

**II. PRÉSENTATIONS
SOUS FORME DE VIDÉO-PROJECTIONS
AYANT SERVI DE SUPPORT D'INTERVENTION À
CERTAINES PERSONNES AUDITIONNÉES**

**Présentation de M. Gilles-Pierre Lévy, président de la 2^e chambre, et de
Mme Michèle Pappalardo, conseillère maître à la Cour des Comptes :
Les coûts de la filière électronucléaire**



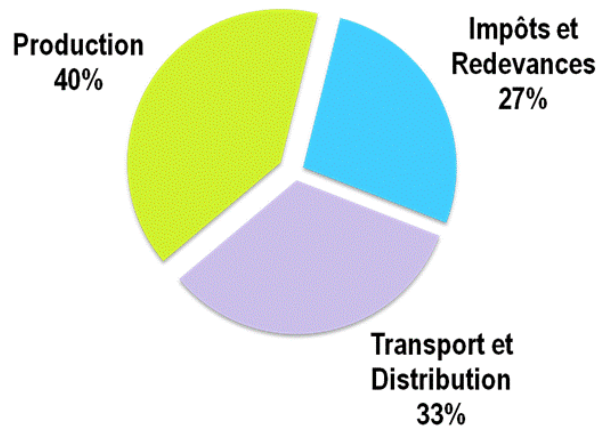
The slide has a white background with a purple header bar at the top. The title 'Objectif du rapport' is centered in a large, bold, pink font. Below the title, there are three main bullet points, each preceded by a pink square icon with a white checkmark. The first bullet point is 'Réponse à la demande du Premier ministre du 17 mai 2011'. The second is 'Analyse de tous les éléments qui constituent le coût de production de l'électricité nucléaire en France'. The third is 'Les limites:', followed by three sub-bullet points: 'Pas les modes de financement: prix, tarif...', 'À production électronucléaire constante en volume', and 'Pas de comparaison avec d'autres énergies'. At the bottom, a large pink arrow points to the right, followed by the text 'une base de données argumentée'. In the bottom left corner, the date 'février 2012' is printed in a small font. A small version of the Cour des Comptes logo is visible in the top right corner of the slide.

Objectif du rapport

- ❑ Réponse à la demande du Premier ministre du 17 mai 2011
- ❑ Analyse de tous les éléments qui constituent le coût de production de l'électricité nucléaire en France
- ❑ Les limites:
 - ✓ Pas les modes de financement: prix, tarif...
 - ✓ À production électronucléaire constante en volume
 - ✓ Pas de comparaison avec d'autres énergies

➔ une base de données argumentée

Répartition actuelle des coûts et des impôts dans le tarif réglementé de l'électricité



Source : EDF

février 2012

Processus d'élaboration

□ Les méthodes de la Cour:

- ✓ Des sources, des documents, des comptes
- ✓ Contradiction
- ✓ Collégialité
- ✓ Publicité du rapport

□ Spécificités du rapport

- ✓ 15 rapporteurs
- ✓ 1 comité d'experts
- ✓ 8 mois : des délais très courts
- ✓ Auditions des ONG et des syndicats sur le questionnaire

février 2012

Conclusion 1: pas de coûts cachés

- Des coûts passés, présents et futurs
- Les coûts dans les comptes des exploitants
- Les coûts supportés par les crédits publics

février 2012

Dépenses passées

	Exploitant	Montant Md€ 2010
Construction du parc de 1 ^{re} génération	EDF	6
Construction du parc de 2 ^e génération (58 réacteurs)	EDF	96
Cycle du combustible	AREVA	19
Recherche	EDF AREVA CEA Autres	55
Superphénix	EDF essentiellement	12
TOTAL		188

février 2012

Coûts d'exploitation EDF en 2010

	Montant Md€ 2010
Combustible	2,13
Personnel d'EDF	2,68
Consommations externes	2,01
Impôts et taxes	1,12
Fonctions centrales	0,87
TOTAL	8,95

février 2012

Cour des comptes - France

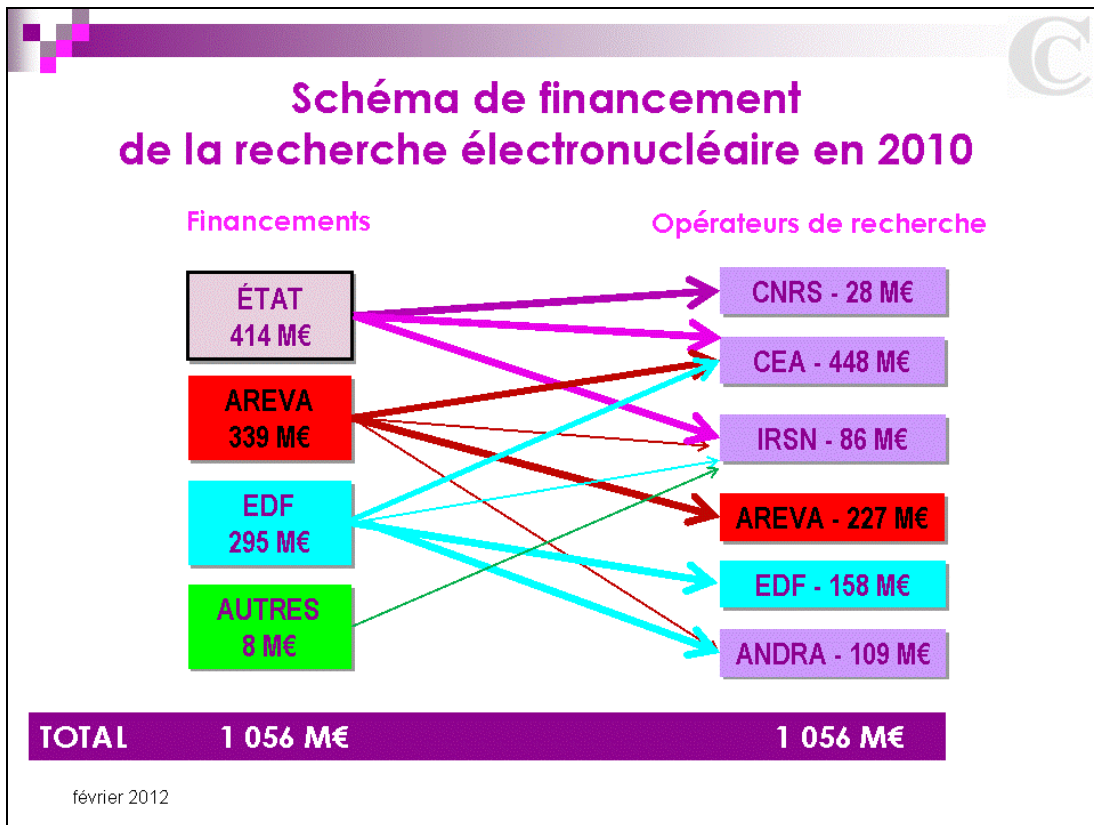
7

Charges et provisions futures

En Md€ de 2010		Charges brutes	Provisions
Démantèlement	EDF	20,9*	11,0
	AREVA	7,1	3,4
	CEA	3,4	2,9
	Total	31,9	17,3
Dernier cœur	EDF	3,8	1,9
Gestion du combustible usé	EDF	14,4	8,8
	CEA	0,4	0,3
	Total	14,8	9,1
Gestion des déchets ultimes	EDF	23	6,5
	AREVA	2,9	1,8
	CEA	2,4	1,2
	ANDRA	0,8	0,04
	Total	28,4	9,8
Autres	Total	0,05	0,03
TOTAL		79,4	38,4

* Y compris les réacteurs de première génération

février 2012



- ## Conclusion 2: des incertitudes sur les charges futures
- Les charges de démantèlement
 - Les coûts de gestion des combustibles usés
 - Les coûts de gestion à long terme des déchets
- février 2012

Coût du démantèlement du parc actuel d'EDF (en Md€ de 2010)

Etudes internationales extrapolées au parc français de 58 réacteurs

France	Suède	Belgique	Japon	Etats Unis *	Royaume Uni	Allemagne *
18,4	20	24,4	38,9	27,3 33,4 34,2	46	25,8 34,6 44 62

* Plusieurs études sont disponibles dans chacun de ces deux Etats

février 2012

Conclusion 3: une faible sensibilité du coût moyen à l'évolution des charges futures

- Sensibilité à un doublement des charges de démantèlement: + 5%
- Sensibilité au doublement du devis de stockage profond des déchets: +1%
- Sensibilité à une diminution du taux d'actualisation : +0,8%

février 2012

Méthodes d'évaluation des coûts complets de production

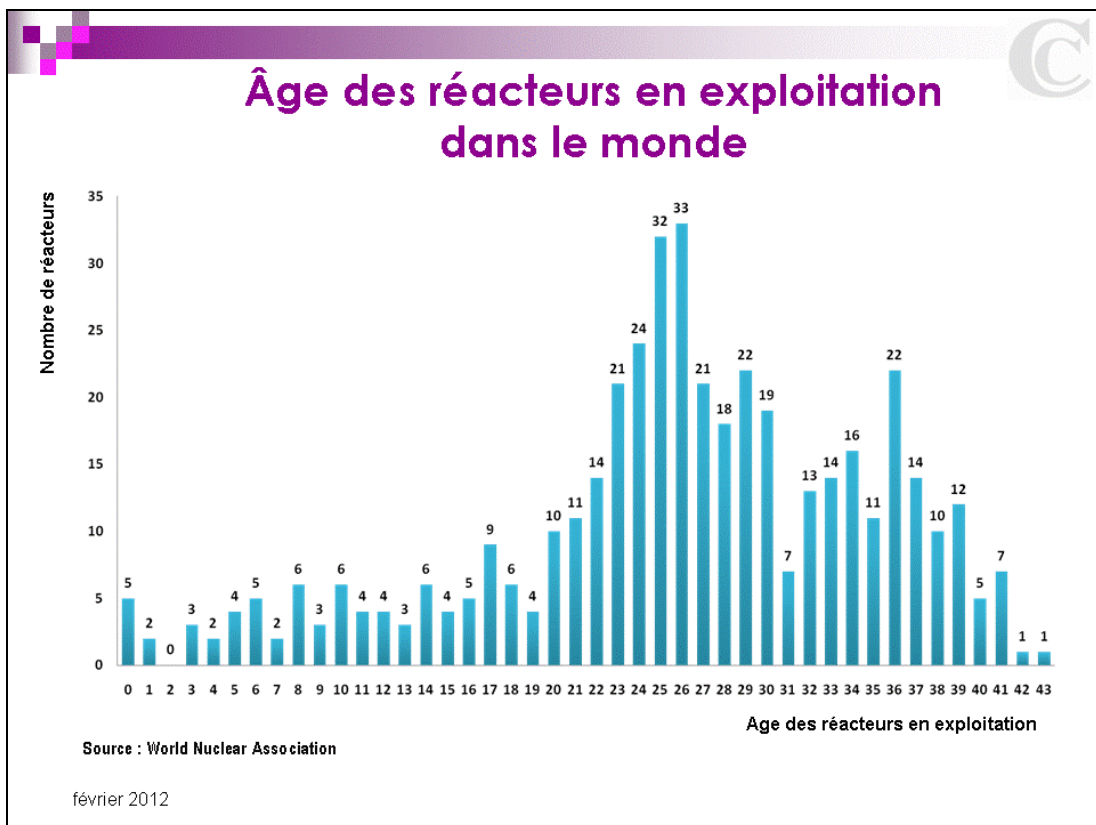
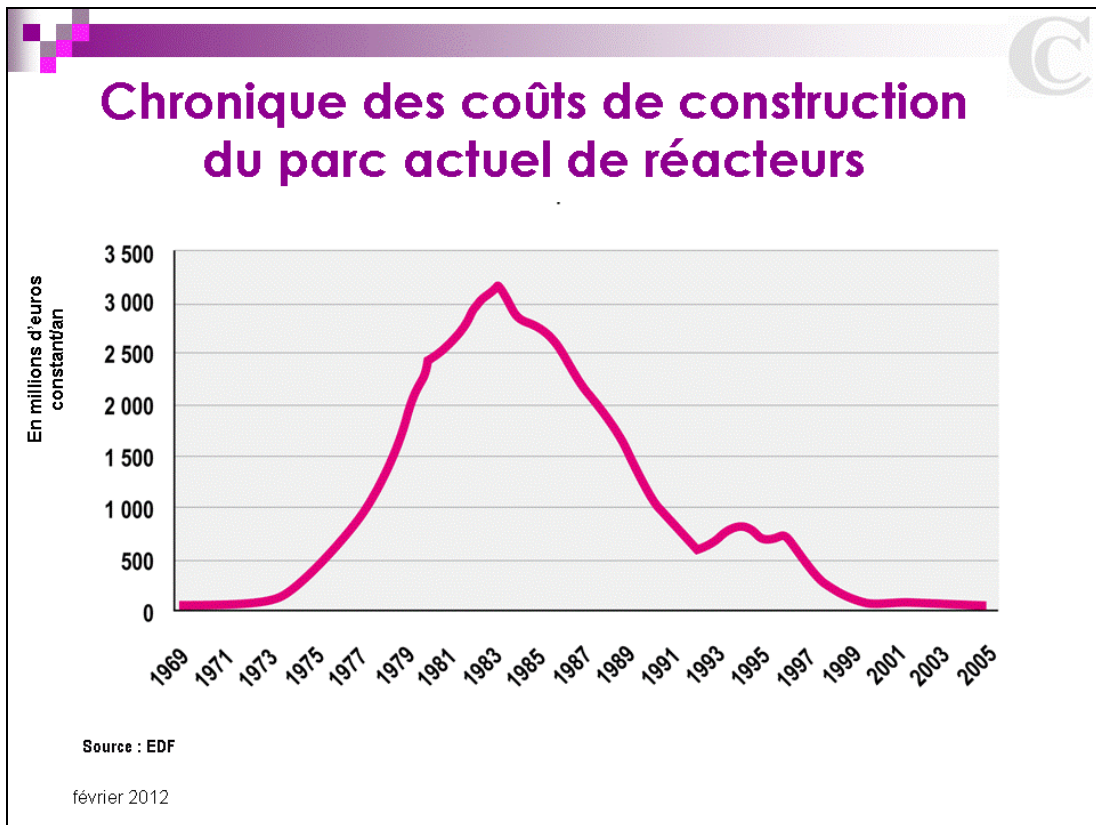
En M€ de 2010	Coût comptable	Coût méthode Champsaur	Coût courant économique
Investissement de maintenance	1 747	1 747	1 747
Dépenses d'exploitation	10 084	9 295	10 084
Coût du capital	1 813	2 447	8 341
TOTAL	13 644	13 489	20 172
Coût/MWh produit	33,4€	33,1€	49,5€

février 2012

Conclusion 4 : importance stratégique de la durée de fonctionnement des réacteurs

- L'âge des réacteurs : 25 ans en 2010
- 22 réacteurs (30% de la puissance installée) auront 40 ans avant fin 2022
- Des conséquences sur les dépenses d'investissements de maintenance

février 2012



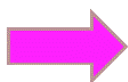
Dépenses annuelles d'investissement de maintenance

Coût annuel	Montant Md€ 2010
2003 - 2008	0,8
Moyenne 2008-2010	1,5
En 2010	1,75
En 2011	2,05
Moyenne 2011 - 2025 avec un programme de 50 Md€ avant impact Fukushima	3,4
Moyenne 2011 - 2025 avec un programme de 55 Md€ après impact Fukushima	3,7

février 2012

Conclusion 5: une augmentation des coûts à court/moyen terme

- Augmentation des investissements annuels, donc du coût de production
- Le coût de l'EPR > coût actuel
- Investissements de remplacement ?
- Le programme de recherche pour la 4^{ème} génération



une stratégie claire et explicite

février 2012

Les actifs dédiés

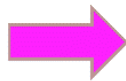
❑ **Art 20 loi 28 juin 2006: couverture des provisions non liées au cycle d'exploitation**

❑ **Nombreuses dérogations:**

- ✓ Report de la date de couverture totale: de 2012 à 2016
- ✓ Banalisation des dérogations sur les actifs croisés
- ✓ Rebudgétisation partielle : le cas du CEA

❑ **Incertitudes sur rendement des portefeuilles**

❑ **Problème de gouvernance: CNEF**



Ré-examiner le dispositif en période de crise financière

février 2012

Portefeuilles au 31/12/2010

En M€ de 2010	EDF	AREVA	CEA	Total
Provisions à couvrir	17 910	5 456	4 453	27 819
Actifs dédiés	15 815	5 579	3 131	24 525
% couverture	88 %	102 %	70 %	88 %
Dont actifs croisés	RTE 2 324	CEA 550 EDF 648	Etat 905 AREVA 2 295	6 722
% couverture sans actifs croisés	75 %	80 %	0 %	64 %

février 2012

Des coûts difficilement chiffrables

□ Les externalités à comparer avec les autres formes de production d'électricité

- ✓ Les impacts sur l'environnement: émissions de GES, rejets dans l'eau et l'air, consommation d'eau, paysage...
- ✓ Les impacts sur la santé humaine: population, salariés
- ✓ Les autres externalités: sécurité d'approvisionnement, économie, balance commerciale, emploi...

□ Risque nucléaire et assurances

- ✓ le risque nucléaire : une probabilité très faible, des conséquences catastrophiques
- ✓ responsabilité civile des exploitants: des plafonds très bas fixés par des conventions internationales
- ✓ L'Etat garant: une garantie actuellement gratuite pour les exploitants

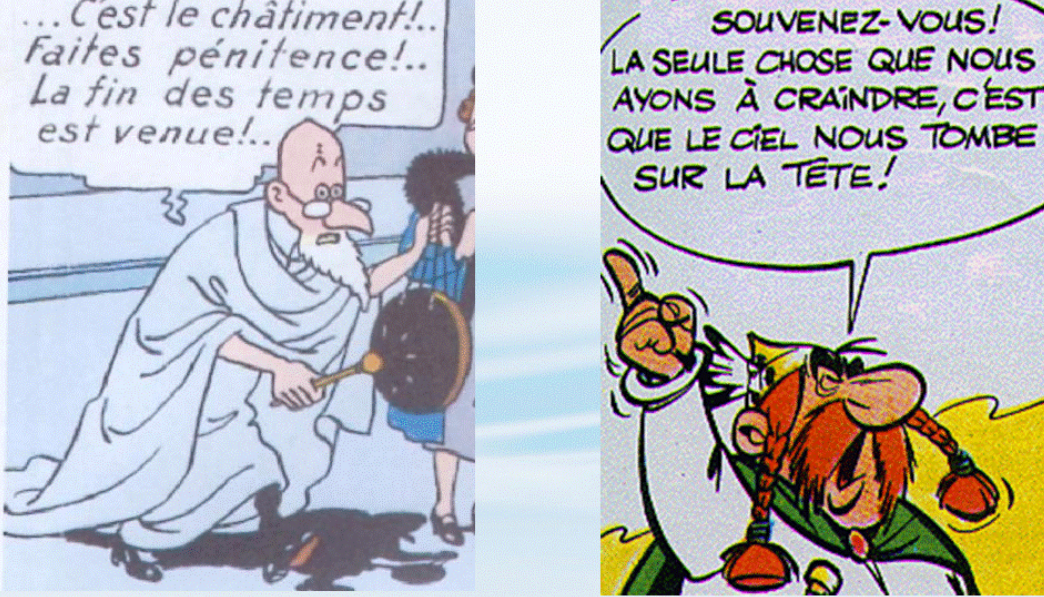
février 2012

Montants d'indemnisation prévus par les conventions de Paris/Bruxelles

Tranches	Montants prévus par les conventions en vigueur	Protocole 2004
Exploitants	91,5 M€	700 M€
Etat de l'exploitant	+ 109,8 M€ Soit au total: 201,3 M€	+ 500 M€ Soit au total: 1 200 M€
Etats parties à la convention	+ 143,7 M€ Soit au total: 345 M€	+ 300 M€ Soit au total: 1 500 M€

février 2012

**Présentation de M. Jean-Marc Jancovici,
ingénieur conseil en énergie climat**



Un peu de physique dans le monde du consommateur...
Jean-Marc Jancovici - 20 mars 2012

Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

L'énergie, plus fort que les euros

L'énergie est là dès que le monde change :

Modification de température



Modification de la vitesse



Modification de forme

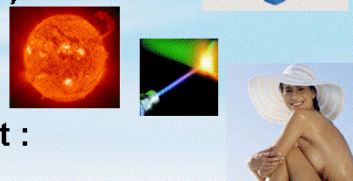


Modification de la composition chimique



Modification de la position dans un champ
(magnétique, électrique, gravitationnel...)

Changement de composition atomique



Interaction entre matière et rayonnement :

**L'énergie n'est donc rien d'autre que l'unité de compte de
la transformation du monde qui nous entoure**

Nietzsche voulait des surhommes : le pétrole l'a fait

Energie mécanique fournie par un organisme humain :

3.000 mètres de dénivelée (facile !) pour une personne de 65 kg : 0,5 kWh d'énergie mécanique (rappel pour les sceptiques : $E = mgh$; ici $E = 65 \times 9,81 \times 3000 \approx 1,9 \text{ MJ} \approx 0,5 \text{ kWh}$)

Avec une personne payée au SMIC (≈ 100 euros par jour avec charges sociales) : **200 euros le kWh mécanique**

1 grand trou pour les géraniums, soit 18 tonnes de terre remontée de 1 mètre : 0,05 kWh d'énergie mécanique (pour les même sceptiques : $E = 18000 \times 9,81 \times 1 \approx 0,18 \text{ MJ} = 0,05 \text{ kWh}$)

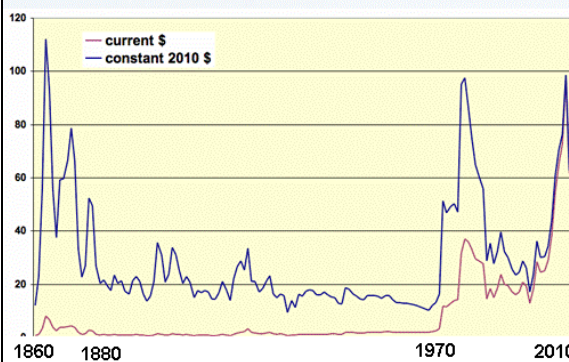
Avec une personne payée au SMIC : **2000 euros le kWh mécanique**

1 litre d'essence, c'est (roulement de tambour)... 10 kWh ; après passage dans un moteur c'est 2 à 4 kWh d'énergie mécanique

0,20 à 0,50 euro le kWh mécanique (avec de l'électricité : $\approx 0,20$ euro)

1 kWh (mécanique) de moteur coûte de 1000 à 10.000 fois moins cher qu'un kWh de travailleur humain payé au SMIC

Plus chère, l'énergie ? La bonne blague !

