur elle ».**
- **Un réseau intelligent permet**
 - Une meilleure intégration de la production décentralisée
 - Un renforcement de la qualité et de la sécurité du réseau
 - Un accroissement de la participation du client dans la gestion de la courbe de charge (grâce aux compteurs intelligents celui-ci connaît mieux le coût de ses usages et peut programmer le fonctionnement de certains équipements; en liaison avec des incitations tarifaires cela permet d'écarter les pointes de consommation électrique)
 - Une meilleure efficacité énergétique (réduction des pertes sur les réseaux; celles-ci sont actuellement estimées à 6% de la consommation si on additionne les pertes sur le réseau de transport et celles sur le réseau de distribution); donc moins d'émission de CO2 si l'électricité produite est d'origine thermique classique
 - Une meilleure détection des incidents sur les réseaux

Smart Grids: quels coûts, quels enjeux?

- **5 types de mesures ont été proposées par la Commission Européenne dans ce domaine: harmoniser les standards techniques au niveau européen, assurer la protection des données personnelles des consommateurs, inciter à l'efficacité énergétique par la fiscalité, assurer l'ouverture du marché de détail et soutenir les investissements dans la recherche-développement**
- **Aux Etats-Unis 4,5 milliards de dollars d'investissements publics ont été dédiés au développement des réseaux intelligents dans le cadre du plan de relance fédéral (American Recovery and Reinvestment Act ARRA)**
- **En Europe 300 millions d'euros sont actuellement débloqués dans le cadre du « SmartGrid Forum ». Mais Bruxelles veut accélérer le mouvement et demande que 80% des consommateurs aient accès d'ici 2020 à des systèmes intelligents de contrôle de la consommation d'électricité. Le projet ERDF (smart meters Linky) devrait coûter 4 milliards d'euros... répercutés en partie dans le TURPE**
- **La mise en place des réseaux et compteurs intelligents doit aussi s'interpréter en cohérence avec d'autres mesures et préoccupations complémentaires: la mise en place d'un système de certificats d'économie d'énergie (CEE) au niveau de la demande diffuse, la mise en place d'un marché de capacité au niveau de l'offre d'électricité (problème du « missing money »), une modernisation du marché dit de l'ajustement journalier et infra-journalier, la gestion de la pointe électrique via une tarification mieux adaptée, la lutte contre la précarité énergétique via des tarifs qui tiendront davantage compte des usages, le souci de promouvoir des réseaux électriques qui seraient des « corridors écologiques » (protection de l'environnement), une meilleure mutualisation des moyens au niveau européen...**

Conclusion

- Les réseaux (transport et distribution) constituent l'épine dorsale de la fourniture d'électricité (lois de la physique)
- Mais ces réseaux sont coûteux (surtout en cas d'enfouissement), longs et difficiles à construire (acceptabilité sociale)
- Toutes les solutions techniques et économiques qui permettent de réduire la demande de pointe et de valoriser des ressources locales renouvelables sont les bienvenues; les progrès de l'informatique permettent aujourd'hui une gestion plus « intelligente » de l'offre et de la demande d'électricité (Bell vient au secours d'Edison!)
- Il faut à la fois mieux valoriser l'effacement de consommation et davantage pénaliser la consommation de pointe via une tarification incitative (tout en se préoccupant de la précarité énergétique, ce qui est parfois contradictoire car la demande de pointe correspond souvent à des usages de base)
- Sauf progrès technique majeur (stockage économique à grande échelle de l'électricité, développement massif des piles à combustible individuelles) l'extension des réseaux est inéluctable et va permettre d'interconnecter des régions qui ne le sont pas encore; cela renforcera la sécurité et la solidarité énergétiques entre régions (cf projets Désertec, « boucle électrique méditerranéenne, Grand Inga)
- Mais les économies d'échelle liées aux interconnexions sont parfois contrebalancées par des « déséconomies externes ». L'Histoire nous enseigne que les réseaux actuels sont le produit de l'interconnexion souhaitée voire imposée par l'Etat de réseaux locaux qui préexistaient; certains pensent que le développement de réseaux de proximité est parfois préférable (« small is beautiful »); cela peut conduire à reconsidérer l'implantation des lieux de production de l'électricité et du coup à reconsidérer l'interconnexion systématique des réseaux .