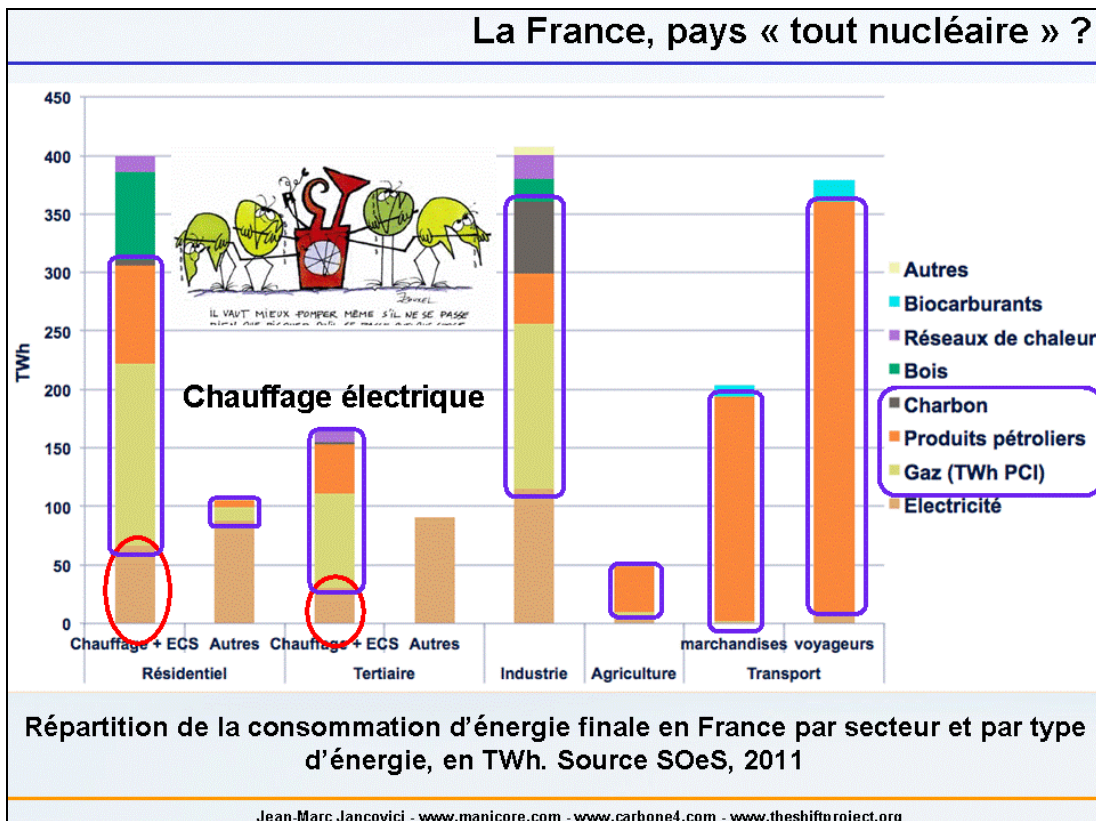
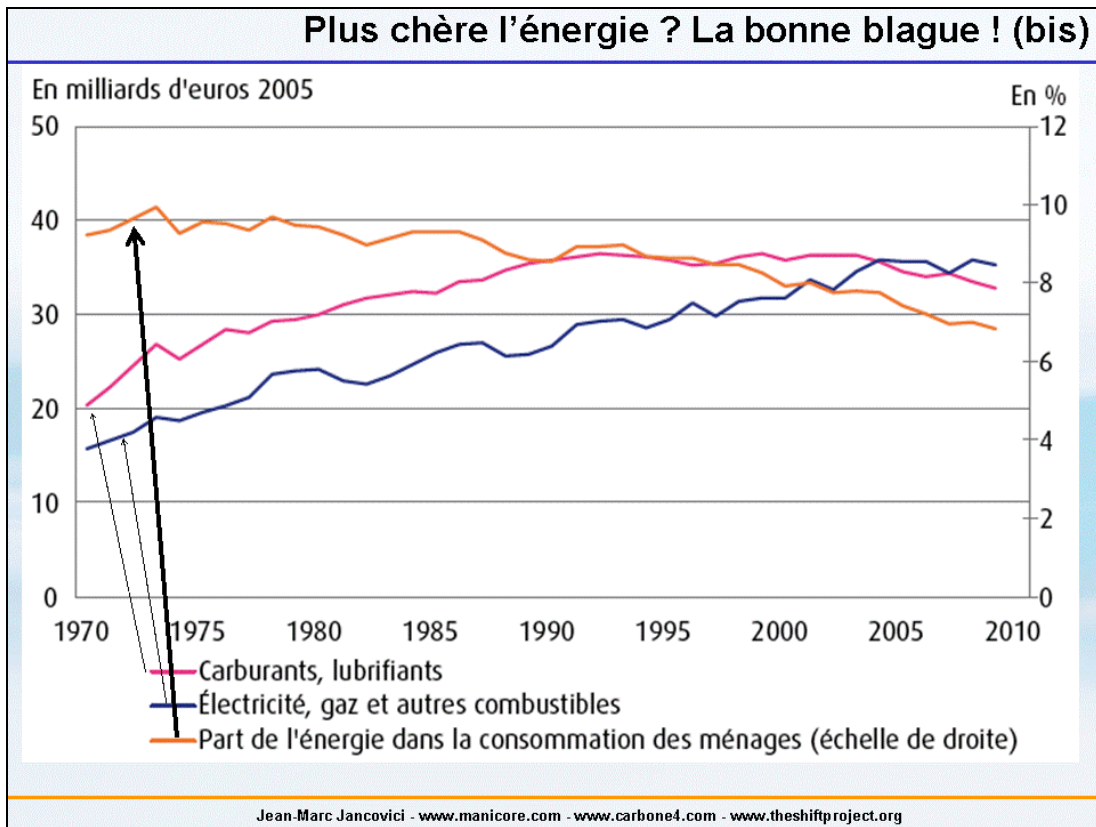


Dollars par baril depuis 1861. Source BP Statistical Review, 2011

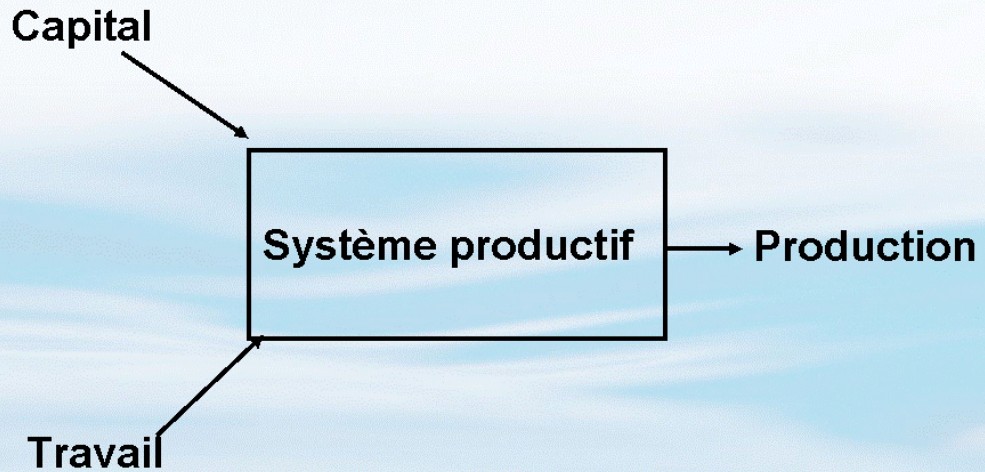


US Real GDP per Capita, 1860-2007
Source : Johnston & Williamson, "What Was the U.S. GDP Then?"
MeasuringWorth, 2008.

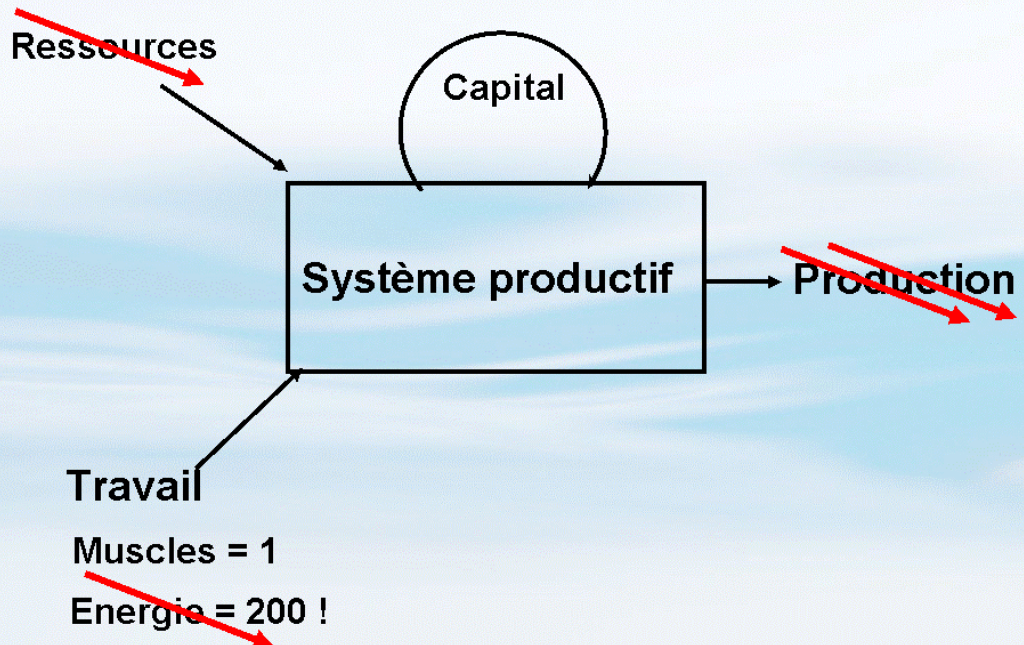
Il faut travailler 30 à 100 fois moins de minutes pour se payer un « esclave énergétique » au 21^e siècle qu'en 1850



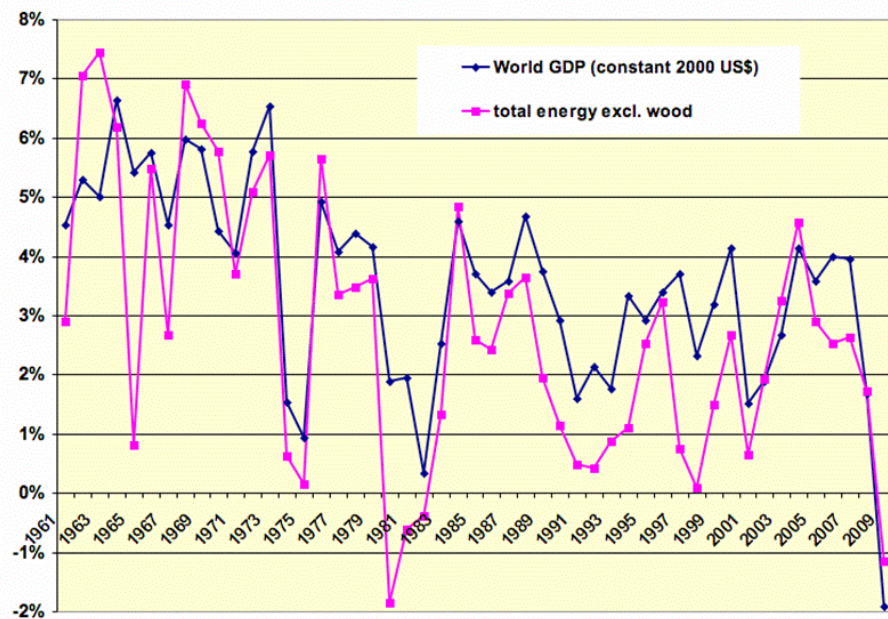
L'économie apprise à l'école... et utilisée par M. Draghi



En fait, il vaut mieux avoir de la ressource !



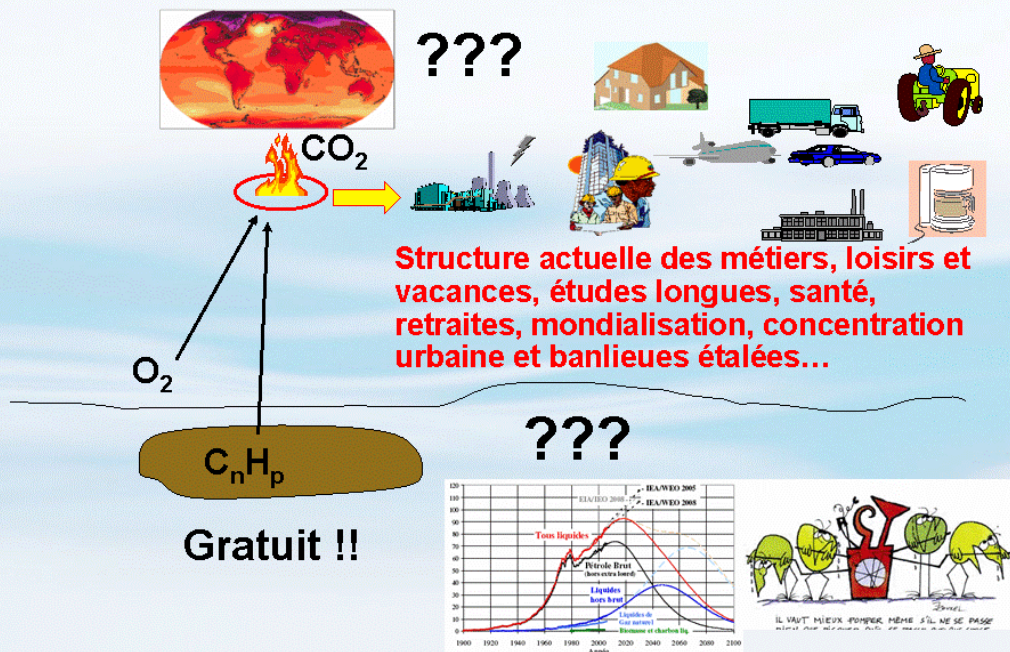
Puis-je faire du PIB sans énergie ?



Variation annuelle de la production mondiale d'énergie hors bois (sources diverses) et du PIB mondial en dollars 2000 (source World Bank 2010)

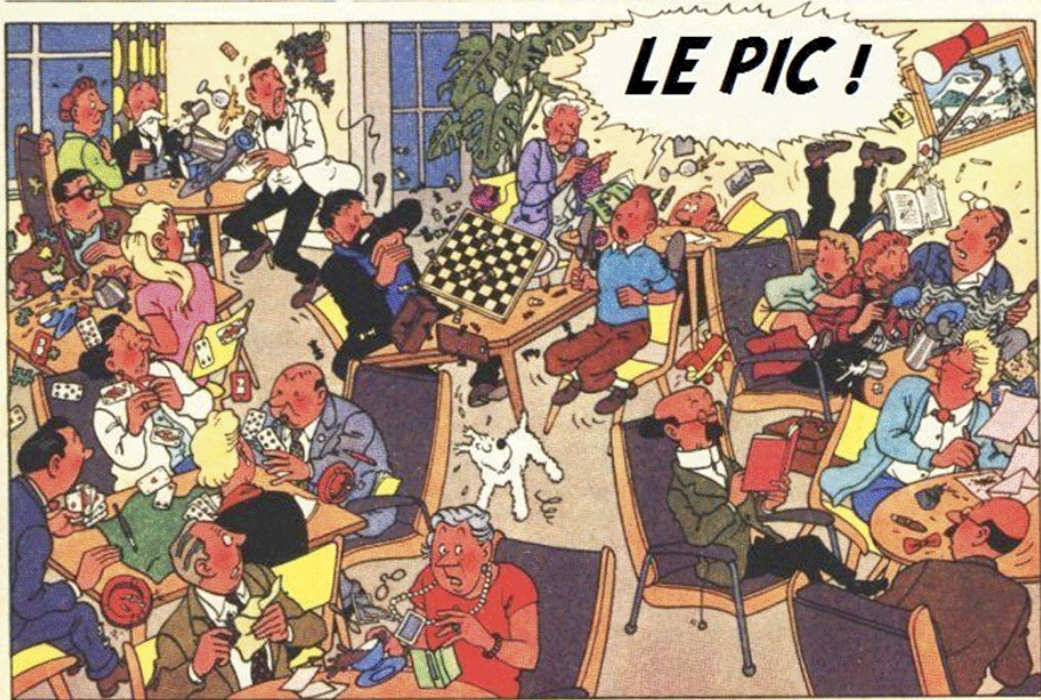
Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

L'ère du feu, croissance à gogo et 2 questions...



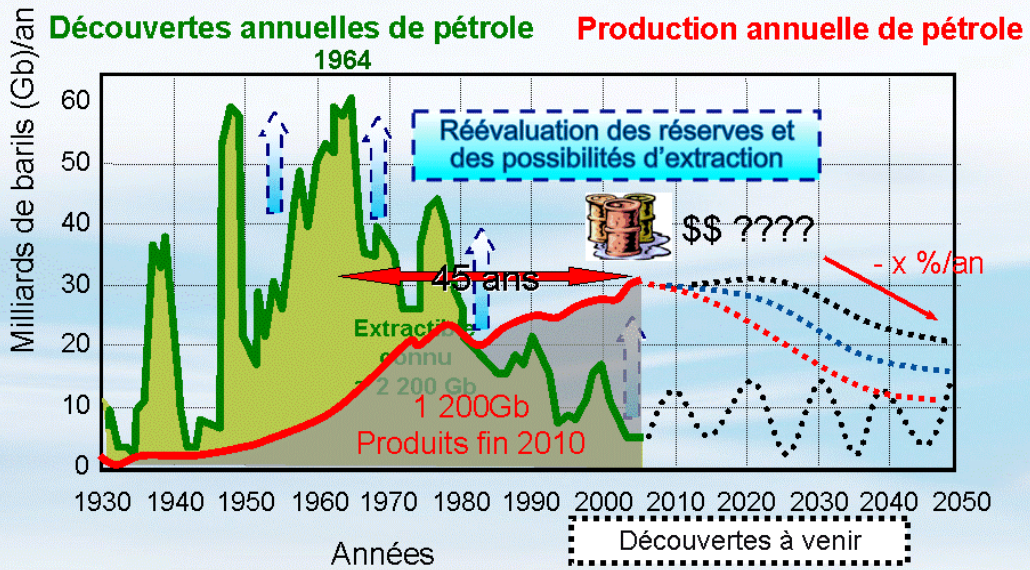
Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

Les maths, c'est décidément détestable...



Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

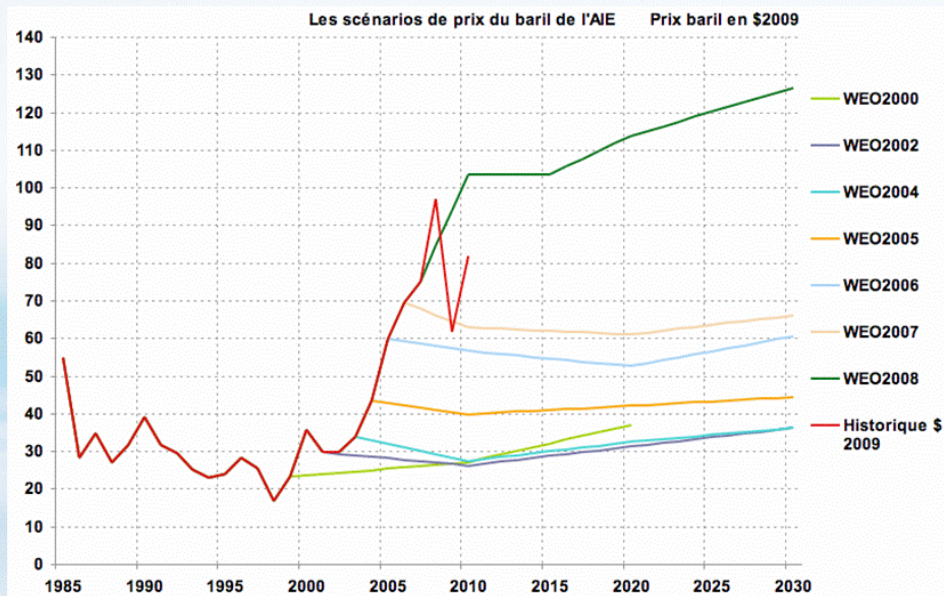
Je découvre et j'extrais, voilà le résultat



Yves MATHIEU, Institut Français du Pétrole, 2009

Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

Il vaut mieux prévoir le prix passé que le prix futur



Prix réel du baril en \$ de 2009 et prévisions de prix de l'AIE effectuée pendant les années 2000 à 2008. Source Carbone 4

Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

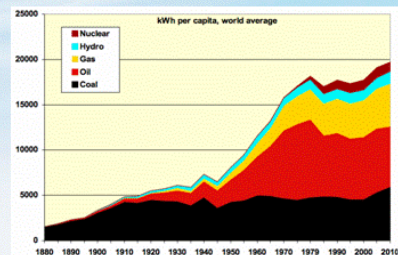
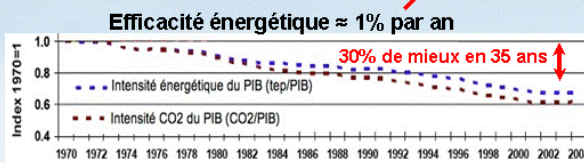
Hélas pour les candidats, énergie et croissance sont liés

$$\frac{GDP}{POP} = \frac{GDP}{NRJ} * \frac{NRJ}{POP}$$

$$\% \left(\frac{GDP}{POP} \right) = \% \left(\frac{GDP}{NRJ} \right) + \% \left(\frac{NRJ}{POP} \right)$$

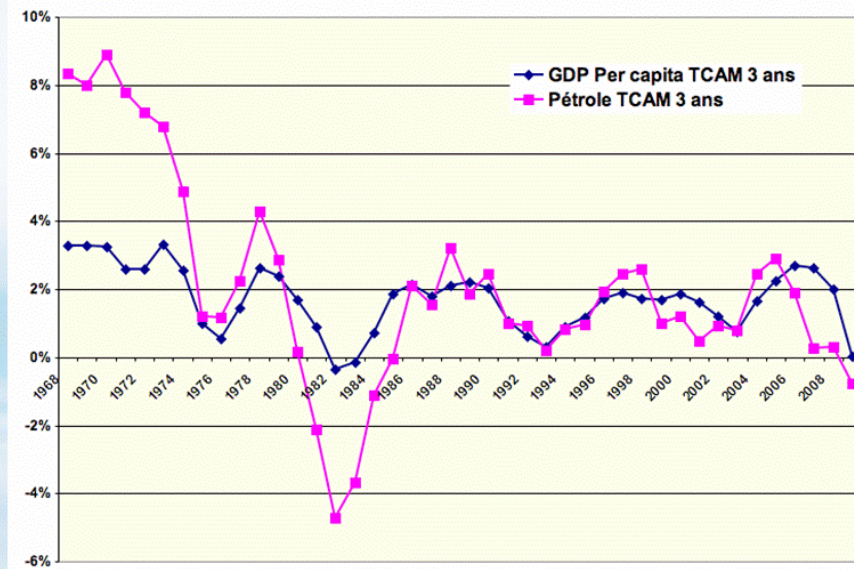
+3%/an avant 1980, 1% après

+2%/an avant 1980, 0% après



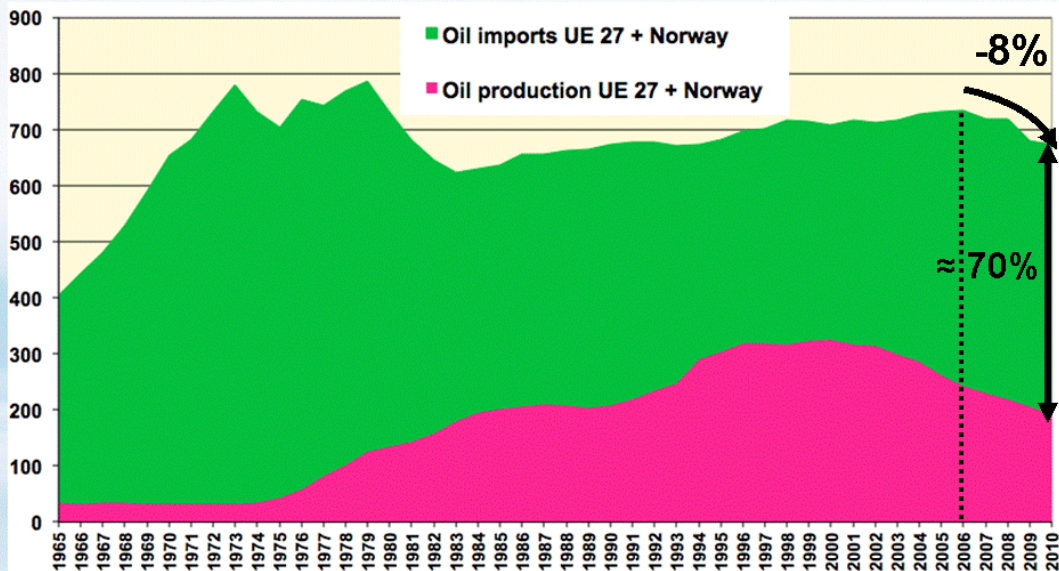
Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

Oubliez le prix, seul le volume compte



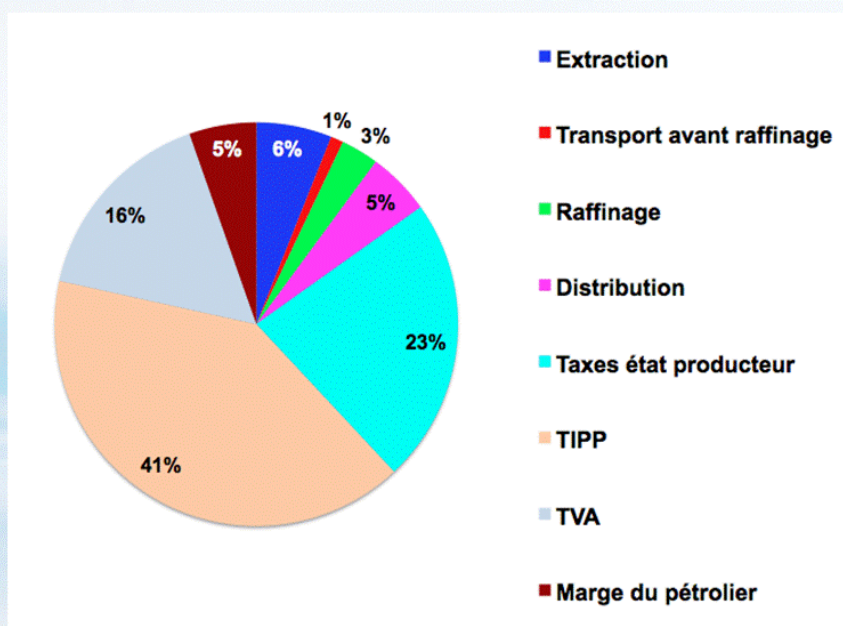
Variation de la production mondiale de pétrole (moyenne glissante sur 3 ans, source BP Statistical Review 2010) et du PIB par personne en dollars 2000 (moyenne glissante sur 3 ans, source World Bank 2010)

Il y aura des manifestations contre le prix du gas-oil...



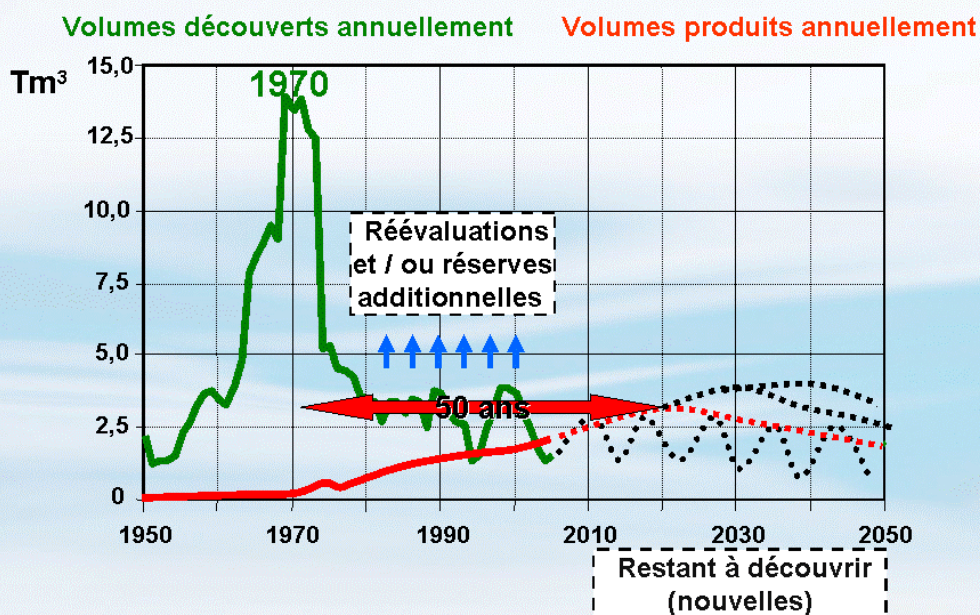
Production domestique et importations annuelles de pétrole, en millions de tonnes, pour la zone UE+Norvège. Source BP Statistical Review 2010

Notre (chère) essence : qui encaisse quoi ?

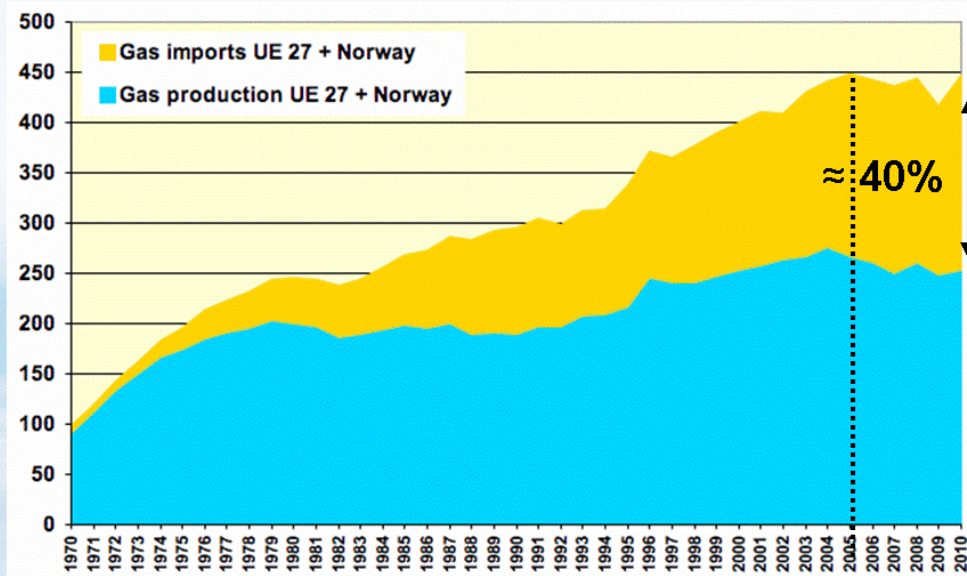


Part de chaque poste de coût dans un litre de carburant à 1,47 euro.
Sources diverses.

Plus de pétrole ? Mettons les gaz !

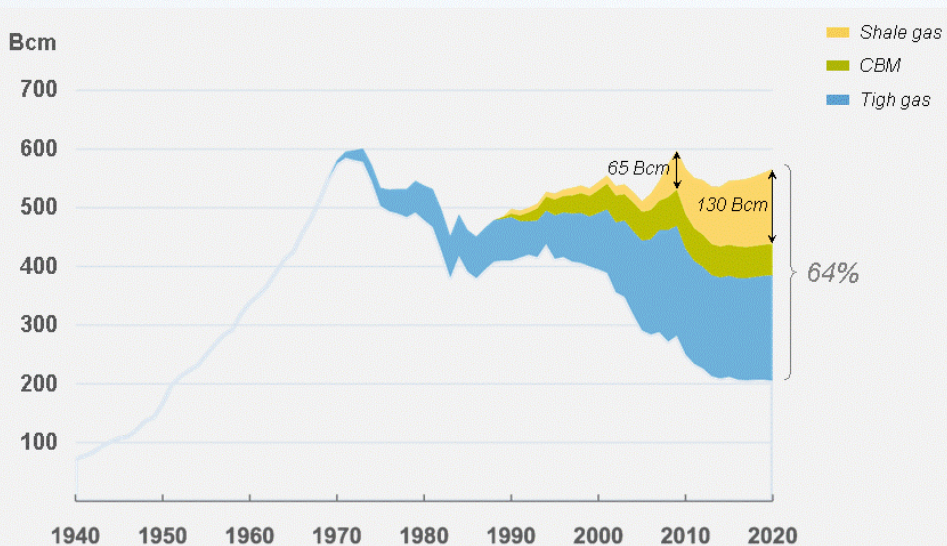


Il y aura des manifestations contre le prix du gaz...



Production domestique et importations annuelles de gaz, en millions de tonnes, pour la zone UE+Norvège. Source BP Statistical Review 2010

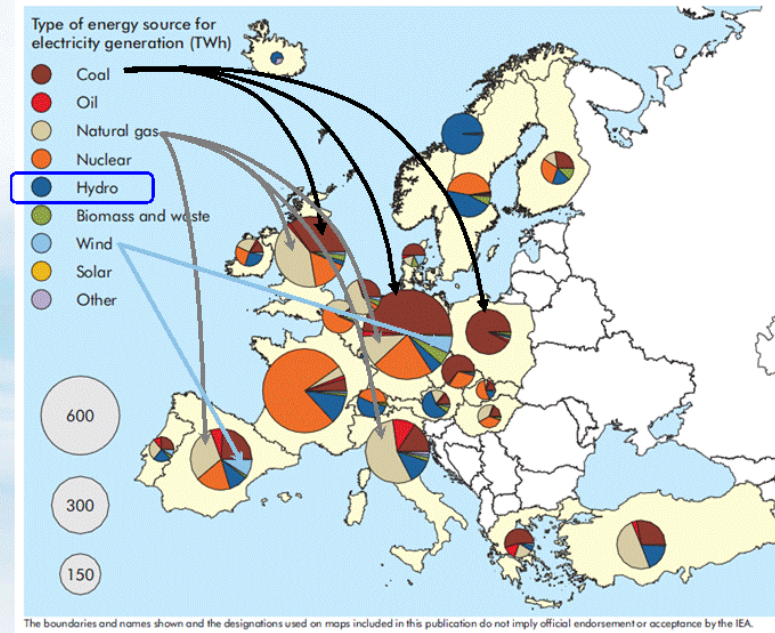
Sus aux gaz non conventionnels !



Production de gaz aux USA, par type de production. Source Total d'après US DOE & EIA, 2010.

Et quid des électrons européens ?

Figure 8.7 ► Electricity generation mix, OECD Europe, 2007

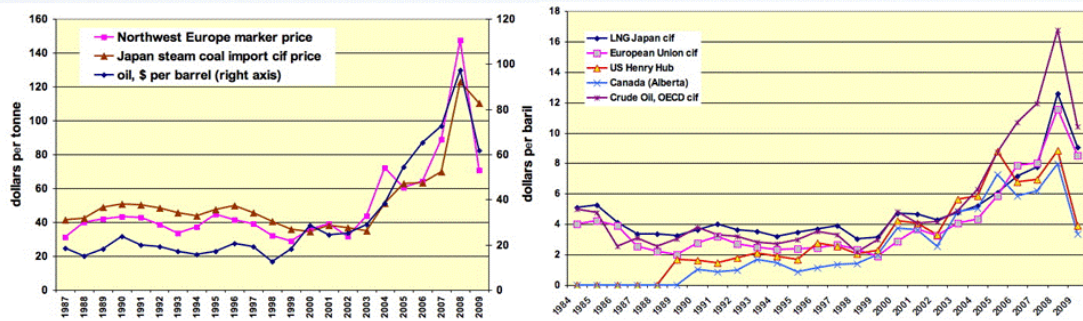


The boundaries and names shown and the designations used on maps included in this publication do not imply official endorsement or acceptance by the IEA.

Mix par pays d'Europe en 2007. Source Energy Information Agency, 2009

Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

Pétrole et charbon et gaz marchent main dans la main

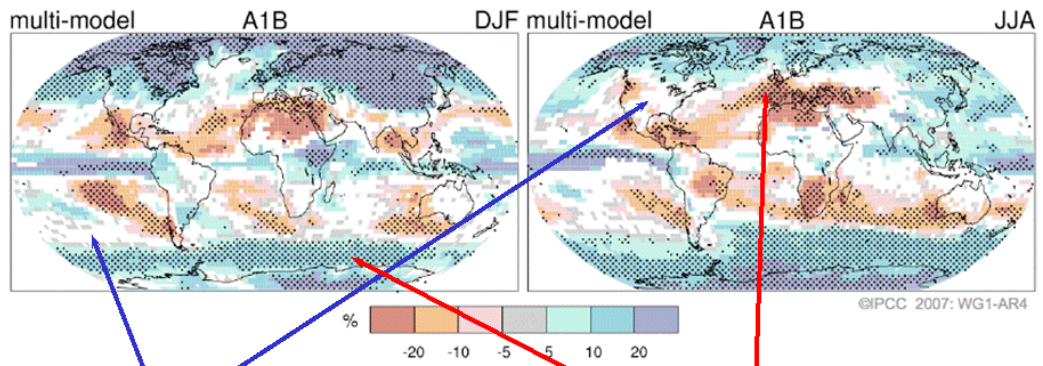


Evolution respective du prix du pétrole et du charbon (graphique de droite) et du prix du pétrole et du gaz (graphique de gauche) depuis les années 1980.

Source : BP statistical review, juin 2010.

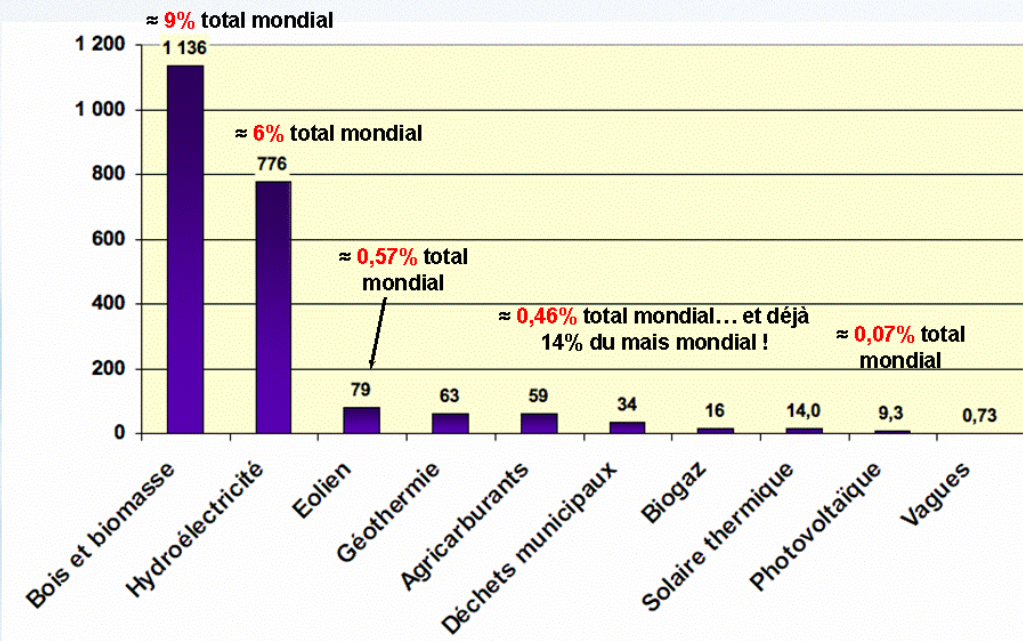
Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

Un climat, ce n'est pas seulement une température



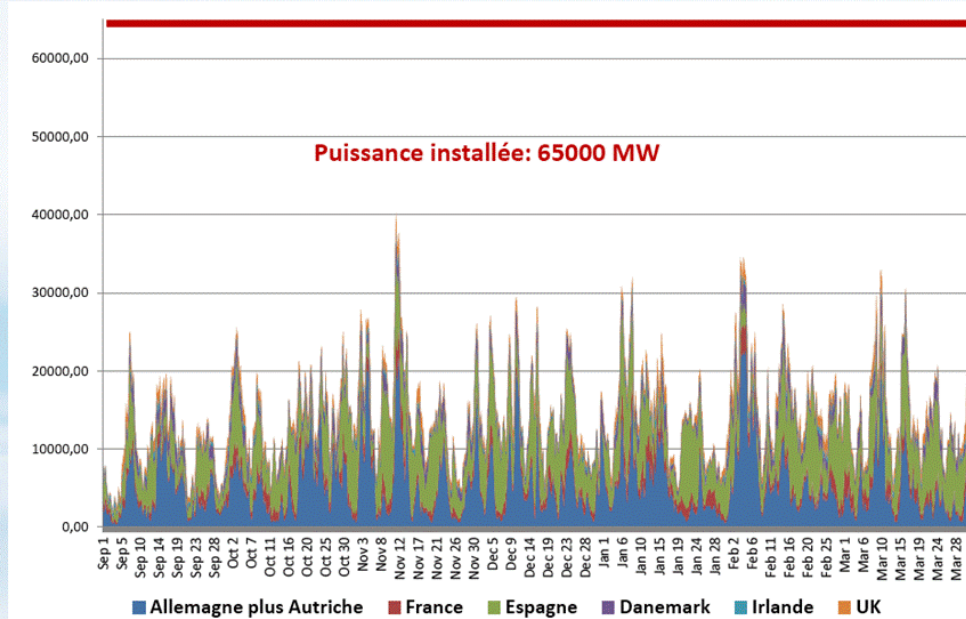
Moyenne inter-modèles de l'évolution des précipitations en 2090-2099 par rapport à la moyenne 1980-1999, pour deux saisons et un scénario « charbon haut » (pas de couplage avec le cycle du carbone). Source : GIEC, 4^e rapport d'évaluation, 2007

Quid des énergies renouvelables ?



Contribution des énergies renouvelables au bilan énergétique mondial en 2010. Toutes les sources purement électriques sont en équivalent primaire. Compilation de l'auteur.

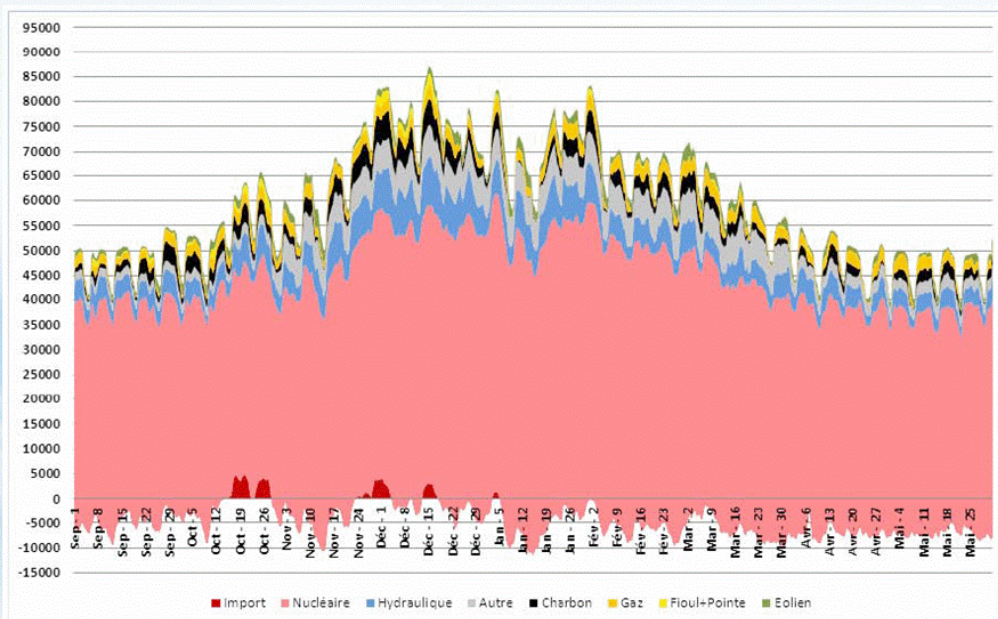
L'éolien foisonne-t-il ?



Puissance injectée sur le réseau par le parc éolien européen, de septembre 2011 à mars 2012 (pas de temps horaire). Source Sauvons le Climat, novembre 2011, sur données exploitants de réseaux

Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

Plus d'électrons pour les français aussi



Production électrique française de septembre à mai, en GW. Source : Hubert Flocard, sur données RTE

Jean-Marc Jancovici - www.manicore.com - www.carbone4.com - www.theshiftproject.org

Présentation de M. Xavier Pintat, sénateur, président de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), et de M. Pascal Sokoloff, directeur général des services

Commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Audition de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)

Xavier PINTAT, Sénateur de la Gironde, Président
Pascal SOKOLOFF, Directeur général

PS/AS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

- 1) Quelles sont les dépenses qui reviennent, en droit et en pratique, aux collectivités dans le cadre du développement, de l'exploitation ou de la maintenance des réseaux de distribution d'électricité ? Ces dépenses sont-elles financées via les taxes locales sur l'électricité ou considérez-vous qu'une partie du coût réel de l'électricité est payé par le contribuable ?
- 2) Le niveau actuel du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) est-il bien en ligne avec les investissements sur les réseaux de distribution d'électricité ?
- 3) Quelle est votre vision des investissements à effectuer sur le réseau dans les dix prochaines années et des conséquences que cela aurait sur le TURPE ?
 - Présenter plusieurs scénarii en fonction :
 - ♦ du niveau de qualité souhaitée (préciser les conséquences concrètes de chaque scénario en termes de temps de coupure) ;
 - ♦ du développement futur des sites de production d'électricité renouvelables.
- 4) Quel doit être le coût du déploiement du compteur dit intelligent « Linky » chez l'ensemble des consommateurs ? A qui ce coût sera-t-il imputé ? Quels seront les bénéfices concrets de Linky pour les différents acteurs concernés ? Ses fonctionnalités sont-elles optimales ?
- 5) Quelle contribution les collectivités peuvent-elles apporter concernant les économies d'énergie, afin de réduire la facture électrique des collectivités mais aussi des particuliers ? Quel jugement porte la FNCCR sur le mécanisme des certificats d'économie d'énergie (CEE) en termes de rapport entre le coût du dispositif et les économies d'énergie obtenues ?

PS/AS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 1 – Les dépenses revenant aux collectivités locales et leur financement

Dépenses à la charge des collectivités concédantes (environ 1 milliard d'euros par an)

- En règle générale, raccordements et renforcements BT dans les zones rurales (sauf dans 13 départements « au régime urbain »)
 - Travaux d'amélioration esthétique et de sécurisation en rural et parfois en urbain
 - NB : les travaux de renforcement et d'amélioration des collectivités concédantes « évitent » à ERDF de renouveler les ouvrages concernés
- Les collectivités concédantes concourent activement à la fonction « renouvellement » des réseaux, y compris en urbain.

Dépenses à la charge des collectivités responsables de l'urbanisme et/ou de la voirie

- Contributions versées au maître d'ouvrage des travaux d'extension (adossés à la PVR, à la taxe d'aménagement ou à la fiscalité directe locale)
- Participation aux travaux d'enfouissement

PS /AS 26/03/12

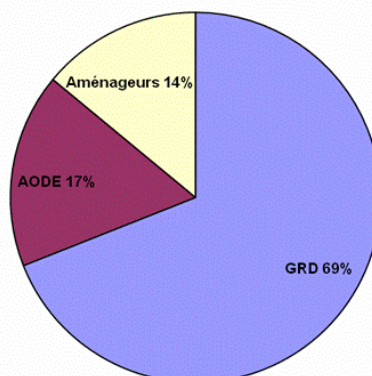


Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 1 – Les dépenses revenant aux collectivités locales et leur financement

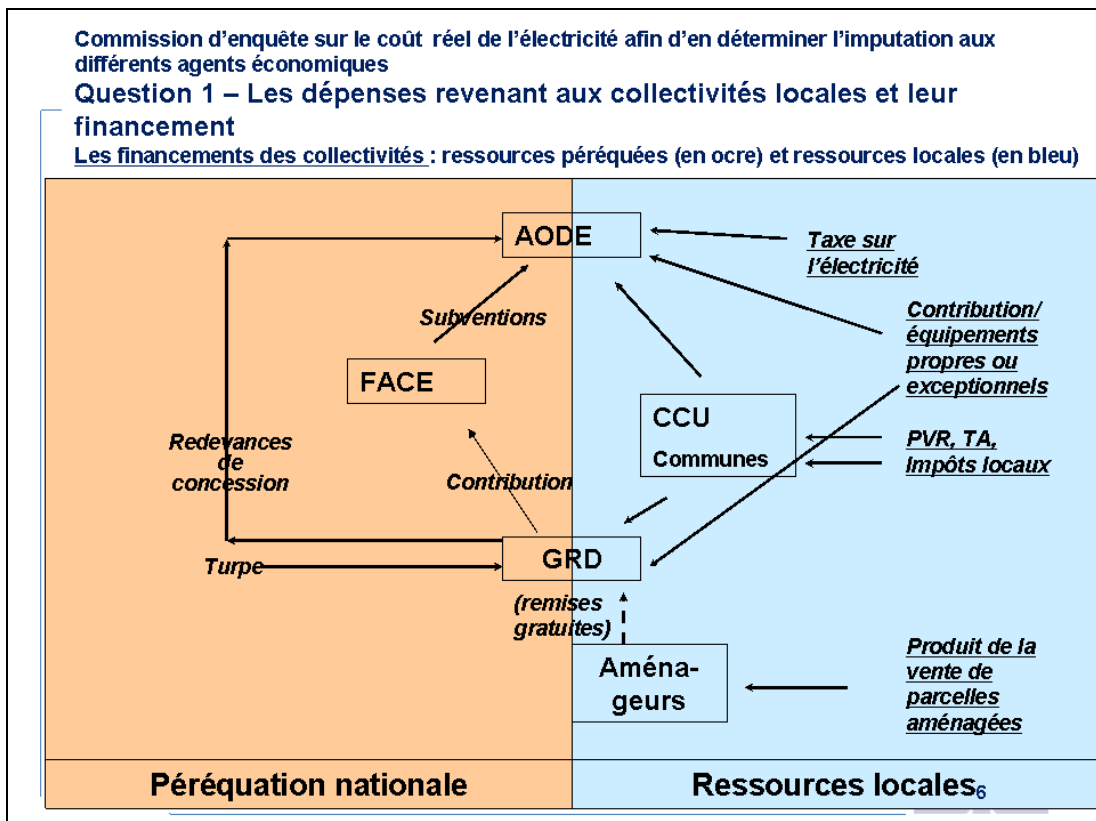
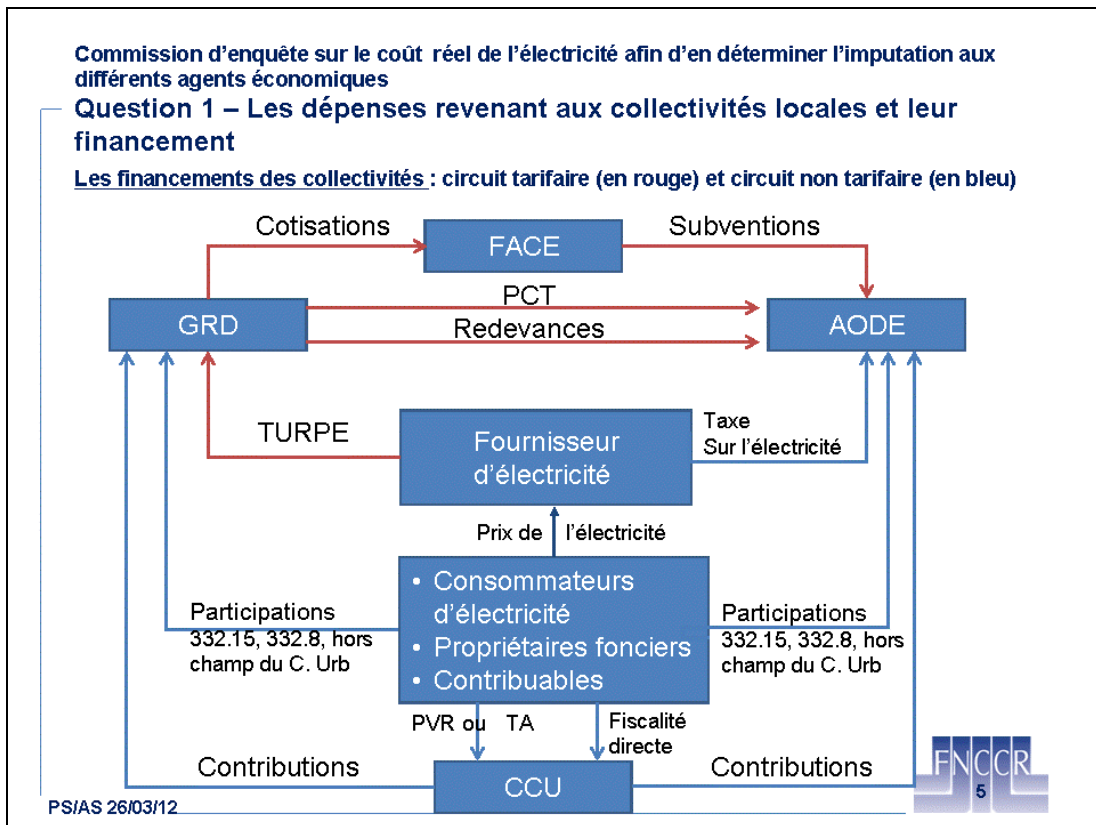
Dépenses à la charge des collectivités concédantes (Autorités Organisatrices de la Distribution d'Electricité) – (approximation)

Répartition des investissements de raccordement par maître d'ouvrage



PS /AS 26/03/12

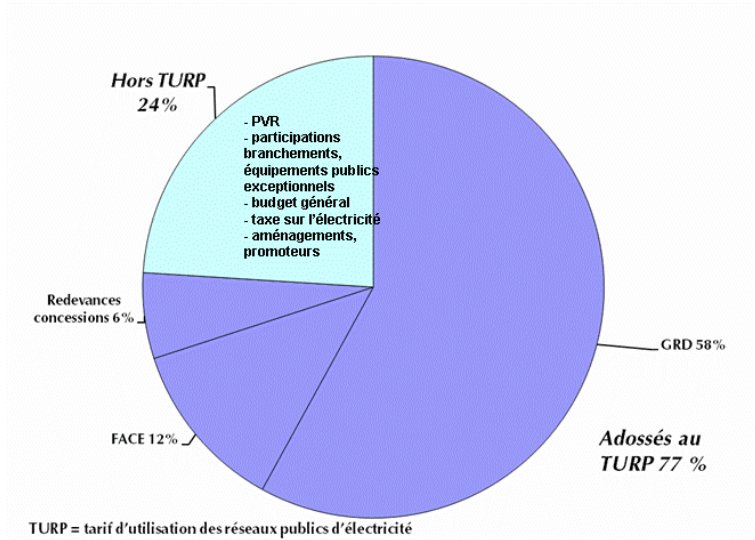




Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 1 – Les dépenses revenant aux collectivités locales et leur financement

Investissements sur les réseaux DP – Répartition approximative des financements (2009)



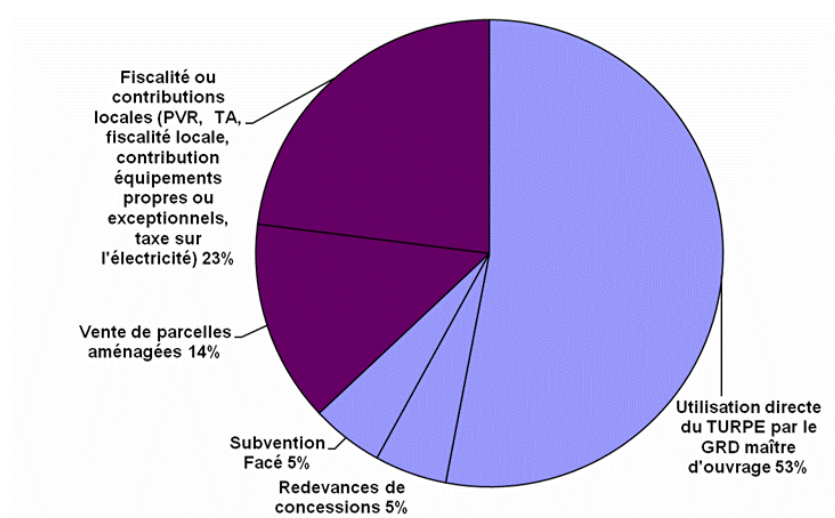
PS/AS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 1 – Les dépenses revenant aux collectivités locales et leur financement

Les investissements de raccordement par mode de financement (approximation 2009)



PS/AS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 2 – Le niveau du TURPE 3 est-il bien en ligne avec les investissements DP

Trajectoire d'investissement retenue par la Cré pour ERDF (TURPE 3)

en M€	2009	2010	2011	2012
Prévision ERDF (trajectoire "qualité ciblée")	2 588	2 732	2 786	3 770 (3 035 sans LINKY)
Réalisation ERDF	2 313	2 560	2 810	2 900 (prévision sans LINKY)
Ecart / prévision	- 275	-172	24	- 135

* Investissements financés par ERDF (hors financements de tiers)

Problème de la couverture tarifaire des provisions/renouvellement

Les provisions pour renouvellement d'ERDF : prévues par les cahiers des charges de concession mais ne figurent pas parmi les charges couvertes par le TURPE 3

PSIAS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 2 – Le niveau du TURPE 3 est-il bien en ligne avec les investissements DP

Lorsque les collectivités concédantes allègent la charge d'ERDF en assurant la fonction « renouvellement », la couverture tarifaire est moindre

	Renouvellement- par ERDF	Renouvellement par l'AODE
Valeur ouvrage	100	100
Dotation aux amortissements (40 ans)	100	100
Soustraction remise gratuite	-	- 100
Rémunération (7,25 % sur VNC pendant 40 ans)	145	145
Redevance * ou FACE ** (moyenne des taux de financement)	-	63
Total couverture tarifaire sur 40 ans	245	208

PSIAS 26/03/12

* Environ 40 %

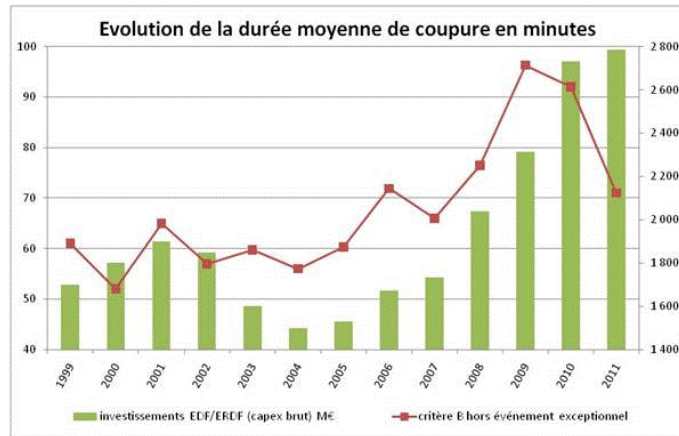
** Environ 78 % du hors taxe, plus 40 % de redevance sur le solde



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années
Scenarii proposés par la FNCCR

Evolution des investissements d'EDF/ERDF et du critère B



Le constat global révèle une dégradation de la qualité corrélée à une baisse des investissements du concessionnaire

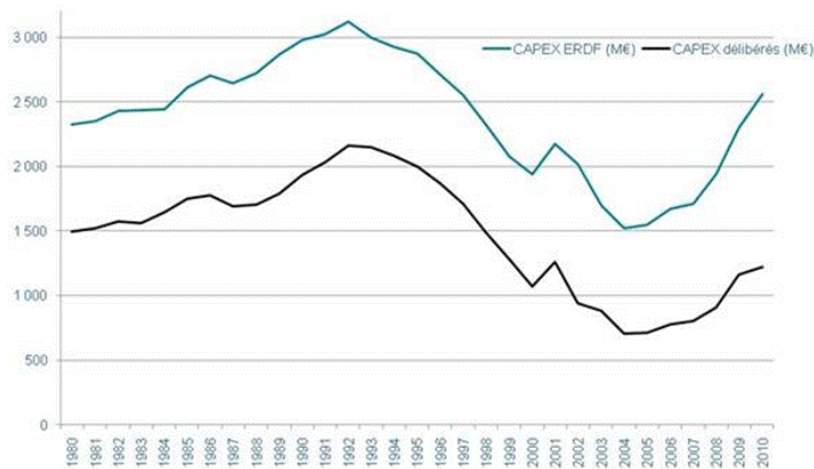
PSIAS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années

Evolution des investissements d'EDF puis d'ERDF (investissements totaux et investissements délibérés)



CAPEX ERDF : source ERDF

PSIAS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années

Evolution des investissements d'EDF puis d'ERDF

en M€	Investissements ERDF	Investissements ERDF délibérés	Investissements qualité de desserte	Investissements sécurisation réseau
2003	1 812	891	541	-
2004	1 619	681	382	-
2005	1 645	693	374	113
2006	1 752	757	428	147
2007	1 771	781	461	160
2008	1 950	832	466	156
2009	2 313	1 309	580	245
2010	2 560	1 384	650	262
2011	2 810	1 534	830	> 200

Les rapports Piketty et l'accord "Réseaux électriques et environnement 2001-2003" prévoient des investissements supplémentaires de sécurisation de 395 M€/an sur 15 ans



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années

Evolution des investissements d'EDF puis d'ERDF

Indicateurs	Objectifs post "Piketty"	Moyenne 2002-2008	2006	2007	2008	Objectifs Plan aléas climatiques
Dépose de fils nus aériens HTA	6 000 km/an	3250 km/an (est)	2 926 km	2 994 km	3450 km	3 300 km/an
Dépose d'ossatures aériennes HTA en zones boisées	2 000 km/an	1 500 km/an (est.)	1 159 km	1 103 km		2 000 km/an
Dépose de fils nus BT	8 000 km/an	4 171 km/an	4 236 km	4 567 km	4 283 km	4 500 km/an (indicatif)



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années

Evolution des investissements sur les réseaux DP

Hypothèse : deux scénarii alternatifs

1/ Continuité par rapport aux courbes antérieures d'évolution des réseaux

2/ Cohérence de l'échéance de la remise à niveau des investissements DP avec l'échéance retenue pour la sécurisation du réseau de transport (fin 2017)

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années

Les préconisations de la FNCCR

Evolution des investissements sur les réseaux DP

Stratégie 1 : Continuité par rapport aux courbes antérieures d'évolution des réseaux

- Inquiétude sur l'arbitrage « sécurisation des réseaux/Linky »

- Il faut attendre au mieux 2030 pour retrouver un niveau de sécurité acceptable

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années Les préconisations de la FNCCR

Evolution des investissements sur les réseaux DP

Stratégie 2 : La cohérence avec l'échéance retenue pour la sécurisation du Réseau de transport

- Principe : aligner le calendrier de remise en ordre du réseau ERDF sur l'échéancier retenu pour le réseau de transport (1) → fin 2017

- Ceci implique :

- L'enfouissement d'environ 93 000 km de lignes HTA d'ici fin 2017 (toutes lignes d'ossature à risque + autres lignes à risque avéré)
- Les travaux annexes (postes, automatisation, régime de neutre, etc.)
- La sécurisation du réseau BT et le traitement intégral des 100000 km de fils nus

→ Coût supplémentaire approximatif : 8 M€ de 2012 à 2017 (à compter de 2012 = 1,3 milliard supplémentaire par an par rapport à 2011, soit 4,1 milliards d'investissements totaux hors Linky)

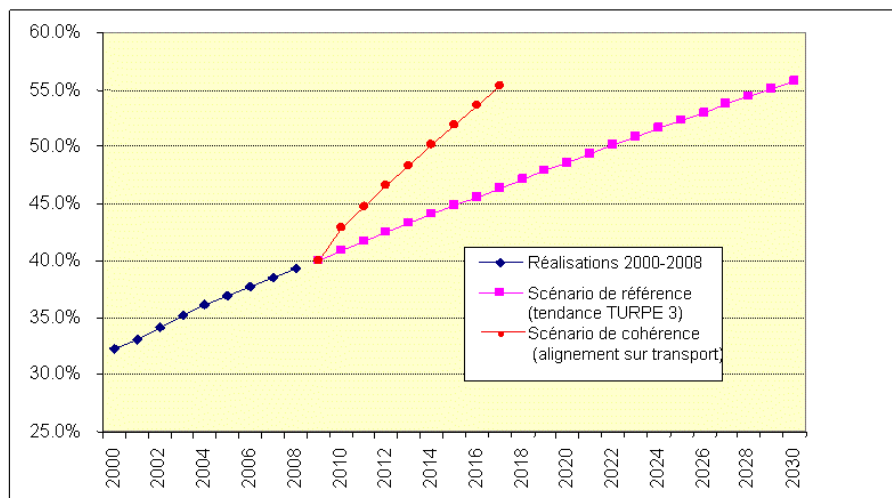
PSIAS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années Les préconisations de la FNCCR

Evolution du taux d'enfouissement HTA dans les deux stratégies



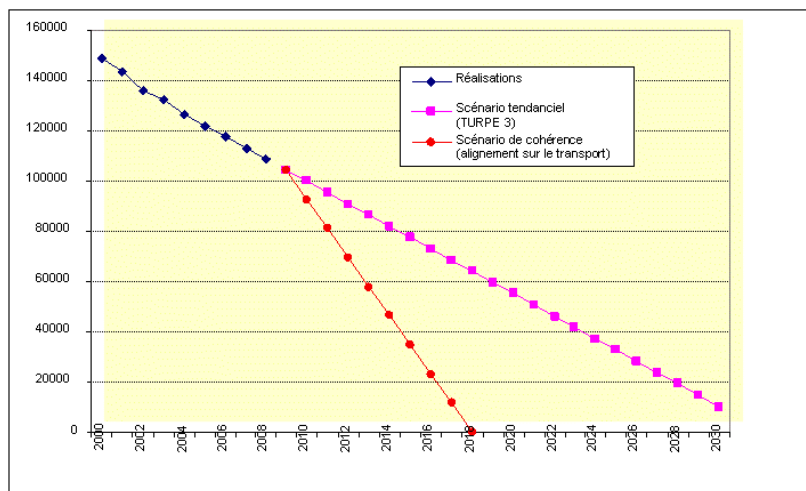
PSIAS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années
Les préconisations de la FNCCR

Evolution du linéaire de fils nus BT dans les deux stratégies



PS/AS 26/03/12

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années
Les préconisations de la FNCCR

Conséquences du développement de la production décentralisée d'électricité (PDE)

- Le développement important de la PDE modifie le sens des flux de circulation de l'énergie :

- les flux ne sont plus uniquement descendants (transport \longrightarrow HTA \longrightarrow BT)
- mais ils peuvent remonter de la BT vers la HTA lorsque l'installation de production est raccordée au réseau BT (ex : panneaux solaires en toiture)

PS/AS 26/03/12

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 3 – Investissements à effectuer dans les dix prochaines années Les préconisations de la FNCCR

Conséquences du développement de la production décentralisée d'électricité (PDE)

- La chaîne de sécurisation ne peut donc plus être réduite à la seule sécurisation descendante HTA → BT.
- La PDE peut concourir à la sécurisation grâce à des procédures d'ilotage (à définir et développer) requérant des réseaux BT de bonne qualité.
- Difficultés à chiffrer le coût des investissements spécifiques à prévoir à ce titre.

PS/AS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 4 – Coûts et bénéfices concrets de Linky

Les coûts de Linky

Coût initial annoncé par le Ministre de 4,3 Mds€, hors modernisation des réseaux

Pour mémoire, la décomposition par ERDF du projet : 4,3 milliards d'euros

- **Budget total de l'ordre de 4 milliards d'euros**
 - ~ 2 milliards consacrés à la pose des compteurs et concentrateurs
 - ~ 1,9 milliards à la fabrication du matériel (compteurs et concentrateurs)
 - ~ 100 millions aux développements informatiques
- **Impact ressources humaines**
 - Réduction d'activité 5460 postes ; départs à la retraite 5900 agents

PS/AS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 4 – Coûts et bénéfices concrets de Linky

Les coûts de Linky

- ✓ Une estimation du projet par la FNCCR (et par H. PROGLIO) : environ 8 à 10 milliards d'euros
- ✓ Des gains de productivité, sans rapport avec les coûts du projet, évalués à 1,2 milliards d'euros
- ✓ Des surcoûts potentiels en zone rurale (~30%): moindre densité, déplacement plus long ...
- ✓ Un business modèle validé par la CRE pour un temps de pose de 30 minutes (mais 47 minutes constatés en moyenne sur les territoires d'expérimentation - 60 en rural)

leParisien.fr
Une sortie du nucléaire menacerait un million d'emplois, affirme Henri Proglio
Publié le 09.11.2011, 08h10

Taoufik Moumini. En quoi les compteurs Linky sont-ils une avancée positive pour les consommateurs ? seront ils gratuits ? Peut-on être sûr que les données resteront confidentielles ?
Linky est un compteur intelligent et interactif. En traitant à distance un certain nombre de sujets, il autorise une lecture en temps réel et à distance des données et évite par exemple les écarts entre les estimations et votre consommation réelle, source d'encore trop d'erreurs. Après avoir été expérimenté sur 300 000 foyers, Linky se trouve désormais en situation de pouvoir être généralisé à toute la France, soit 35 millions de foyers, ce qui représente un investissement de 4,5 à 5 milliards d'euros ! Doit-il pour autant être facturé à nos clients ? Je ne pense pas. EDF peut largement se financer grâce aux économies et aux gains de productivité que permettra ce compteur. Mais à la condition que la réglementation soit revue afin de garantir pour mon entreprise un retour sur investissement. Sauf en actualisant la loi dans l'obligation de le facturer au consommateur à hauteur de 200 à 300 euros par foyer, lors qu'on pourrait l'éviter par une évolution réglementaire nécessaire, et en faire cadeau à nos clients. Il faut savoir qu'aujourd'hui, les compteurs appartenant au réseau ont appartenu jus aux collectivités territoriales. Nous ne sommes que gestionnaire. Or je veux bien investir des milliards d'euros à la condition d'avoir devant moi la durée nécessaire pour amortir ces investissements et récupérer ma mise. Pour cela, il me semble normal de considérer que ce nouveau compteur Linky m'appartient et que si une collectivité met fin au contrat de délégation de service, elle me rembourse les sommes non amorties.

PS/AS 26/03/12

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 4 – Coûts et bénéfices concrets de Linky

Principes d'imputation des coûts de Linky proposés par la FNCCR

- Linky = bien de retour appartenant « ab initio » à l'autorité concédante
- Financement du déploiement initial par l'emprunt
- Amortissement de l'emprunt : trois voies possibles
 - Gain de productivité
 - Majoration du TURPE si les gains de productivité ne suffisent pas
 - Indemnisation par le concédant à hauteur de la valeur nette comptable réévaluée si le concédant remet en cause l'achèvement de l'amortissement (notamment en ne renouvelant pas la concession – NB = contraire au monopole légal actuel)

PS/AS 26/03/12

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 4 – Coûts et bénéfices concrets de Linky

Bénéfices concrets de Linky

- Objectifs à assigner aux compteurs communicants :
 - Outil de contrôle de la qualité de l'électricité par les AODE
 - Information détaillée des usagers sur leur consommation
 - Intervention à distance des GRD (télérelève, télégestion)
 - Globalement adaptation de la production et de la consommation d'électricité dans une perspective de lutte contre le changement climatique

- Demandes subséquentes de la FNCCR
 - Compteurs propriété de l'AODE (logo de l'AODE sur le compteur ?)
 - Transmission aux AODE d'informations sur la qualité de l'électricité
 - Transmission directe et suffisamment « ergonomique » au consommateur d'informations sur sa consommation (afficheur déporté)
 - Analyse technico-économique indépendante et transparente

PS/AS 26/03/12

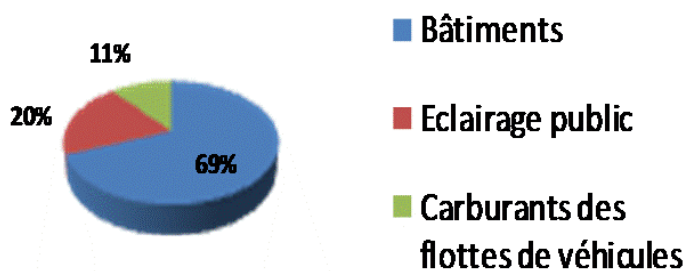


Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 5 – Contribution des collectivités aux économies d'énergie des collectivités et des particuliers

Rapport coût / économies obtenues par les CEE

Répartition de la dépense énergétique moyenne des collectivités locales



PS/AS 26/03/12



Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 5 – Contribution des collectivités aux économies d'énergie des collectivités et des particuliers

Les AODE et la MDE

- Le « Conseil en énergie partagé » :
 - Mutualisation de moyens
 - Réductions des consommations et factures sur le patrimoine bâti des collectivités et l'éclairage public
 - Rôle des syndicats d'énergie (appui Adème)
- La sensibilisation la maîtrise de la demande en énergie
→ Favoriser le bon usage de l'énergie (publication de guides, campagnes média)
- Action sociale et lutte contre la précarité énergétique
- Contrôle par les AODE de l'application des TPN
- MDE « précarité »

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 5 – Contribution des collectivités aux économies d'énergie des collectivités et des particuliers

Rapport coût / économies obtenues par les CEE

Les collectivités et la MDE

- Régulation globale du développement urbain et de l'aménagement du territoire
 - Plan climat énergie territoriaux
 - Schémas régionaux Climat-Air-Energie
 - Bilan des émissions de gaz à effet de serre
 - Schémas de cohérence territoriale et plans locaux d'urbanisme
 - Certificats d'économie d'énergie (cf. visuel suivant)

Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Question 5 – Rapport coût / économies obtenues par les CEE

Les CEE

- Dispositif peu coûteux pour l'Etat (un quinzaine de collaborateurs au pôle national) – Possibilités de massification des dossiers
- Dispositif favorisant les actions permettant d'obtenir des CEE au moindre coût (les obligés font l'arbitrage entre réalisation des actions par eux ou achat des CEE sur le marché)
- Dans ces conditions la FNCCR a demandé le maintien de de l'éligibilité des collectivités à ce dispositif (cf. concours des certificats blancs)
- Ce dispositif pourrait être décliné pour les EnR (obligation pour les fournisseurs de justifier d'un quota de certificats verts négociables, en lieu et place de l'obligation d'achat)

Commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques

Audition de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)

Xavier PINTAT, Sénateur de la Gironde, Président
Pascal SOKOLOFF, Directeur général

Présentation de M. Benjamin Dessus, président de Global Chance

Le coût réel de l'électricité

Commission d'enquête du Sénat

*

Audition de Benjamin DESSUS
Président de Global Chance
10 avril 20112

Éléments de réponses aux questions de tarifs,
de coûts et de stratégie à moyen terme

- Les coûts de production vont augmenter inéluctablement
- Les coûts de transport et de distribution également
- Les factures pour les usagers vont donc augmenter significativement sauf si un programme important d'économie d'électricité est engagé

I- Les coûts de production d'électricité vont inéluctablement augmenter

- A - Le coût de production d'électricité pris en compte actuellement est largement un coût du passé d'un nucléaire amorti.
- B - La prolongation du parc actuel entraînera des frais complémentaires encore indéterminés.
- C – Le risque économique d'une prolongation est important.
- D - Le coût des nouvelles filières se situe dans la fourchette 65-100 €/MWh

3

B- Des frais complémentaires ? Evolution des coûts par poste depuis le rapport Charpin Dessus Pellat de 2000

- | • Postes | Δ Cour des comptes et CDP |
|-----------------------------------|---------------------------|
| • Construction | Equivalent |
| • Exploitation | +50%* |
| • Combustibles | Equivalent |
| • Démantèlement | +50% |
| • Gestion stockage
des déchets | +40% |
| • Jouvence | +150% |
- L'explosion des frais d'exploitation et de jouvence par rapport aux prévisions des années 2000 est préoccupante
**et+150% par rapport aux prévisions DGEMP EDF de l'époque pour 2010*

4

C – Le risque économique d'une prolongation

- Les opérations post Fukushima et jouvence envisagées (de l'ordre de 50 G€) ne garantissent pas la prolongation des centrales au delà de 30 ou 40 ans.
- Si l'ASN ne donne pas l'autorisation de poursuivre pour certains réacteurs, le risque économique est majeur (coût échoué et pb de remplacement non prévu).
- Selon la Commission E 2050 cela coûterait 3G€ pour un réacteur sans compter les 0,8 G€ d'investissement de mise à niveau Ce risque n'est pas pris en compte aujourd'hui dans les calculs.

5

D- Le coût des nouvelles filières se situe dans la fourchette 65-100 €/MWh

- La récente étude économique de la Cour des comptes sur la base du calcul « Coût courant économique » qui fait consensus à la fois en termes de méthode et de résultats conduit à 54€/MWh pour le parc actuel et à 70-90 pour l'EPR de Flamanville.
- On se propose d'appliquer cette méthode à l'ensemble des filières pour éclairer le débat

6

Coût courant Economique de la Cour des comptes : principes

- Coût global au MWh sur toute la durée de fonctionnement (capital et exploitation)
- Capital. Un loyer économique, coût annuel constant de rémunération et de remboursement permettant à la fin de vie de l'ouvrage, de le reconstituer en monnaie constante. Les dépenses futures (le démantèlement) sont actualisées
- Exploitation. Charges annuelles d'opération, d'entretien de maintenance et de combustibles.

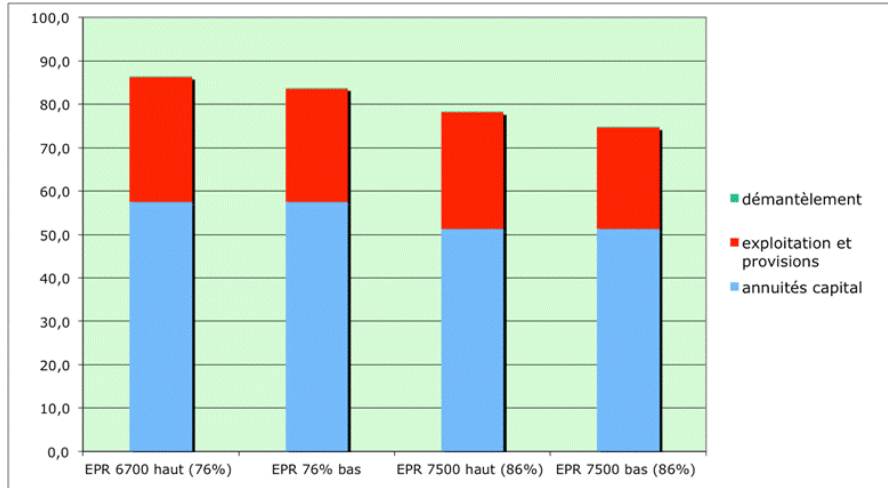
7

Coût courant Economique de la Cour

- Taux de rémunération du capital : 7,8%
- Taux d'actualisation : 5%
- Taux d'intérêt intercalaire : 4,5%
- L'intérêt de la méthode est de permettre la comparaison de projets de durée de vie très diverses.

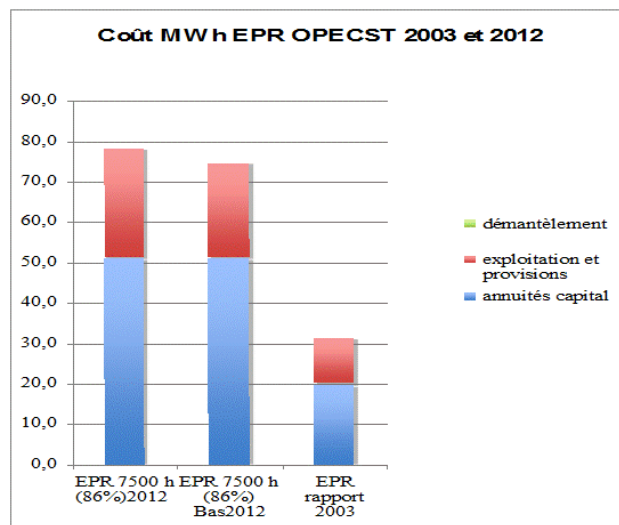
8

Coût courant Economique (€/MWh) EPR Flamanville



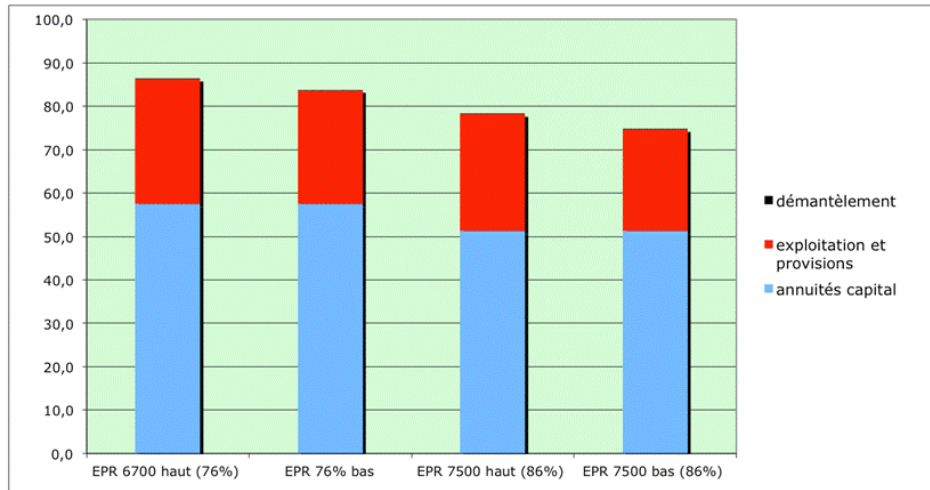
9

Un rappel : le coût du MWh EPR en 2003 vu par l'office parlementaire et en 2012 (€/MWh)



10

Coût courant Economique (€/MWh) Eolienne terrestre



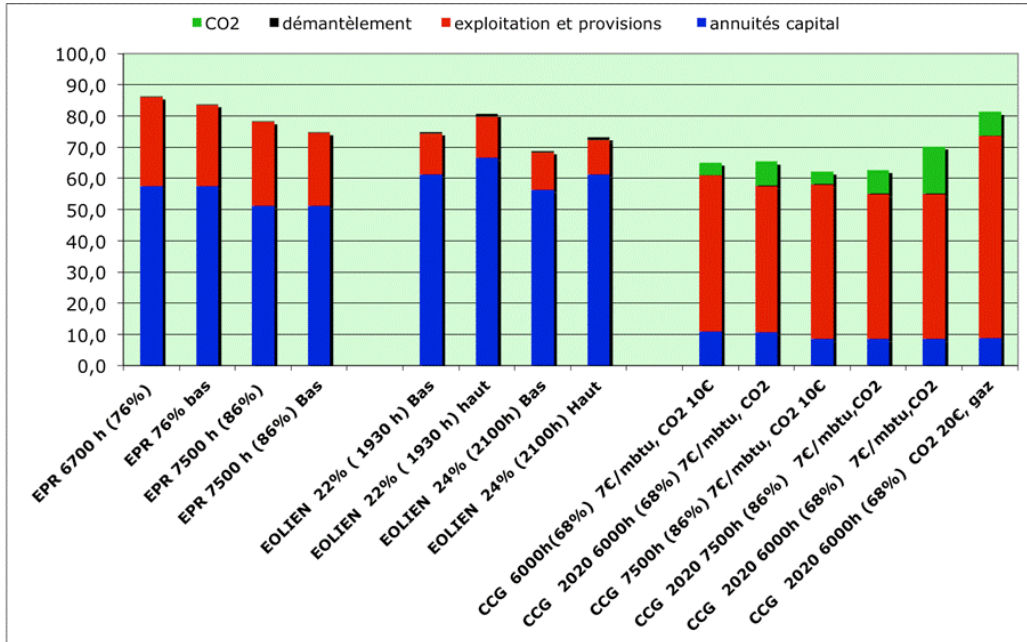
11

Remarque sur la prise en compte des dépenses futures

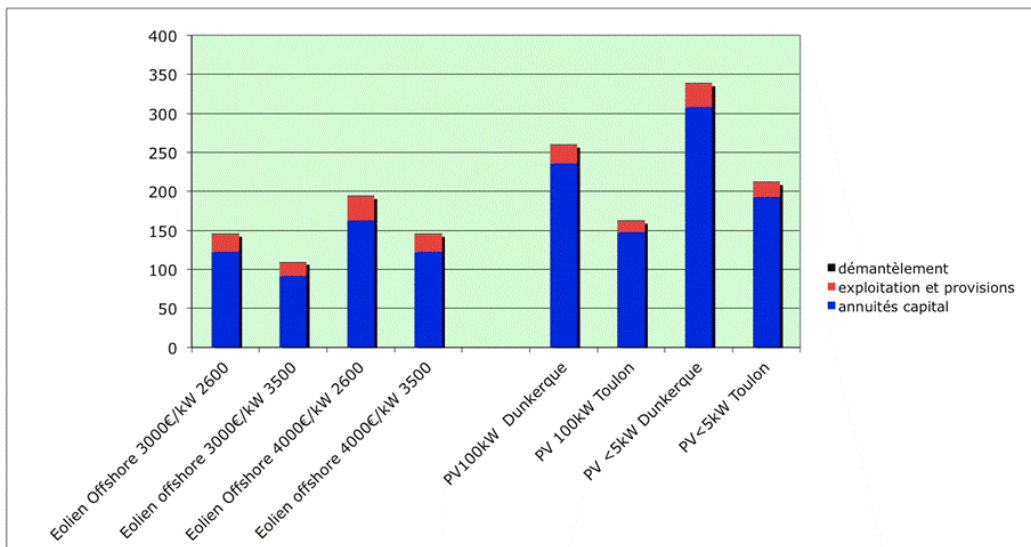
- La part des dépenses de démantèlement dans le CCE apparaît très faible dans ces deux exemples : 0,15€/ MWh pour l'EPR et 0,5 à 1€/MWh pour les éoliennes.
- La contrepartie souvent oubliée est la sanctuarisation et le placement sûrs des sommes correspondantes au taux d'actualisation de 5% pendant 21 ans pour les éoliennes et 69 ans pour l'EPR.

12

Coût Courant Economique (CCE) en €/MWh Cycle Combiné à gaz, EPR , éolienne terrestre



Coût Courant Economique en €/MWh Eolien Offshore, Photovoltaïque décentralisé



Les coûts de transport et de distribution vont augmenter

- Le réseau de transport Haute tension est assez moderne. Le réseau moyenne et basse tension (2/3 de l'investissement) est vétuste. Il est mal adapté à l'absorption de productions locales d'électricité et au développement du chauffage électrique .
- La masse des investissements à réaliser dépendra autant de la nature des usages (ex chauffage électrique ou non) que de la nature des moyens de production mis en place.

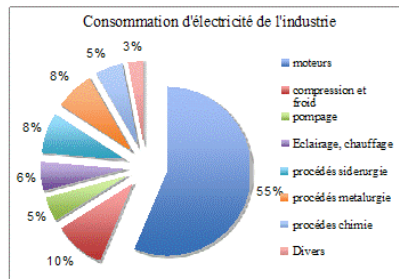
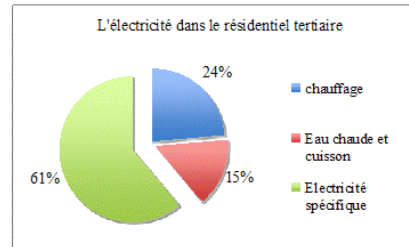
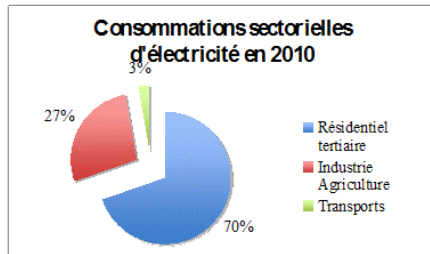
15

Facture ou prix du kWh?

- La facture électrique d'un ménage ou de la collectivité est le produit d'un nombre de kWh annuel par un coût unitaire du kWh. Il est donc utile d'estimer avec le même outil économique la production-transport-distribution d'électricité et les mesures d'économie d'électricité.
- L'outil « Coût courant économique » adopté par la Cour des Comptes y est bien adapté.

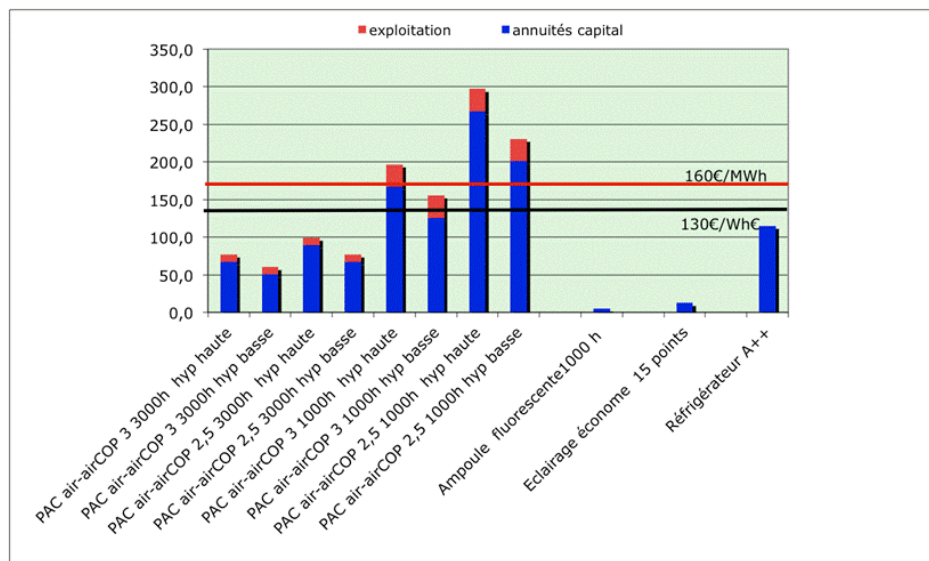
16

Un rappel : comment l'électricité est consommée en France



17

Coût Courant Economique (€/MWh) Economies d'électricité : éclairage, froid, Pac



18

Prolonger, EPR et G4 , Renouvelables?

- **Prolonger le parc actuel :**
 - Le moins cher et le plus risqué du point de vue sûreté et économique.
 - Reporte les problèmes et l'investissement de 20 ans
- **EPR et G4 :**
 - Coût incertain mais sûrement élevé pour l'EPR, maintien du risque d'accident majeur, de prolifération et déchets,
 - Pari complet pour la génération 4, aussi bien au niveau des risques qu'au niveau industriel et économique, civilisation du plutonium.
- **Renouvelables :**
 - Oui, en parallèle à un programme d'économie d'électricité sérieux (de l'ordre de 30% en 2030) dont on a vu l'efficacité économique plus haut.
 - Coût de production des renouvelables élevé, du même ordre que l'EPR mais facture maîtrisée à cause des économies d'électricité.

19

La variabilité, un débat à replacer dans un contexte plus large

- Les éléments de mérite pour l'électricité qui n'est pas stockable :
- *Côté offre*
- La garantie de disponibilité, la capacité de modulation immédiate en fonction des besoins, la proximité, la complémentarité avec d'autres sources. Des exemples :
- Hydraulique de barrage qui a toutes les vertus
- Turbine CC à gaz, électricité biomasse : garantie de disponibilité, capacité de modulation assez rapide
- Nucléaire : garanti, mais pas modulable en fonction des besoins, ne sait marcher qu'en continu (raisons techniques et économiques)
- Eolien Photovoltaïque et hydraulique fluviale : au fil du vent ou de l'eau, donc non garanti.

20

Le classement des applications

- *Côté demande.*
- Du plus simple au plus exigeant :
 - Besoins effaçables ou modulables, hors pointe (*machines domestiques par exemple*)
 - Besoins industriels continus liés à un process
 - Besoins de pointe saisonnière et/ ou journalière non modulables ou effaçables (éclairage, chauffage électrique)
 - *Conclusion : c'est en fonction du système dans son ensemble yc la demande et pas de la seule production qu'on peut déterminer le mix optimal.*

21

Exemples

Le nucléaire (presque non modulable) et le photovoltaïque (beaucoup plus efficace l'été dans la journée) sont très inadaptés aux besoins de pointe saisonnières entraînées par le chauffage électrique. (voir 8 février).

Les turbines à gaz par contre le sont.

Le photovoltaïque est bien adapté aux besoins de la climatisation.

L'éolien est bien adapté aux besoins d'hiver par Mistral.

Le nucléaire est bien adapté aux besoins des usines en continu...

Pour optimiser le système électrique il faut donc jouer à la fois sur la demande et sur l'offre. C'est dans ce cadre qu'il faut traiter la variabilité parmi d'autres caractéristiques et mérites des différentes filières de production.

22

Politique d'économie d'électricité

- 1- Réglementations et normes de consommation électriques des appareils (lampes, veilles, circulateurs, live box, etc.),
- 2- Mise en place d'un bonus malus sur les appareils électriques en fonction des consommations (ex home cinéma),
- 3- Politique industrielle vis à vis des constructeurs pour mettre sur le marché les appareils les plus efficaces (à l'allemande),
- 4- Tarification non linéaire de l'électricité spécifique puis à terme de celle de chauffage (possible avec les compteurs intelligents). Premiers kWh très bon marché et rapidement croissants au dessus des besoins de base.

23

Les moyens financiers à mettre en place

- 1- Une part importante des économies possibles est dès aujourd'hui rentable au niveau de l'utilisateur. Donc :
 - Nécessité d'outils d'ingénierie financière (prêts, location etc).
 - Mais cela ne suffira pas en France.
 - Imposition aux producteurs distributeurs de quotas d'économie d'énergie sur leur propre produit, l'électricité,
 - Affectation d'une part de la CSPE aux économies d'électricité, pour rémunérer les producteurs d'économies d'électricité et alimenter la politique industrielle d'efficacité électrique.

24

**Présentation de M. Jean-François Conil-Lacoste,
directeur général de Powernext et d'EPEX SPOT**



Audition de Jean-François Conil-Lacoste
Directeur Général d'EPEX SPOT

Sénat – Commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques
9 mai 2012



**Question 1 – Powernext / EPEX SPOT
historique**

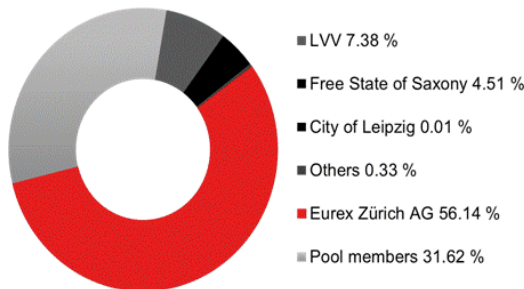


- 1996 : Directive européenne sur la libéralisation des marchés de l'énergie
- 1998 : Transposition de la directive en droit allemand et autrichien
- 2000 : Transposition de la directive en droit français
- 2001 : Création de Powernext SA
- 2002 : Fusion de l'ancienne bourse Leipzig Power Exchange LPX et d'EEX, Francfort, qui deviendront l'European Energy Exchange
- 17 septembre 2008 : Création d'**EPEX SPOT SE**, détenue à parts égales par Powernext SA et EEX AG
- 1er janvier 2009 : Transfert des activités électriques spot de Powernext au sein d' EPEX SPOT SE
- 1er septembre 2009 : Fusion d'EEX Power Spot au sein d'EPEX SPOT SE

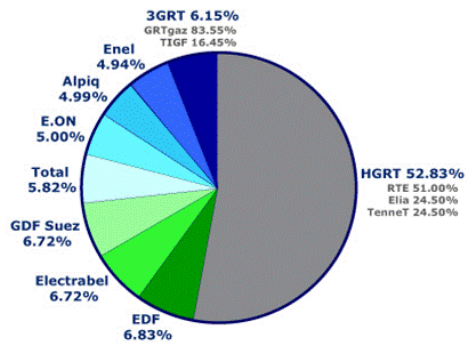
La création d'EPEX SPOT et le développement du négoce de l'électricité sont l'un des résultats les plus visibles de la libéralisation du marché de l'électricité européen.

“The price in Germany and France actually is the reference price for the rest of Europe. It is of an utmost importance that this reference price comes from a transparent market with sufficient volumes traded and with a sufficient number of actors. I believe, strongly believe, that with proper supervision of the exchange the price will and should be trusted by all market participants and all political decision makers, myself included.”

(Discours de l'ancien Commissaire européen en charge de l'énergie, Andris Piebalgs, lors de la conférence de presse annonçant la création d'EPEX SPOT le 30 Mai 2008)



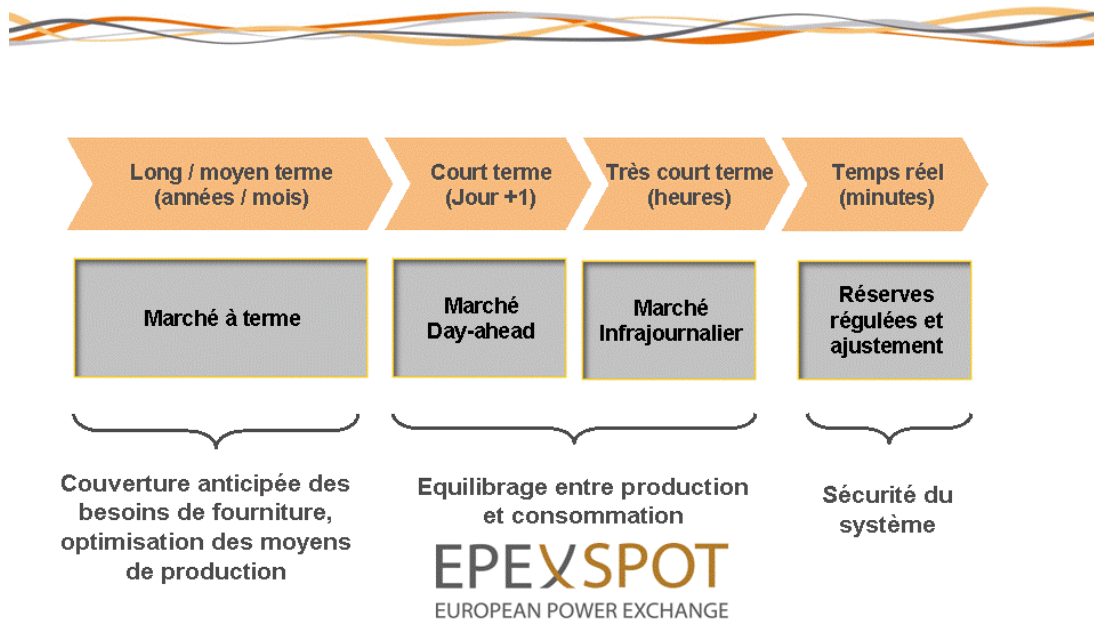
Président du Board d'EEX:
Dr. Jürgen KRONEBERG



Président du Board de Powernext:
Pierre BORNARD, RTE



Question 2a – La place de la bourse dans la coordination temporelle du marché



5

Question 2a – Définition d'une bourse d'électricité



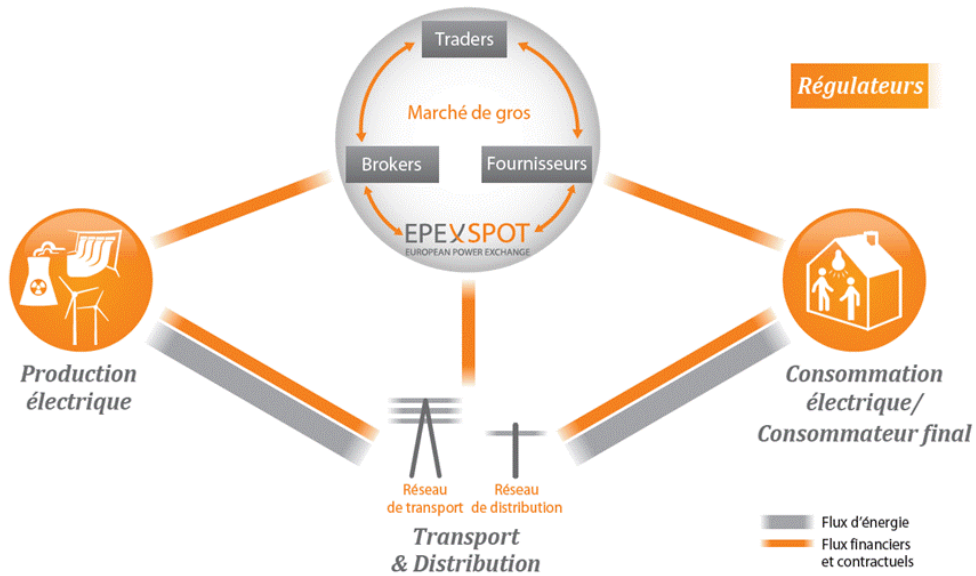
Les bourses de l'électricité concentrent les achats et ventes entre professionnels de l'énergie (producteurs, distributeurs, courtiers, banques, grands industriels) et permettent de faire émerger de manière transparente, instantanée et équitable **un prix de marché neutre**.

Les produits négociés sur EPEX SPOT correspondent à la fourniture d'électricité sur les 24 tranches horaires d'une journée, en Allemagne/Autriche, en France et en Suisse.

EPEX SPOT est une bourse au comptant (« spot »), le délai entre la négociation et la livraison de l'électricité va de 24 heures (**marché day-ahead**) à 45 minutes (**marché infra-journalier**).

6

Question 2a – Les marchés organisés: 3^e pilier dans la chaîne de valeur



7

Question 2a – Les différents marchés gérés par EPEX SPOT

Les marchés couverts par EPEX SPOT représentent une consommation annuelle d'électricité de **1,200 TWh**, soit **40%** du marché d'électricité de l'Union Européenne.



Marchés d'EPEX SPOT

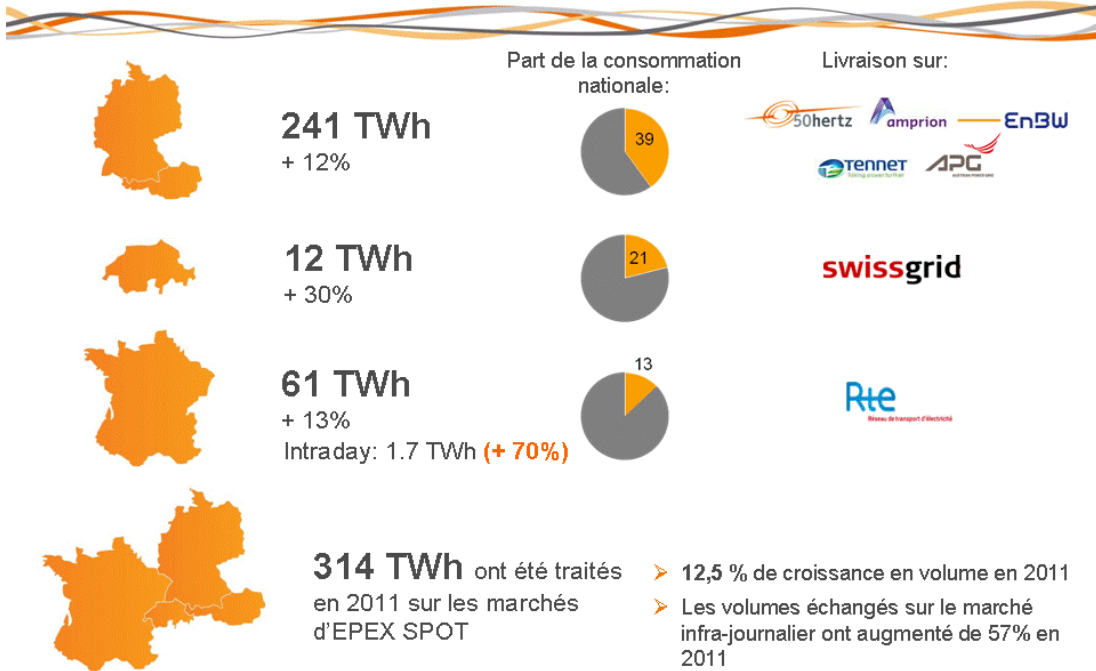
- France
- Allemagne/Autriche
- Suisse

+ Marché Day-Ahead hongrois en tant que prestataire pour la bourse hongroise HUPX

19 interconnexions entre les marchés d'EPEX et les marchés voisins

8

Question 2b – Volume d'électricité échangée par rapport à la consommation

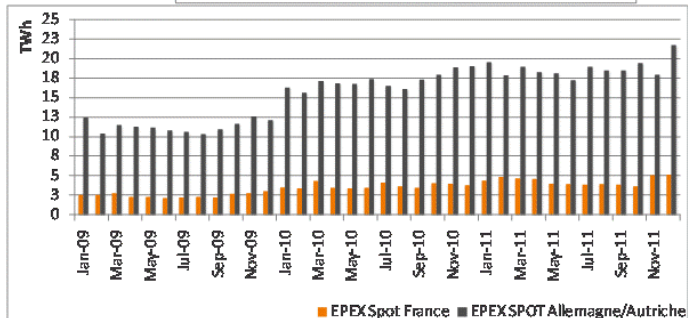
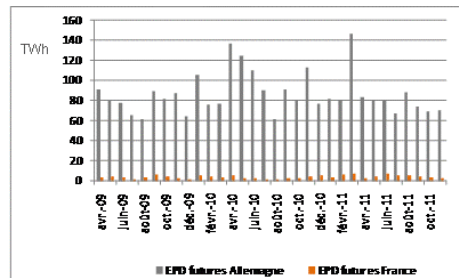


*Source: Prospex Research „European Power Trading 2011“ – EU 27 (plus Norway and Switzerland) Net Power Consumption, 2011

Question 2b – Le marché de gros en France souffre d'un manque relatif de liquidité

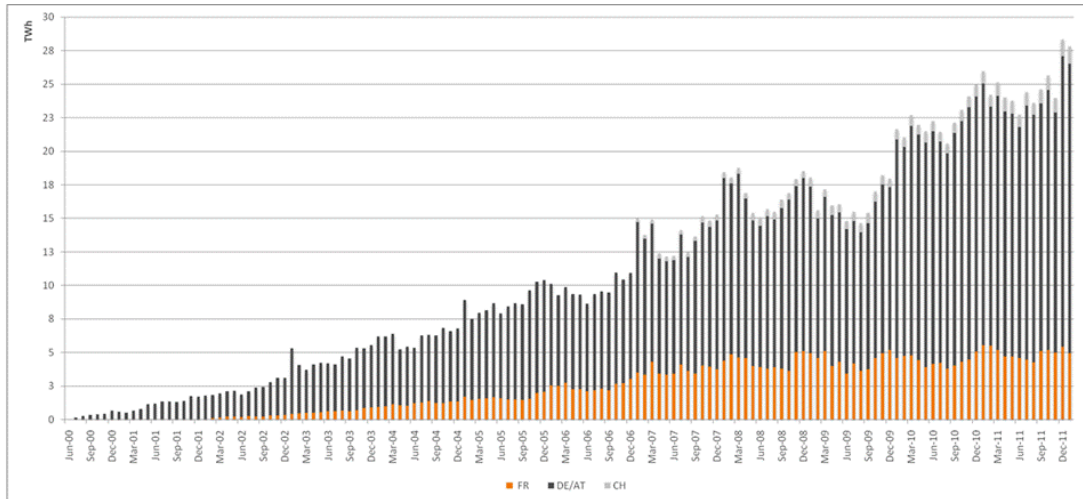
- Le marché français de l'électricité pâtit d'une réglementation en vigueur laissant peu de place aux échanges sur le marché de gros (« verticalisation »):
 - Tarifs réglementés
 - Appels d'offres Fournisseurs
 - ARENH
- Cela se traduit par des volumes faibles sur le marché de gros en France, face à des consommations comparables:*
 - FR: 478 TWh
 - DE: 614 TWh
- ... les volumes sur le marché français sont très inférieurs aux volumes du marché allemand

Un marché français au développement contraint



* Sources: RTE ; BDEW

Question 2b – Volumes day-ahead sur les 3 marchés depuis 2000

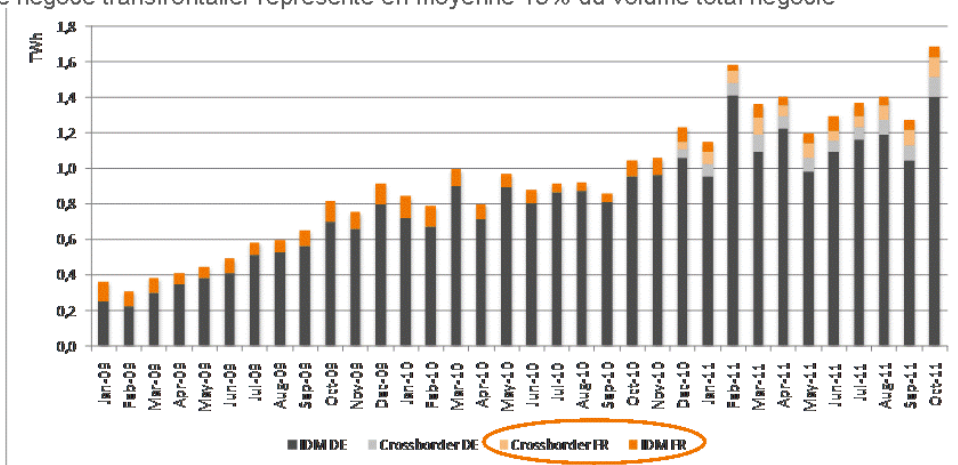


2001: Création de Powernext SA
7/2002: Fusion des Bourses d'énergie Frankfurt-Leipzig
9/2006: Ouverture du marché suisse

9/2008: Création d'EPEX SPOT SE
1/2009: Transfert des activités spot de Powernext dans EPEX SPOT SE
9/2009: Transfert d'EEX Power Spot dans EPEX SPOT SE

Question 2b – Volumes infra-journaliers

- Sur le marché infra-journalier, qui est particulièrement actif, les transactions peuvent être nationales ou transfrontalières.
- Le négoce transfrontalier représente en moyenne 13% du volume total négocié

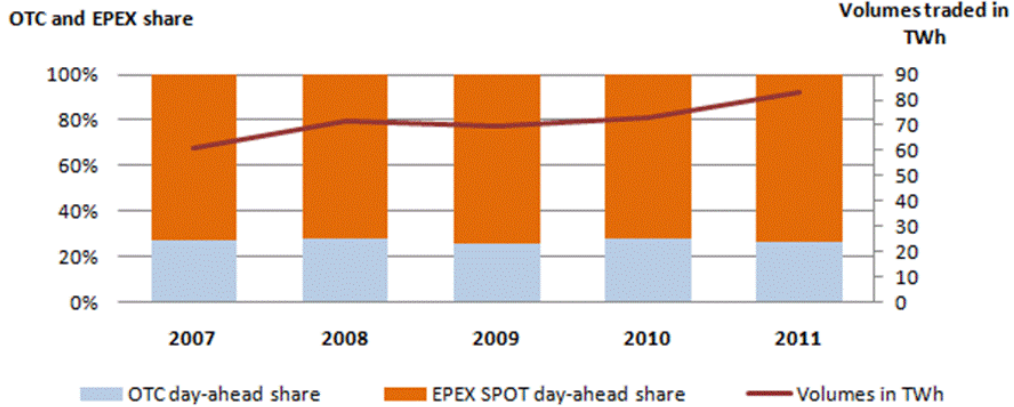


Grâce au Flexible Intraday Trading Scheme (FITS) qui facilite le négoce transfrontalier, la liquidité a doublé en France.

Question 2b – Comparaison des volumes traités en bourse et en OTC en France



OTC/EPEX SPOT FR day-ahead shares



Environ 75% des volumes traités en bourse

➤ **Le prix du marché français est une référence:**

- Pour RTE, pour le règlement des écarts
- Pour le marché dérivé, pour les contrats à terme

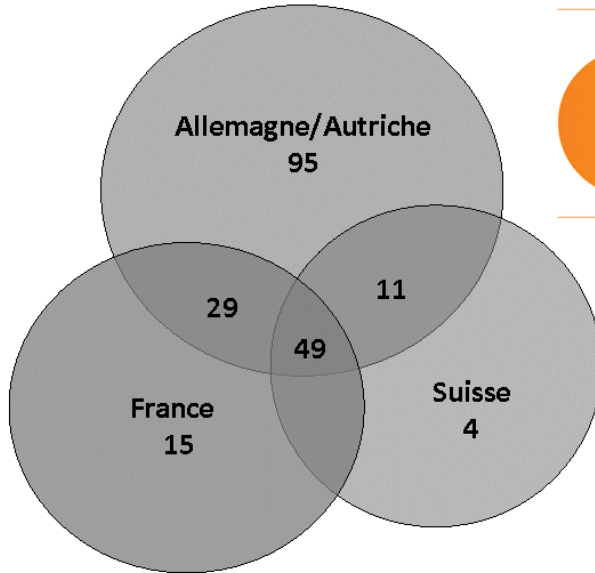
Sources: CRE, EPEX SPOT, courtiers

Question 2c – Quels sont les vendeurs et les acheteurs sur les marchés d'EPEX ?



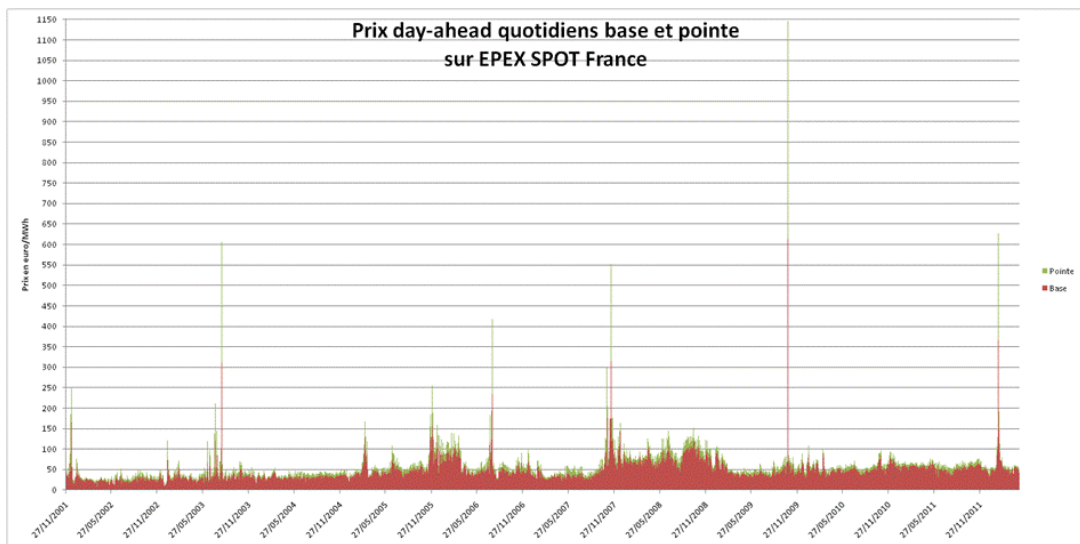
Question 2c – Quels sont les vendeurs et les acheteurs?

Membres d'EPEX SPOT



Au total, on comptait **203 membres** provenant de 19 pays (Day Ahead + Intraday) au 19 avril 2012

Question 3a – Développement du prix spot en France 2001- Q1 2012



Question 3a – Développement du prix spot en France 2001-2011

Année	Prix Base France Powernext / EPEX SPOT (en €/MWh)	Variation annuelle du Prix Base	Volatilité (en €/MWh)	Variation annuelle de la volatilité	Ratio Volatilité/ Prix Base	Brent (en \$) source: BP	Variation annuelle du Brent
Nov-Déc. 2001	38,70	-	15,00	-	39%	-	-
2002	21,19	-45%	4,63	-69%	22%	26,31	-
2003	29,22	38%	8,56	85%	29%	28,50	8%
2004	28,13	-4%	4,43	-48%	16%	37,98	33%
2005	46,67	66%	8,50	92%	18%	57,40	51%
2006	49,29	6%	9,95	17%	20%	66,11	15%
2007	40,87	-17%	9,59	-4%	23%	72,66	10%
2008	69,15	69%	10,85	13%	16%	98,52	36%
2009	43,01	-38%	8,92	-18%	21%	62,67	-36%
2010	47,50	10%	5,95	-33%	13%	80,33	28%
2011	48,89	3%	6,47	9%	13%	110,87	38%

Tableau comparatif:

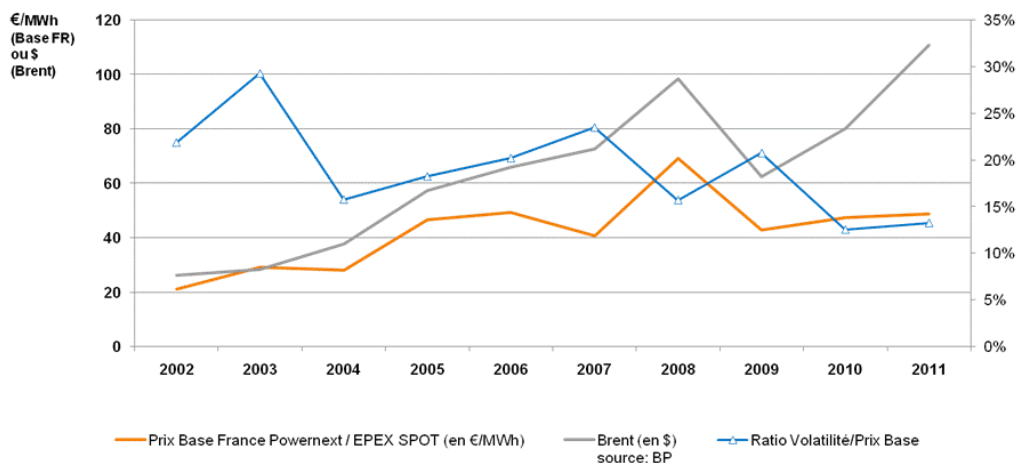
Prix de base €/MWh	2010	2011	Au 30 avril 2012
Allem./Autr.	44,49	51,12	44,72
France	47,50	48,89	53,06
Suisse	51,02	56,18	59,12

Source: EPEX SPOT

17

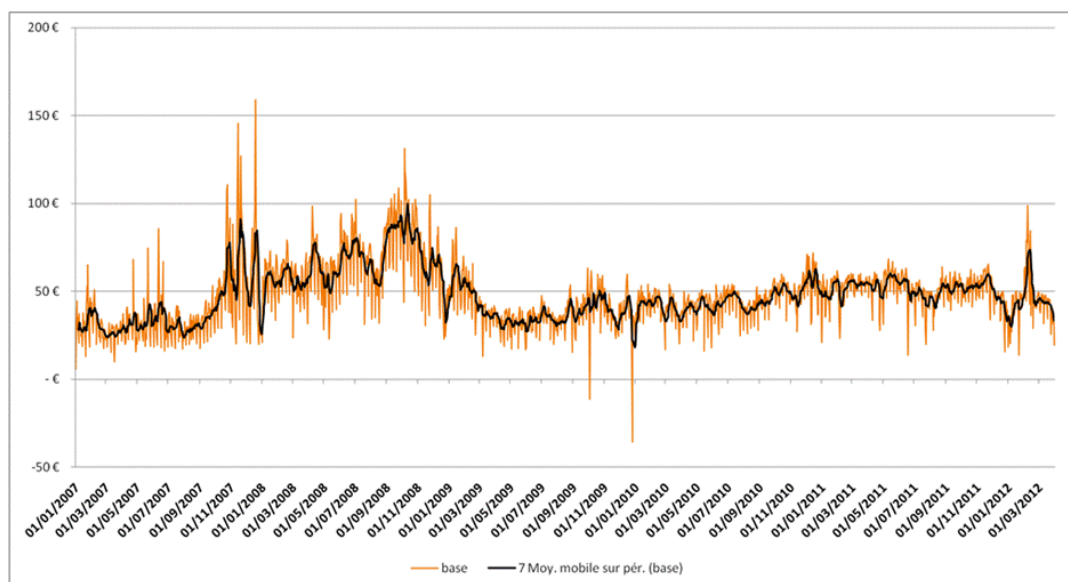
Question 3a – Développement du prix spot en France 2001-2011

Evolution des prix base France spot de l'électricité et de la volatilité relative



18

Question 3a – Développement du prix spot en Allemagne/Autriche „Phelix“ 2007-Q1 2012



19

Question 3a – Pics de prix en France

- Du fait de la prédominance de l'équipement en chauffage électrique, le système français est très sensible aux pics de consommation en période hivernale. Pour couvrir ces pics de consommation, le système doit faire appel à des centrales de pointe relativement plus coûteuses. C'est ce phénomène qui est illustré par les pics de prix constatés sur le marché au cours des 10 dernières années et notamment en février 2012. De façon plus exceptionnelle, des pics de prix ont également pu être constatés au cours de périodes de forte chaleur au cours desquelles l'augmentation de la consommation n'a pu être satisfaite par des moyens de production de base (été 2003).
- Ce phénomène est moins important dans les autres pays européens dont la consommation électrique est moins sensible aux aléas climatiques.

20

Question 3b – Prix négatifs en France et en Allemagne

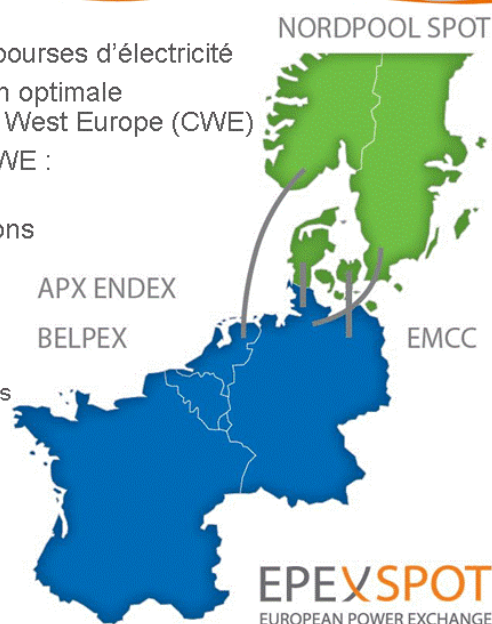
- Le prix négatif représente le coût supporté par un producteur d'électricité thermique en cas d'arrêt de sa centrale pour quelques heures. Le producteur peut donc aller jusqu'à payer (vendre à prix négatif) plutôt que de mettre sa centrale à l'arrêt et « laisser la priorité » à l'énergie produite par les éoliennes.
- Ces phénomènes se produisent de façon sporadique lorsque la production éolienne est très forte et la consommation d'électricité très faible. Ils peuvent être limités grâce à l'augmentation de la profondeur du marché (et donc le couplage de marché) mais également en fournissant aux producteurs d'énergie renouvelable des signaux économiques pertinents en les incitant à produire en période de forte consommation.
- Les prix négatifs surviennent en Allemagne du fait du fort développement des énergies fatales (énergie éolienne notamment) dans ce pays, leur occurrence est moindre en France.
- Nombre de jours avec prix négatifs sur les marchés Day-Ahead et Infra-journalier:

	FR	DE
2010	0	17
2011	5	15
2012 (Q 1)	2	6

21

Question 3b – Convergence des prix suite au Couplage de Marché en CWE

- Plusieurs marchés, gérés par différentes bourses d'électricité
- But du Couplage de Marché est l'utilisation optimale des capacités transfrontalières en Central West Europe (CWE)
- Lancement du Couplage de Marché en CWE : 9 novembre 2010
- Les flux transfrontaliers aux interconnexions sont utilisés de façon optimisée par l'allocation implicite de l'électricité et des capacités sur la bourse
 - L'accès au marché devient plus simple et plus juste, la réalisation des transactions devient plus efficace
 - Moins de prix négatifs ceteris paribus
 - La volatilité des prix baisse
 - Les prix convergent sur tous les marchés tant que la capacité transfrontalière n'est pas épuisée (61% en CWE)



22

Question 4a – Quel niveau de prix en période de pointe pour rentabiliser les moyens de production?

- La tâche d'une bourse est l'organisation de l'offre et de la demande et de rendre public le prix de la transaction ainsi formé. Nous ne pouvons formuler d'opinion sur les niveaux de prix à atteindre pour rentabiliser les stratégies des différents acteurs.
- Le plafond de prix sur EPEX SPOT est de 3000€/MWh sur le Day-Ahead et de 10 000€ / MWh sur le marché infra-journalier. Ces plafonds existent pour des raisons techniques et sont harmonisés avec les plafonds pratiqués sur les autres marchés comparables, et notamment les marchés couplés avec le marché français. Une attention particulière doit être portée au plafond du marché Day-Ahead qui ne peut être trop élevé du fait du mode de négociation en place sur ce marché (enchère à un tour en aveugle). Un plafond plus élevé risquerait de faire porter des risques financiers trop importants aux membres.
- Par ailleurs ces plafonds ont rarement été atteints depuis 2001 (4 heures à 3000€ le 12/10/2009).

23

Question 4b – Regard sur le mécanisme de capacité

- EPEX SPOT a pris part à la consultation organisée par RTE sur la mise en place d'un mécanisme de capacité. Il ne nous appartient pas de juger de la pertinence des arguments des producteurs qui mettent en avant un problème de rentabilité des moyens de pointe. En revanche, deux points nous paraissent importants:
 - Ce mécanisme ne doit pas interférer avec le marché de l'énergie.
 - Des projets similaires sont actuellement discutés dans d'autres pays européens. Il est crucial pour le bon fonctionnement du marché que ces projets fassent l'objet d'une concertation à l'échelle européenne afin d'éviter la mise en place de mécanismes incompatibles qui remettraient en cause l'intégration du marché européen de l'électricité et son bon fonctionnement.
- Comme déjà mentionné aux autorités françaises (DGEC etc.) et aux parties prenantes, si les sociétés soumises à ce mécanisme se déclarent favorables à la mise en place d'un marché organisé de certificats de capacité, EPEX SPOT mettra en place l'architecture technique et financière nécessaire au bon fonctionnement de ce marché.
- Des règles et des objectifs clairs et partagés par tous les acteurs devraient permettre à ces derniers de s'accorder au mieux sur la valeur de ces certificats, ce qui permettrait de limiter une volatilité des prix. Dans tous les cas, le marché organisé est le meilleur outil pour découvrir un prix en toute transparence et en toute neutralité.

24



EPEXSPOT EUROPEAN POWER EXCHANGE

[EPEXME](#) | [LOGIN](#) | [REGISTER](#) | [SEARCH](#)

[MARKET DATA](#) | [PRODUCTS](#) | [E-LEARNING](#) | [BECOME A MEMBER](#) | [MARKET COUPLING](#) | [MARKET SURVEILLANCE](#) | [ABOUT US](#) | [PRESS](#)

EPEX SPOT
A POWER EXCHANGE AT THE HEART OF EUROPE.

POWER FOR TODAY.
POWER FOR TOMORROW.

EPEXDAY AHEAD View detailed information

	Price Base (€/MWh)	Price Peak (€/MWh)	Vol. Day Exc. (MWh)	Vol. Day OTC (MWh)	Vol. Month Exc. (MWh)	Vol. Month OTC (MWh)	Delivery Day
France	52.807 ▼	59.769 ▼	192,711 ▲	-	192,711	-	01/02/2012
Germany/Austria (Pheix)	51.21 ▲	58.14 ▲	625,324 ▼	-	625,324	-	01/02/2012
Switzerland (Helvetic)	71.79 ▲	79.00 ▲	29,244 ▼	-	29,244	-	01/02/2012
ELIX	56.61 ▲	65.34 ▲	-	-	-	-	01/02/2012

EPEXINTRADAY View detailed information

Delivery Day:	Vol. Day Exc. (MWh)	Vol. Day OTC (MWh)	Vol. Month Exc. (MWh)	Vol. Month OTC (MWh)	Index Base (€/MWh)	Index Peak (€/MWh)
30/01/2012						
France	7,120 ▲	0	145,843	116	54.93	66.88
Germany	55,161 ▲	0	1,556,221	1,400	47.57	54.99

PLEASE VISIT US AT E-WORLD 2012
7-9 FEBRUARY IN ESSEN, GERMANY

We look forward to meeting you at the EPEX SPOT booth #3-220 in hall 3!

EPEXNEWS

10/01/2012 **Press Release**
Joint cooperation agreement executed between EPEX SPOT and TenneT

09/01/2012 **Press Release**
EPEX SPOT pushes market integration in 2011 while market volumes continue to grow

04/01/2012 **Press Release**
EDX Power Derivatives/EPEX SPOT: Power Trading Results in December

15/12/2011 **Press Release**
Fifteen-Minute Contracts Successfully Launched on German Intraday Market

05/12/2011 **Press Release**
EPEX SPOT / EDX Power Derivatives: Power Trading Results in November

Informations et
E-Learning sur:

www.epexspot.com

Contact

EPEX SPOT
5 boulevard Montmartre
75002 Paris
Tél. +33 (0)1 73 03 61 32
info@epexspot.com

Présentation de M. Pierre-Franck Chevet, directeur général de l'énergie et du climat, et de M. Pierre-Marie Abadie, directeur de l'énergie au ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement

Commission sénatoriale sur le prix de l'électricité

Audition du 9 mai 2012

1

Plan

- 📄 1- Le marché français de l'électricité
- 📄 2- Eléments sur la construction (actuelle) des tarifs : couverture du coût complet de l'électricité
- 📄 3- Le système électrique français est un atout de compétitivité nationale et la loi NOME l'a conforté
- 📄 4- Evolution des prix de l'électricité sur le marché français (hors TRV) depuis la loi NOME
- 📄 5- Dans les 5 ans à venir, des facteurs structurels de hausse de toutes les composantes des tarifs
- 📄 6- Enseignements du rapport de la Cour des comptes sur les coûts du nucléaire
- 📄 7- Évolution prévisible du soutien au développement des énergies renouvelables et de la cogénération

- 📄 Réponses aux questions complémentaires

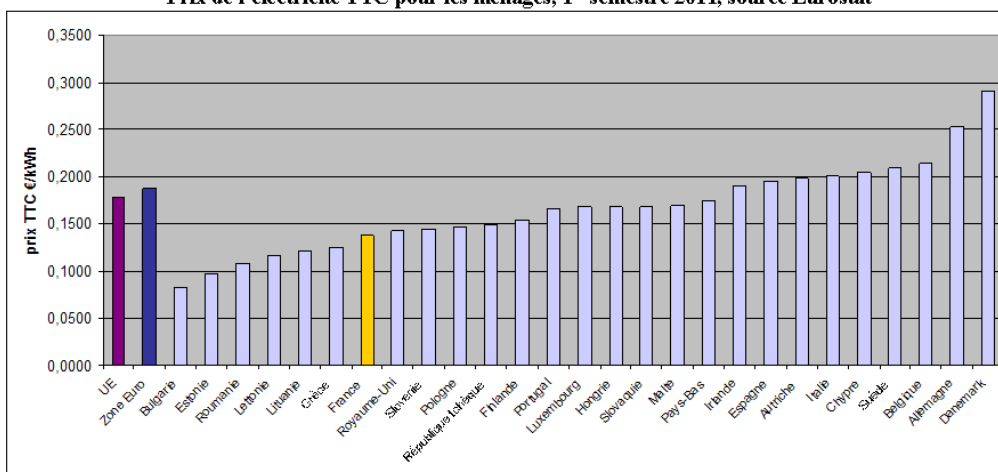
2

1- Le marché français de l'électricité

- **Le marché français de l'électricité est caractérisé par la présence d'un opérateur dominant, à la fois dans la production (87% des capacités installées, 86% de la production nationale) et dans la commercialisation (94% du marché résidentiel en volumes et 80% du marché non résidentiel).**
- **Les prix de l'électricité en France sont sensiblement inférieurs à la moyenne des prix européens**
- **Cette situation résulte pour une large part des coûts de production du parc nucléaire français et du parc hydraulique (près de 90% de la production d'électricité en France) qui sont très inférieurs aux prix de marché européens.**
- **Historiquement, les tarifs réglementés de vente (TRV), calés sur les coûts de production du parc français, ont permis de faire bénéficier les consommateurs en France de ces coûts moins élevés.**
- **Depuis 2007, les TRV ont fait l'objet d'une forte remise en cause de la part de la Commission européenne : (i) en ce qu'ils contribueraient à fermer le marché ; (ii) en ce qu'ils constitueraient une aide d'Etat.**

Comparaison des prix avec les pays européens (ménages)

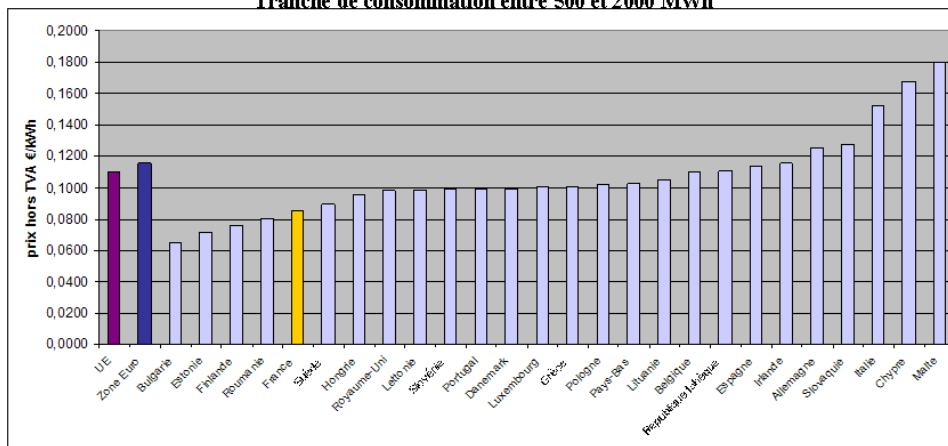
Prix de l'électricité TTC pour les ménages, 1^{er} semestre 2011, source Eurostat



- **Prix moyen France: 138€/MWh**
- **Prix moyen Europe hors France: 189€/MWh (+36%)**
- **Prix moyen Allemagne: 253€/MWh (+83%)**

Comparaison des prix avec les pays européens (consommateurs industriels)

**Prix de l'électricité hors TVA, consommateurs industriels, 1^{er} semestre 2011, Eurostat
Tranche de consommation entre 500 et 2000 MWh**



Prix moyen France:	85€/MWh	
Prix moyen Europe hors France:	114€/MWh	(+34%)
Prix moyen Allemagne	125€/MWh	(+47%)

2- Eléments sur la construction (actuelle) des tarifs : couverture du coût complet de l'électricité

- Article L.337-5 du Code de l'énergie : les TRV sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures.**

- Décret n° 2009-75 du 12 août 2009 : les TRV sont établis de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation que supportent EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable.**

- A chaque mouvement tarifaire, la CRE est consultée sur les projets de TRV, et s'attache notamment à évaluer la couverture des coûts d'EDF par les tarifs.**

- Dans sa délibération en date du 28 juin 2011, la conclusion indique : « La CRE constate que les TRV envisagés couvrent effectivement les coûts comptables d'EDF sur chacun des segments tarifaires (bleu, jaune et vert). La part de ces tarifs liés à la production d'électricité (à l'exclusion de son transport et de sa commercialisation) est ainsi légèrement supérieure aux coûts de production tels qu'ils résultent des données transmises par EDF (entre +1,9 et +4,8% en part du tarif, selon les références choisies). »**

3- Le système électrique français est un atout de compétitivité nationale et la loi NOME l'a conforté

- ▣ **La possibilité pour EDF seule de bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique, dont les coûts de revient sont bien inférieurs au prix de marché de l'électricité, constituait un frein au développement d'offres alternatives sur le marché français.**
- ▣ **L'objectif de la loi NOME est de continuer à faire bénéficier les consommateurs en France de la compétitivité du parc électronucléaire, quel que soit leur fournisseur d'électricité.**
- ▣ **Ainsi, la loi NOME permet aux fournisseurs d'électricité de s'approvisionner auprès d'EDF, à hauteur d'une part significative des besoins de leurs clients en France (en moyenne 78 %), à un prix représentatif des coûts complets de production des centrales nucléaires existantes : c'est l'ARENH.**
- ▣ **A l'horizon 2016, la loi NOME prévoit une construction transparente des TRV pour les petits consommateurs, par addition des coûts, y compris le coût de l'ARENH. Les fournisseurs alternatifs auront alors la possibilité de proposer des offres compétitives sur l'ensemble des segments de marché.**
- ▣ **La France s'est engagée vis-à-vis de Bruxelles à ce que les décisions prises après l'été 2012 sur les TRV permettent de réduire, par rapport à 2012 et ensuite chaque année par rapport à la précédente, le ciseau tarifaire résiduel.**

3- Le système électrique français est un atout de compétitivité nationale et la loi NOME l'a conforté

Ce faisant, la loi NOME devrait permettre de clore les contentieux européens dans de bonnes conditions pour les consommateurs français:

- ▣ **Elle leur permet de continuer à bénéficier durablement du coût de production du parc nucléaire historique, alors que la suppression pure et simple des TRV les aurait exposés au prix de marché européen, sensiblement plus élevé ;**
- ▣ **Elle favorise le développement d'offres innovantes notamment dans les services (efficacité énergétique, domotique), la tarification (pointe)... ;**
- ▣ **Elle est compatible avec l'intégration du marché européen, qui est indispensable, notamment en vue du développement des énergies renouvelables ;**
- ▣ **Elle sanctuarise les TRV pour les petits consommateurs, et donne du temps pour supprimer les tarifs jaunes et verts pour les gros et moyens consommateurs non résidentiels.**
- ▣ **Elle permet enfin d'améliorer la régulation et de donner de la visibilité aux opérateurs, puisque d'ici fin 2013, un décret précisera le mode de calcul du prix de l'ARENH.**

4- Évolution des prix de l'électricité sur le marché français (hors TRV) depuis la loi NOME

Industriels auparavant au TARTAM :

- ▣ Le prix de l'ARENH a été initialement fixé en cohérence avec le TARTAM.
- ▣ Les calculs de la CRE dans sa délibération du 5 mai 2011 montrent qu'au 2ème semestre 2011, les fournisseurs avaient, grâce à l'ARENH, la possibilité de proposer des offres similaires en prix. La concurrence étant bien établie sur ce créneau, il n'y a pas de raison de penser que cette possibilité n'ait pas été utilisée.
- ▣ Au 1er janvier 2012, l'impact de la hausse du prix de l'ARENH, dans l'hypothèse où elle aurait été intégralement répercutée sur les consommateurs finaux, peut être estimé autour de 2 à 3% sur la facture totale.

Clients résidentiels

- ▣ L'observatoire de la CRE, qui recense les principales offres de marché, permet de mesurer l'évolution des prix depuis la mise en place de l'ARENH.
- ▣ En pratique, sur ce segment de marché, les offres du marché libre sont pour la grande majorité définies par référence aux TRV.
- ▣ Pour un client résidentiel habitant Paris (6 kVA, conso annuelle 2400 kWh en base), on observe une augmentation de la facture annuelle de l'ordre de 10€ pour la quasi-totalité des offres sur le marché libre (soit +2,5% environ) entre le 31 mai 2011 (avant la mise en place de l'ARENH) et le 24 février 2012. Cette évolution est cohérente avec l'évolution des TRV sur la même période.

5- Dans les 5 ans à venir, des facteurs structurels de hausse de toutes les composantes des tarifs

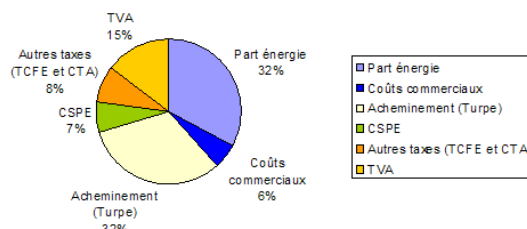
▣ **Après une vingtaine d'années de baisse (jusqu'au milieu des années 2000), les TRV pour les consommateurs résidentiels ont connu au cours des dernières années une hausse proche de l'inflation.**

▣ **Dans les prochaines années, la nécessité d'engager des investissements massifs rendra indispensable une hausse sensible des TRV.**

▣ **L'effort d'investissement concerne tous les maillons du système électrique:**

- les réseaux: intégration des ENR, augmentation des capacités d'échanges aux frontières, amélioration de la qualité de l'électricité;
- le développement des renouvelables : coût du soutien passé de quelques centaines de millions d'euros à la fin des années 2000 à 2,3 Mds€ en 2012;
- la réalisation des investissements de maintenance prévus de longue date, dans le parc nucléaire. Les investissements annuels devraient passer de 1 Md€ par an (décennie 2000) à 4,5 Md€ par an pendant les 5 prochaines années. Mesures post-Fukushima : 1 Md€/an, soit env. 2€/MWh ou 2% de la facture des consommateurs);
- le renouvellement de plusieurs centrales électriques majeures dans les îles, dont le financement est assuré pour partie par la CSPE au titre de la péréquation tarifaire.

Principales composantes des TRV
(consommateurs domestiques, janv 2012)



5- Dans les 5 ans à venir, des facteurs structurels de hausse de toutes les composantes des tarifs

- ▣ **Le niveau de la hausse nécessaire n'est pas connu précisément, il dépendra de nombreux facteurs difficiles à prévoir, mais sera selon toute vraisemblance supérieur à l'inflation.**
- ▣ **Les TRV ont toujours été définis pour couvrir les coûts. La hausse des tarifs ne résulte pas d'une mauvaise estimation de ces coûts, mais d'une hausse importante des besoins d'investissements.**
- ▣ **Cet effort d'investissements n'est en rien spécifique à la France.**
 - Le Royaume-Uni devra remplacer 25% de son parc à l'horizon 2020.
 - L'Allemagne devra financer sa sortie du nucléaire.
 - La France a plutôt l'avantage de ne pas être en nécessité de renouveler son système électrique à court terme, à la différence de UK ou DE.
 - Tous les pays européens doivent adapter leur système électrique pour favoriser l'intégration des renouvelables...
- ➔ **La France devrait donc conserver son avantage compétitif par rapport à ses partenaires européens.**

- ▣ **Les estimations faites jusqu'à présent (y compris celle de la CRE) reposent sur l'hypothèse de prolongation de la durée de vie du parc nucléaire. Si l'on abandonnait cette hypothèse, il faudrait rapidement investir dans de nouvelles centrales, ce qui impliquerait de porter les tarifs au coût marginal de développement de long terme (et non au coût de production, comme aujourd'hui)... ce qui nécessiterait une hausse encore bien supérieure.**

5- Dans les 5 ans à venir, des facteurs structurels de hausse de toutes les composantes des tarifs

Ce constat induit plusieurs exigences :

- ▣ **Donner de la transparence sur le coût des choix de politique énergétique... et leurs contreparties en termes de (i) sécurité énergétique ; (ii) qualité de service; (iii) développement industriel**

- ▣ **Garantir l'efficacité du système électrique**
 - Il semble légitime que l'effort des consommateurs, à travers la hausse des tarifs, s'accompagne d'engagements de l'opérateur historique, notamment en matière de performance industrielle dans la mesure où celle-ci a un impact direct sur les coûts. Ces engagements pourraient se traduire par la signature d'un nouveau contrat de service public entre l'Etat et EDF.
 - Assurer un contrôle rigoureux des différentes composantes de coûts entrant dans les tarifs :
 - le niveau du tarif d'utilisation des réseaux (TURPE) est fixé par la CRE;
 - le montant de la CSPE est arrêté par le gouvernement sur proposition de la CRE.
 - Enfin, un décret à prendre avant fin 2013 fixera la méthode de calcul du prix de l'ARENH. A cet égard, il conviendra d'être vigilant à la méthode de calcul de la rémunération du capital investi. Il ne s'agit ni de rembourser une seconde fois le capital qui a été remboursé par le passé, ni de pré-financer le renouvellement du parc.

5- Dans les 5 ans à venir, des facteurs structurels de hausse de toutes les composantes des tarifs

Accompagner la hausse des prix par un renforcement des mesures en faveur des consommateurs les plus modestes.

- A l'heure actuelle, les consommateurs éligibles à la CMU complémentaire (CMUC) peuvent bénéficier de tarifs spéciaux sur le gaz et l'électricité.
 - Ainsi, pour l'électricité, le tarif de première nécessité (TPN) offre une remise de 40 à 60% sur l'abonnement et les 100 premiers kWh mensuels (soit une réduction moyenne de 90€). Avec l'automatisation, le TPN devrait voir son nombre de bénéficiaires croître rapidement, de 600000 aujourd'hui à potentiellement 1,5 million de foyers.
- Toutefois, le dispositif actuel peut apparaître insuffisant au regard des tendances anticipées
 - Par exemple, le plafond fixé à 100 kWh/mois ne permet pas de couvrir les usages «chauffage» de l'électricité.
 - De même, le chauffage au fioul, au bois ou au butane/propane ne bénéficie d'aucune aide.
 - Ainsi un certain nombre d'acteurs (dont récemment le Médiateur de l'énergie) préconisent la mise en place d'un « chèque énergie », qui couvrirait l'ensemble des sources d'énergie, avec une intensité d'aide accrue par rapport au TPN et au TSS actuels.
- En parallèle, un effort accru de soutien aux investissements de MDE pour les plus modestes, par exemple via un renforcement du programme « habiter mieux » pourrait être proposé.

6- Enseignements du rapport de la Cour des comptes sur les coûts du nucléaire

- ☞ **L'ensemble des coûts ont bien été pris en compte au sein de la régulation économique globale de la filière nucléaire.**
- ☞ **Il reste des incertitudes sur certains coûts (charges futures de démantèlement, gestion des déchets...), mais le coût de production est peu sensible aux hypothèses retenues, le coût total augmentant de 5% si celles-ci étaient amenées à doubler.**
- ☞ **De même, la prise en compte du risque de responsabilité civile en cas d'accident nucléaire ne conduit pas à faire évoluer de façon déterminante l'évaluation des coûts.**
- ☞ **Le choix de la méthode pour évaluer le coût d'utilisation des actifs nucléaires est déterminant pour le calcul du coût complet du nucléaire.**
- ☞ **Le rapport évoque plusieurs méthodes d'estimation, conduisant à des coûts unitaires compris entre 33 et 49€/MWh. Comme le souligne à juste titre la Cour, ces chiffres répondent en réalité à des questions différentes :**
 - ☞ La méthode des coûts courants économiques (CCE) se fonde sur une évaluation du coût de la reconstruction aujourd'hui et à l'identique du parc historique .
 - ☞ La méthode proposée par la commission Champsaur, a contrario, se fonde sur une estimation comptable de la part résiduelle du capital investi dans le parc nucléaire.
 - ☞ Ainsi, alors que le CCE représente le coût moyen annuel théorique d'un parc qui serait reconstruit aujourd'hui à l'identique du parc historique et retient ainsi une «valeur économique» de l'actif pour mesurer le coût du capital investi, la méthode de la commission Champsaur permet d'isoler le « coût restant à payer » du parc historique.

6- Enseignements du rapport de la Cour des comptes sur les coûts du nucléaire

Sur la fixation du prix de l'ARENH

- ▣ **Pour fixer le prix initial de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, le Gouvernement a fait le choix de la méthode Champsaur (sur la recommandation également de la CRE),** en prenant cependant en compte les incidences d'investissements supplémentaires dans le parc nucléaire pour renforcer encore sa sûreté.
- ▣ Rappel du cadre réglementaire (art. L337-14):
 - ▣ le prix de l'ARENH tient compte de l'addition (i) d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ; (ii) des coûts d'exploitation ; (iii) des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ; (iv) des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base.
 - ▣ Les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts sont précisées par décret en Conseil d'Etat. Par dérogation aux articles qui précèdent et pendant une période transitoire s'achevant le 7 décembre 2013, le prix de l'électricité cédée en application du chapitre VI du présent titre est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis motivé de la CRE.
- ▣ **Le calcul de la Cour, tenant compte des premiers éléments disponibles, conforte le choix qu'a fait le Gouvernement de fixer l'ARENH à un niveau légèrement supérieur à celui recommandé par la Commission Champsaur pour tenir compte de l'impact de l'accident de Fukushima.**
- ▣ Rapport Champsaur 2: le prix de l'ARENH moyen sur la période 2011-2025 nécessaire est de 39€₂₀₁₁/MWh. Surcoût de l'ordre de 2-3 €₂₀₁₁/MWh lié aux mesures post-Fukushima.

6- Enseignements du rapport de la Cour des comptes sur les coûts du nucléaire

Sur la durée de fonctionnement des centrales

- ▣ **La Cour constate que « d'ici la fin de l'année 2020, 12 réacteurs représentant 10 900 MW atteindront une durée de vie de 40 ans et 22 réacteurs sur 58 atteindront leur 40^e année de fonctionnement d'ici 2022 ».**
- ▣ **Elle en déduit qu'il faudrait construire 6 ou 7 EPR d'ici 2020 et 11 d'ici 2022, et recommande qu'en soient tirées des orientations de la politique énergétique à moyen terme, publiquement connues et utilisables par tous les acteurs du secteur.**
- ▣ **Il faut rappeler que :**
 - ▣ Le rapport de la PPI électricité (juin 2009) retient de manière explicite l'hypothèse d'un scénario central de prolongation au-delà de 40 ans, et conclut à la nécessité de disposer de marges de manœuvre pour garantir l'approvisionnement sûr tout en préservant la capacité à prendre toute décision relative à la sûreté du parc (→ décision de construire l'EPR de Flamanville et préparation du dossier Penly).
 - ▣ Le calendrier de travail défini par l'ASN permettra de disposer d'éléments techniques sérieux à l'horizon 2015 quant à la faisabilité technique du fonctionnement au-delà de 40 ans de nos réacteurs nucléaires.
 - ▣ Par ailleurs, le 8 février 2012, le Conseil de Politique Nucléaire a pris connaissance d'une synthèse du rapport de la Commission « Energies 2050 » et demandé que la prochaine planification soit élaborée à l'horizon 2030 (au lieu d'un horizon 10 ans pour les précédentes PPI) afin d'illustrer explicitement les conséquences et les choix possibles dans l'hypothèse de prolongation au-delà de 40 ans.

7- Évolution prévisible du soutien au développement des énergies renouvelables et de la cogénération

a- Renouvelables

- ▣ **Plusieurs mécanismes à l'heure actuelle : appels à projets, obligations d'achat, crédits d'impôts...**
- ▣ **Financement : essentiellement CSPE (appels à projets, obligations d'achat) et plus marginalement crédits d'impôts.**
- ▣ **La CRE évalue pour 2012 à 2,2 Mds€ les charges liées au développement des renouvelables à compenser par la CSPE (sur un montant total de charges à compenser par la CSPE de 4,2 Mds€ au titre de 2012).**
- ▣ **Coût fiscal du soutien des EnR électriques:**
 - ▣ le CIDD (crédit d'impôt développement durable) soutient le développement du photovoltaïque et du microéolien;
 - ▣ le coût lié au microéolien est négligeable alors que celui lié au photovoltaïque s'est fortement accru de 2005 à 2010 pour atteindre de l'ordre de 500M€ pour les dépenses engagées en 2010;
 - ▣ toutefois, la baisse du nombre de nouvelles installations (refonte en mars 2011 du soutien au PV par les tarifs d'achat) couplée au passage de 50% à 22% du taux de CIDD accordé aux installations PV en septembre 2010 devraient conduire à une forte baisse du coût fiscal du soutien aux EnR électriques (une centaine de millions d'euros par an à l'avenir).

7- Évolution prévisible du soutien au développement des énergies renouvelables et de la cogénération

a- Renouvelables

- ▣ **Evolution prévisible des charges de CSPE liées aux renouvelables :**
 - ▣ en 2020, la production d'électricité issue des ENR subventionnées devrait représenter plus de 80 TWh, contre 15 TWh aujourd'hui (objectifs PPI, Grenelle, engagements UE);
 - ▣ une forte évolution des charges de CSPE liées aux renouvelables est prévisible, mais le chiffre est très dépendant de l'évolution des prix de marché de l'électricité (forte incertitude à l'horizon 2020).
- ▣ **Le gouvernement est vigilant à l'évolution de ces charges :**
 - ▣ il a ainsi été amené à prendre des décisions difficiles sur le tarif de rachat photovoltaïque;
 - ▣ il s'efforce de donner la priorité aux filières susceptibles de créer de la valeur ajoutée sur le territoire français, comme l'éolien offshore.
- ▣ **Les objectifs de production d'électricité à partir d'ENR ne sont fixés que jusqu'en 2020.**

7- Évolution prévisible du soutien au développement des énergies renouvelables et de la cogénération

b- Cogénération

- ▣ **En matière de cogénération, l'objectif de la politique menée par le gouvernement est de favoriser des moyens de production d'électricité à haut rendement, parmi les plus efficaces énergétiquement pour l'utilisation des énergies fossiles (gaz principalement) et renouvelables (biomasse), qui produisent simultanément de la chaleur et de l'électricité.**

- ▣ **Les charges liées à la cogénération se sont élevées à 823 M€ en 2010 (financement CSPE).**
- ▣ **Sur le moyen terme, les charges de cogénération devraient largement décroître:**
 - ▣ près de 85% (en puissance installée) des contrats d'obligation d'achat sont arrivés ou arriveront à échéance entre 2010 et 2014;
 - ▣ les contrats des installations supérieures à 12 MW ne seront pas renouvelés (un appel à projets transitoire financé par les fournisseurs d'électricité est toutefois prévu dans le décret mettant en oeuvre le marché de capacité);
 - ▣ pour les installations restantes (inférieures à 12 MW), le renouvellement des contrats d'obligation d'achat n'est possible qu'à condition d'investir pour la rénovation de l'installation, ce qui limitera le taux d'installations en bénéficiant.
- ▣ **Ainsi, les charges associées à la cogénération, après avoir atteint 1 Md€ en 2009, devraient sous 4 ans se stabiliser à 350 M€.**

7- Évolution prévisible du soutien au développement des énergies renouvelables et de la cogénération

c- Déficit de compensation des charges de service public

- ▣ **Depuis 2009, les recettes de CSPE ne permettent plus de couvrir les charges de service public supportées par EDF (les autres opérateurs étant intégralement compensés de leurs charges).**
- ▣ **Le déficit temporaire de compensation est reporté sur les exercices suivants.**
- ▣ **L'article 37 de la loi de finances pour 2011 a rendu plus robuste et transparent le mécanisme d'évolution de la CSPE. Désormais, à défaut de dispositions contraires du Gouvernement, le niveau de la CSPE est établi en conformité avec l'estimation de la CRE, dans la limite d'une réévaluation maximale de 3 €/MWh.**
- ▣ **Ainsi, la CSPE a été portée à 7,5 €/MWh au 1er janvier 2011. La loi de finances rectificative pour 2011 a fixé la CSPE 9 €/MWh à compter du 31 juillet 2011 puis à 10,5 €/MWh à compter du 1er juillet 2012**
- ▣ **Grâce à cette réforme, les recettes permettront de couvrir les charges annuelles et de commencer à résorber le déficit passé dès 2013 ; le mécanisme actuel de fixation de la CSPE devrait permettre de résorber totalement ce déficit en 2015.**
- ▣ **Le cadre législatif actuel ne prévoit pas de prise en charge par la CSPE des coûts financiers supportés par EDF du fait de cette dette.**

Plan

- 📄 1- Le marché français de l'électricité
 - 📄 2- Eléments sur la construction (actuelle) des tarifs : couverture du coût complet de l'électricité
 - 📄 3- Le système électrique français est un atout de compétitivité nationale et la loi NOME l'a conforté
 - 📄 4- Evolution des prix de l'électricité sur le marché français (hors TRV) depuis la loi NOME
 - 📄 5- Dans les 5 ans à venir, des facteurs structurels de hausse de toutes les composantes des tarifs
 - 📄 6- Enseignements du rapport de la Cour des comptes sur les coûts du nucléaire
 - 📄 7- Évolution prévisible du soutien au développement des énergies renouvelables et de la cogénération
- 📄 Réponses aux questions complémentaires

Q1.- Comparaison des prix avec les pays européens

Question 1:

Lors de son audition devant la commission d'enquête, M. BESSON a déclaré que les ménages, dans les autres pays d'Europe, payaient leur électricité en moyenne près de 40 % plus cher qu'en France, et même 85 % plus cher en Allemagne. Il a également comparé les factures moyennes annuelles entre la France et l'Allemagne.

Pouvez-vous nous transmettre le détail des chiffres sur lesquels vous vous êtes basés pour faire cette comparaison, en distinguant entre consommateurs particuliers et entreprises, et en différenciant les diverses composantes de la facture (production, acheminement, soutien aux ENR, charges et taxes, etc.).

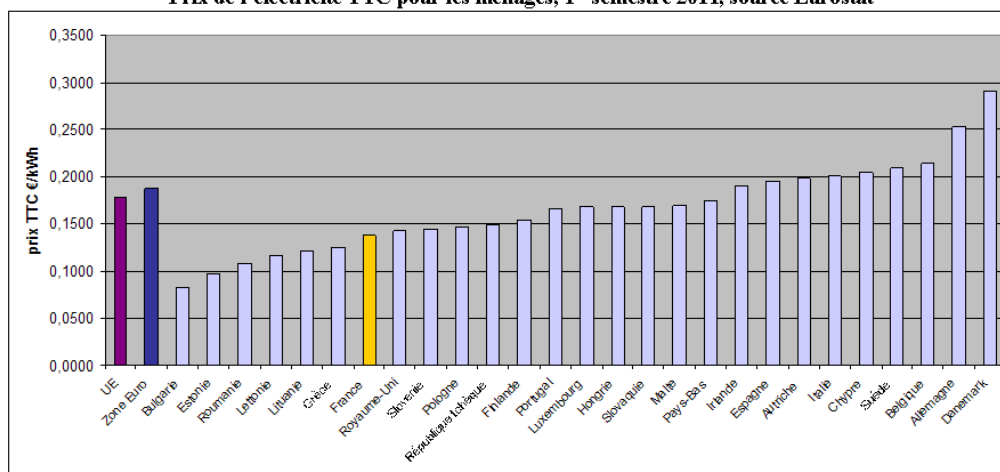
Q1.- Comparaison des prix avec les pays européens

- 📄 Les données les plus récentes publiées par Eurostat sont celles du 1er semestre 2011.
- 📄 Elles montrent que les tarifs français de l'électricité sont nettement plus compétitifs que les prix européens.
 - 📄 en moyenne dans les autres pays européens hors France, les prix pour les ménages sont 36% plus élevés qu'en France, ceux pour les industriels 34% plus élevés ;
 - 📄 en Allemagne, les prix pour les ménages sont 83% plus élevés qu'en France, ceux pour les industriels 47% plus élevés.

	France	Europe hors France	Allemagne
Ménage moyen (5000 kWh/an) – €TTC	690	940	1260
Ménage chauffé à l'électricité (7300 kWh/an) - €TTC	1010	1380	1845
Entreprise industrielle (500 MWh/an) - € hors TVA	42450	56800	62400

Q1.- Comparaison des prix avec les pays européens (ménages)

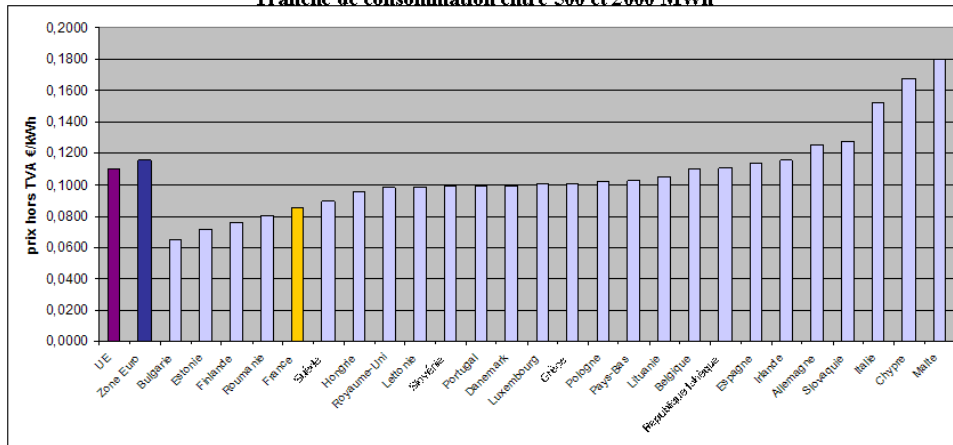
Prix de l'électricité TTC pour les ménages, 1^{er} semestre 2011, source Eurostat



- 📄 Prix moyen France: **138€/MWh**
- 📄 Prix moyen Europe hors France: **189€/MWh (+36%)**
- 📄 Prix moyen Allemagne: **253€/MWh (+83%)**

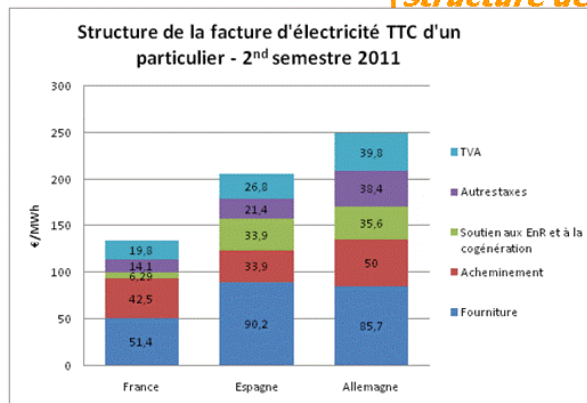
Q1.- Comparaison des prix avec les pays européens (consommateurs industriels)

Prix de l'électricité hors TVA, consommateurs industriels, 1^{er} semestre 2011, Eurostat
Tranche de consommation entre 500 et 2000 MWh



- 📄 **Prix moyen France:** **85€/MWh**
- 📄 **Prix moyen Europe hors France:** **114€/MWh (+34%)**
- 📄 **Prix moyen Allemagne** **125€/MWh (+47%)**

Q1.- Comparaison des prix avec les pays européens (structure de la facture)



Sources : Comisión Nacional de Energía, Eurostat, Mission Economique de Berlin, adaptation DGEC
En France, le soutien aux EnR est financé par la CSPE dont le montant est de 9€/MWh fin 2011-début 2012.

- 📄 **Le prix moyen TTC pour un particulier en Allemagne et en Espagne est respectivement 86% et 54% plus cher qu'en France.**
- 📄 **Ces écarts s'expliquent par :**
 - des coûts plus élevés de fourniture (+67% pour l'Allemagne et +75% pour l'Espagne)
 - un niveau de taxation quasiment 3 fois plus élevé en Allemagne et 2 fois plus élevé en Espagne. La contribution au développement des énergies renouvelables, en particulier, est plus de 5 fois plus importante en Espagne et en Allemagne par rapport à la France.

Q2.- Coûts comparés des différentes filières

Question 2:

Lors de son audition devant la commission d'enquête, M. BESSON nous a communiqué des chiffres sur le coût de production d'un MWh pour les filières éolienne (terrestre) et solaire.

Pouvez-vous nous transmettre le détail des chiffres sur lesquels reposaient les estimations pour ces filières, ainsi que pour l'éolien en mer, les centrales thermiques à combustible fossile et l'hydraulique, en décomposant en particulier :

- o L'investissement initial (achat du matériel/construction, transport du matériel, installation, raccordement au réseau, ...)
- o L'exploitation et la maintenance
- o Le coût prévisionnel de démantèlement

Pour l'éolien et le photovoltaïque, pouvez-vous retracer l'évolution du coût moyen constaté ces dix dernières années ?

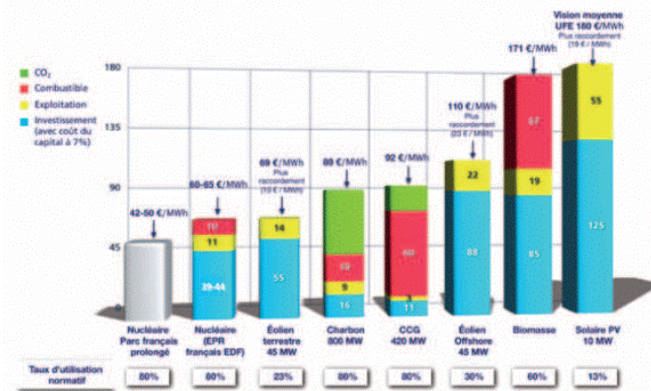
Q2.- Coûts comparés des différentes filières

- 📄 Pour chaque moyen de production, il convient de distinguer entre les coûts du parc actuel, et les coûts de développement de nouvelles centrales.
 - 📄 S'agissant des **coûts du parc actuel**:
 - Les coûts du nucléaire ont été expertisés en profondeur par la Cour des Comptes (cf. infra)
 - La mise en concurrence des premières concessions hydroélectriques permettra d'avoir une meilleure visibilité sur les coûts relatifs à ces concessions.
 - 📄 S'agissant des **coûts de développement**, M. Besson s'est appuyé sur les chiffres récemment publiés par l'UFE dans ses scénarios électriques 2030
 - EPR: 60-65€/MWh
 - Éolien terrestre: 69€/MWh (+coût de raccordement)
 - Charbon: 89€/MWh
 - CCG (gaz): 92€/MWh
 - Eolien offshore: 115€/MWh
- ce chiffre peut être interrogé au regard du résultat du premier appel d'offre.
- Biomasse: 171€/MWh
 - Solaire photovoltaïque: 120 à 240€/MWh

Hypothèses UFE pour 2030 : coût moyen pondéré du capital nominal après impôt : 7%, CO2 à 50€/t, uranium à 70\$/livre, gaz à 34€/MWh, pétrole à 150\$/b, charbon à 100\$/t (en €2010).

Q2.- Coûts comparés des différentes filières

Coût de développement des différentes filières
(UFE- Rapport 2011 « Electricité 2030 »)



☞ Ces chiffres doivent être interprétés avec prudence.

- Ils représentent des coûts de développement
- Les tarifs d'achat sont les prix auxquels les acheteurs obligés sont tenus d'acheter l'électricité produite par les installations ayant droit à cette obligation d'achat. En plus de couvrir les coûts de développement, les tarifs d'achat sont donc fixés de façon à permettre une rentabilité normale des capitaux investis après avis de la CRE.
- Ils n'intègrent pas, s'agissant du solaire et de l'éolien, le coût de l'intermittence.

Q2.- Coûts comparés des différentes filières

☞ Les tarifs d'achat

- **L'éolien terrestre** est une filière mature et son coût de production restant relativement stable, le tarif d'achat correspondant reste également stable et de l'ordre de 80€/MWh. L'enjeu du développement de cette énergie en France est principalement l'acceptabilité locale.
- Pour le **photovoltaïque**, la maturité de la filière est très différente et le contexte mondial actuel est en pleine évolution. La massification de la production des modules photovoltaïques en Asie du Sud-Est et la forte baisse des subventions en Europe ont conduit à une forte surproduction de modules et donc à une rapide baisse de leur prix. Pour s'adapter à cette volatilité, les tarifs d'achat actuellement en vigueur en France pour les petits installations s'ajustent automatiquement chaque trimestre en fonction du volume de demandes de raccordement réalisées déposé au cours du trimestre précédent. Ces tarifs d'achat s'échelonnaient au 1er trimestre 2012 entre 213,7€/MWh pour les installations intégrées simplifiées au bâti entre 36 et 100kW et 388,8€/MWh pour les installations de moins de 9 kW intégrées au bâti sur bâtiment résidentiel.
- Les tarifs d'achat pour la **petite hydroélectricité** se situent entre 50 et 60 €/MWh en moyenne sur une année (en fonction du profil de production de la microcentrale). Les tarifs d'achat sont donc très proches des prix de marché. Ils ont notamment vocation à donner de la visibilité aux petits producteurs sur leurs revenus futurs, et leur permettre ainsi d'engager des investissements lourds au niveau des infrastructures.
- Les installations de **cogénération** inférieures à 12 MW bénéficient quant à elles de tarifs d'achat de 61 à 91,5 €/MWh environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance.

Q2.- Coûts comparés des différentes filières

S'agissant de la décomposition entre investissement initial, exploitation/maintenance, et démantèlement:

- ☞ On dispose d'informations précises pour le nucléaire grâce au rapport de la Cour des comptes.**

- ☞ Concernant les autres filières, on ne dispose pas d'information sur les coûts de démantèlement. La part de l'investissement initial dans le coût final de production est très hétérogène:**
 - En particulier, l'étude DGEC 2008 sur les coûts de référence mettait en évidence pour l'éolien que l'investissement initial représente de l'ordre de 69% du coût final de production d'électricité au MWh produit et que l'exploitation et les taxes représentent de l'ordre de 19% et 12% respectivement.
 - Les chiffres sont similaires pour l'hydroélectricité (modèle d'une centrale hydraulique de 1MW en basse chute), avec une part prépondérante de l'investissement autour de 68%, l'exploitation et les taxes représentant respectivement 19% et 13%.
 - En revanche, pour un CCG (gaz), la part de l'investissement initial dans le coût de production est inférieure à 15%, alors que la part du combustible est de l'ordre des 2/3 (données UFE).

Q3.- Données chiffrées sur la précarité énergétique

Question 3:

Pouvez-vous nous transmettre des chiffres sur la précarité énergétique (nombre de personnes/ de foyers concernés, évolution), sur les tarifs sociaux (mécanisme, montants concernés) et éventuellement sur les autres dispositifs d'aide (fonds d'aide à la rénovation thermique, etc.) ?

Disposez-vous d'éléments chiffrés sur la corrélation entre revenu et consommation électrique ?

Pouvez-vous nous transmettre, comme M. BESSON s'y était engagé lors de son audition, des données chiffrées sur le mode de chauffage des précaires énergétiques ?

Q3.- Données chiffrées sur la précarité énergétique

La précarité énergétique reste un phénomène encore mal évalué

→ Création en mars 2011 d'un observatoire national de la précarité énergétique

Objectif : mieux mesurer le phénomène de précarité énergétique et assurer le suivi des aides financières publiques et privées apportées aux ménages précaires

-Etude d'observation et de suivi des données relatives à la précarité énergétique démarrée début 2012

Dans l'attente des résultats de l'étude de l'observatoire, l'étude de référence est actuellement la dernière Enquête Nationale Logement de l'Insee, qui porte sur les données de 2006

-3,8 millions de foyers consacrent plus de 10 % de leurs revenus aux dépenses énergétiques

- ... ce qui ne signifie pas qu'ils rencontrent des difficultés à payer leurs factures énergétiques.

Le tarif social de l'électricité : le Tarif de Première Nécessité (TPN)

-Réduction moyenne de 90€/an pour ses bénéficiaires

-650 000 bénéficiaires en 2010

-Automatisation de la procédure d'attribution des tarifs sociaux (décret du n° 2012-309 du 6 mars 2012) : devrait permettre de porter le nombre de bénéficiaires à 1,5 million

-Pertes de recettes compensées par la CSPE : 82 M€ en 2012. Le coût atteindra 130-135 M€ pour 1,5 million de bénéficiaires.

33

Q3.- Données chiffrées sur la précarité énergétique

Autres aides

→ Fonds de solidarité Logement (FSL), géré par les départements :

- nombre de ménages ayant bénéficié d'une aide financière en matière d'énergie estimé à 306 000 en 2009

- aides au paiement des factures d'énergie ont représenté plus de 80M€ en 2009

→ Programme « Habiter mieux » :

-Objectif : soutenir la rénovation thermique de 300 000 logements sur la période 2010-2017 avec pour cible les ménages modestes

-Fonds doté de 1,35 Md€

Pas de corrélation nette entre revenu et consommation électrique

-Influence déterminante du mode de chauffage

-Les ménages modestes sont nombreux à vivre dans des logements mal isolés

-Comparaison de la consommation annuelle des clients au TPN et de l'ensemble des consommateurs (cf. ci-contre) en fonction de la puissance souscrite.

Puissance /option	consommateurs au TPN (kWh)	ensemble des consommateurs (kWh)
3kVA option base	1 703	1 308
6kVA option base	2 687	2 742
9kVA option base	3 934	3 879
6kVA option HP/HC	5 255	5 154
9kVA option HP/HC	8 459	8 775

34

Q3.- Données chiffrées sur la précarité énergétique

Mode de chauffage des précaires

-Données calculées à partir de « Analyse de la précarité énergétique à partir des résultats de l'Enquête Logement 2006 de l'Insee » - 30 octobre 2009 – Anah

	Ménages ayant un taux d'effort énergétique > 10%	Ensemble des ménages
Sans chauffage ou appareil indépendant	7,8 %	6 %
Chauffage central collectif	5 %	20 %
Chauffage électrique individuel	22,6 %	27,3 %
Chauffage central individuel fioul	32,9 %	13,7 %
Chauffage central individuel gaz	29,6 %	30,6 %
Autres modes de chauffage	2,1 %	2,4 %

Données à analyser avec beaucoup de prudence:

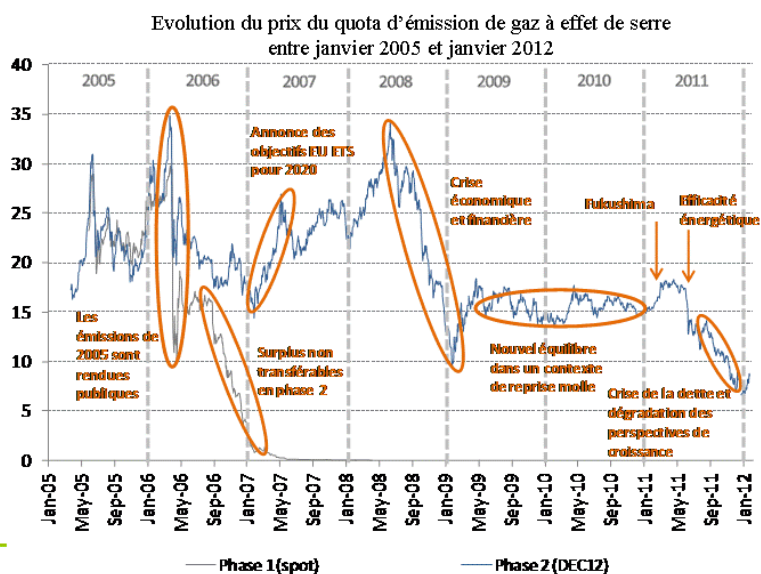
-Sous-représentation du chauffage central collectif sans doute à une mauvaise prise en compte des dépenses énergétiques de chauffage dans ce cas (incluses dans les charges/ le loyer)

-Sur-représentation du chauffage au fioul liée au niveau des prix du pétrole.

Q4.- Evolution du prix du CO2

Question 4

Pouvez-vous nous transmettre des éléments chiffrés sur l'évolution du prix du CO2 depuis 2005, sous forme de tableau facilement exploitable (fichier Excel par exemple), avec une granularité suffisante (par mois, voire par jour) ?



Q5.- TURPE4

Question 5

Au sujet du TURPE 4, pouvez-vous nous transmettre la lettre que vous avez envoyée à la CRE sur ce sujet ?

37

Q6.- Enquête UE sur les tarifs réglementés

Question 6

Pouvez-vous faire parvenir, comme M. BESSON s'y était engagé lors de son audition, les documents adressés par le Gouvernement à la Commission européenne au cours de son enquête sur les tarifs régulés ?

38

Q7.- Perspectives d'évolution des prix en 2016 pour les consommateurs auparavant aux tarifs jaune et vert

Question 7:

A compter de 2016, pour les clients sortant du système de tarifs réglementés, le prix de l'électricité pratiqué en France devrait-il conserver une originalité en Europe :

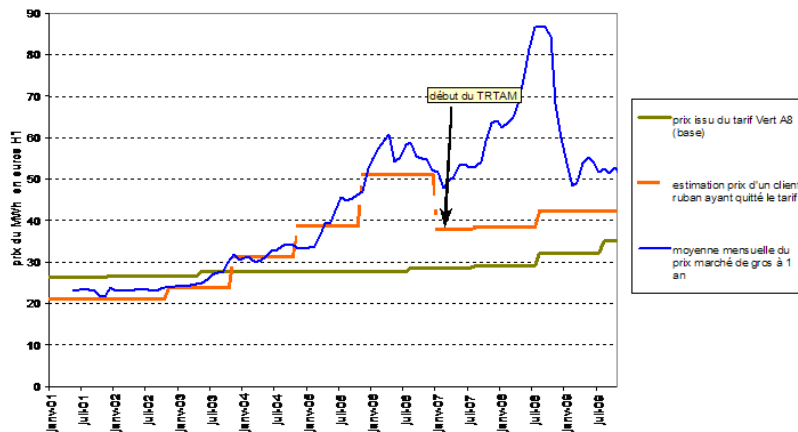
- o du fait de l'ARENH ?
- o du fait de sa faible composante carbonée ?

Si oui, préciser par quel mécanisme, le fonctionnement du marché ayant précédé la création du TaRTAM ne paraissant pas plaider en ce sens.

Q7.- Perspectives d'évolution des prix en 2016 pour les consommateurs auparavant aux tarifs jaune et vert

Rappel sur le TARTAM

Evolution comparée des prix de fourniture et marché de gros, hors transport, en euros courants



Avant 2004, les prix de marché de l'électricité permettaient aux fournisseurs de faire des offres attractives par rapport aux tarifs réglementés.

→ On était dans un contexte de surcapacité et avant la montée des prix des hydrocarbures.

Le TaRTAM a été instauré suite à la hausse des prix de marché de l'électricité. Il s'agit d'un dispositif de « régulation aval ».

Q7.- Perspectives d'évolution des prix en 2016 pour les consommateurs auparavant aux tarifs jaune et vert

☞ L'ARENH est un dispositif de régulation « amont »: le prix et les volumes de cession par EDF aux fournisseurs alternatifs sont régulés.

- Volume ARENH : dans le cadre de la NOME, la part du nucléaire dans la consommation française est estimée à 78%. Pour un client qui consomme de manière constante tout au long de l'année, la part d'ARENH dans son approvisionnement peut être supérieure.
- Prix de l'ARENH : représente le coût de production du parc nucléaire historique. Il répercute en particulier le fait que cette énergie est décarbonée, et n'est donc pas soumise aux quotas d'émissions
- Contrairement à la situation pré-TARTAM, l'ARENH permet donc aux fournisseurs alternatifs de s'affranchir des prix de marché pour une part importante de leur approvisionnement, qui reflète désormais les coûts du nucléaire historique.

☞ La détermination du prix aval repose sur la concurrence: les fournisseurs répercutent les conditions d'approvisionnement ARENH à leurs clients.

Un fournisseur qui ne jouerait pas le jeu de la concurrence et tenterait de conserver une marge importante en plus du prix de l'ARENH perdrait son client et les droits ARENH associés.

☞ Les consommateurs bénéficient ainsi d'offres commerciales fondées sur des coûts d'approvisionnement en énergie correspondant :

- à l'ARENH pour la « base »
- au complément d'approvisionnement (marché ou moyens détenus en propre) pour la « pointe ».

Q7.- Perspectives d'évolution des prix en 2016 pour les consommateurs auparavant aux tarifs jaune et vert

☞ Comme l'ensemble des consommateurs, les clients aux tarifs jaune et vert vont voir les prix de leur électricité augmenter dans les prochaines années.

☞ Cette hausse des prix est la conséquence des importants investissements à réaliser à la fois sur le réseau et sur le parc de production (maintenance, développement des renouvelables, péréquation tarifaire) et non la conséquence de la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts.

☞ L'ensemble des pays européens sont confrontés à ce fort besoin d'investissements. La France conservera donc l'avantage compétitif d'une énergie bon marché par rapport à ses voisins.

☞ La NOME permet aux fournisseurs alternatifs de faire des offres aux consommateurs en reflétant les coûts du parc de production français dont le nucléaire est une composante essentielle. Ces coûts sont relativement bas et stables et, du fait de la faible composante carbone, dépendent peu du prix du CO2.

☞ La convergence progressive des TRV vers le prix « cohérent ARENH », prévue par la loi, devrait permettre une transition fluide avec les offres de marché lors de la suppression des TRV jaune et vert fin 2015.

**Présentation de M. Gilles-Pierre Lévy, président de la 2^e chambre, et de
Mme Michèle Pappalardo, conseillère maître à la Cour des Comptes :
La contribution au service public de l'électricité (CSPE)**



The slide has a purple header with a decorative grid pattern on the left and the Cour des Comptes logo on the right. The title 'E : Pistes de réflexions' is in a large, pink, sans-serif font. Below the title are two main bullet points, each starting with a pink arrowhead. The first bullet point is 'Pour limiter l'impact de la progression de la CSPE sur les consommateurs d'électricité :', followed by three sub-bullets with pink checkmarks: 'report sur les consommateurs d'énergie par des mesures fiscales nouvelles', 'affectation de recettes nouvelles ayant pour origine la production d'électricité (par exemple : produit de la future vente aux enchères des quotas d'émissions)', and 'révision des règles d'exonération actuelles'. Below these is a bolded sentence: 'Ces mesures ont des inconvénients et doivent être appréciées dans un cadre global budgétaire, économique et financier.' The second main bullet point is 'Pour limiter les inconvénients du système d'obligation d'achat :', followed by two sub-bullets with pink checkmarks: 'en incitant à optimiser la production' and 'en augmentant la liquidité et la transparence du marché'. At the bottom, the date 'juin 2012' is on the left and the number '14' is on the right.

Objet du rapport

❑ Réponse à la demande de la commission d'enquête du 6 avril 2012

❑ Actualisation de l'insertion au rapport public de 2011 en 2 mois

❑ Trois parties:

- ✓ Les nouveautés depuis 2010
- ✓ Les résultats de 2010
- ✓ Les prévisions 2020

juin 2012

2

Qu'est-ce que la CSPE ?

Supplément de prix

- ✓ payé par le consommateur d'électricité
- ✓ pour compenser 3 types de charges
- ✓ imposées aux producteurs d'électricité :

➤ les surcoûts dus à l'**obligation d'achat** de l'électricité issue de la cogénération et des énergies renouvelables, sur l'ensemble du territoire ;

➤ les surcoûts de production dus à la **péréquation tarifaire** dans les « zones non interconnectées » (ZNI), c'est-à-dire essentiellement les DOM-TOM et la Corse ;

➤ les coûts des **dispositifs sociaux** en faveur des personnes en situation de précarité.

juin 2012

3

Les recommandations du rapport public

- ❑ maîtriser les charges, notamment de l'électricité photovoltaïque
- ❑ s'interroger sur le soutien aux filières non prioritaires, comme la cogénération
- ❑ clarifier le statut de la CSPE
- ❑ réexaminer le financement de la CSPE par le consommateur d'électricité

juin 2012

4

A : EVOLUTIONS DEPUIS 2010 / Recettes

1. Les recettes: évolution des méthodes de fixation de la contribution unitaire

- Arrêté du ministre ou proposition de la CRE (plafond +3€/MWh/an)
- Fixation par le Parlement de l'augmentation 2012 (07/11 et 07/12)
- Objectif: réduire puis faire disparaître le déficit

Année	Contribution unitaire proposée par la CRE (€/MWh)	Contribution unitaire appliquée au 1 ^{er} janvier (€/MWh)
2002 *	3	3
2003	3,3	3,3
2004	4,5	4,5
2005	4,5	4,5
2006	4,5	4,5 ¹
2007**	3,4	4,5 ¹
2008**	4,26	4,5 ¹
2009	5,8	4,5 ¹
2010	6,5	4,5 ¹
2011	12,9	7,5 puis 9 à partir du 31 juillet ²
2012	13,7	9 puis 10,5 à partir du 1 ^{er} juillet ³

juin 2012

5

A: EVOLUTIONS DEPUIS 2010 / Dépenses

2. Les dépenses: évolution des tarifs et des règles de calcul des charges couvertes

a) Modification des conditions d'achat du PV

- ✓ Moratoire décembre 2010
- ✓ <100 kW : tarif revu en baisse si dépassement de l'objectif trimestriel
- ✓ > 100 kW: appels d'offres: plus de « guichet ouvert »

b) Autres modifications concernant les EnR

- ✓ Augmentation du tarif de l'électricité produite par le biogaz et la méthanisation
- ✓ Appels d'offres pour l'éolien en mer:
 - objectif : 6 000 MW en 2020;
 - retenus : 1 928 MW en 2012 à 20 c€/kWh (tarif 2012)

juin 2012

6

A : EVOLUTIONS DEPUIS 2010 / Dépenses

c) cogénération : pas de changement

- ✓ > 12 MW: pas de renouvellement des contrats ni nouveaux contrats
- ✓ < 12 MW: renouvellement des contrats si investissements notables
- ✓ Réduction attendue : division par 3 de la puissance installée bénéficiant des tarifs d'achat entre 2010 et 2014

d) modification de la méthode de calcul du coût évité des obligations d'achat

- ✓ Coût évité calculé par rapport au prix du marché, très volatile
- ✓ Avant :
 - Estimations faites en année N sur la base du prix du marché à terme N+1
 - Résultats calculés en N+2 sur la base du prix réel du marché spot
- ✓ Après : pour la production quasi-certaine, estimations et résultats calculés sur la base du même prix du marché à terme de N+1 estimé l'année N
- ✓ Conséquence: réduction de la part de volatilité attachée à l'évolution des prix du marché, à partir de 2012.

juin 2012

7

A : EVOLUTIONS DEPUIS 2010 / Dépenses

e) ZNI: peu de changement

- ✓ nouvelle régulation sur le **PV** : baisse de la croissance des charges générées par les nouvelles installations
- ✓ production d'électricité utilisant **la bagasse** : impact notable sur les charges en ZNI de l'arrêté du 20 novembre 2009, dès les résultats 2010

f) Tarifs sociaux : automaticité

- ✓ Décret 6 mars 2012 :
 - Principe : automaticité du versement du tarif de première nécessité
 - Reste complexe
- ✓ Arrêté 23 décembre 2010 : évolution à la hausse des niveaux de prestations couvertes
- ✓ Résultat : augmentation sensible à partir de 2012 tout en restant à un niveau relativement limité

juin 2012

8

A : EVOLUTIONS DEPUIS 2010 / Synthèse

3. Le point sur les recommandations

- **Maîtrise de certains facteurs de croissance des charges, notamment pour le PV**
- **aucune évolution des textes concernant la cogénération**
- **aucune modification pour clarifier le statut fiscal de la CSPE, malgré la décision exceptionnelle de 2012**
- **Pas de réexamen du financement par le consommateur d'électricité**

mais

- **des calculs plus cohérents et allégeant le poids de la volatilité des prix de marché**
- **une augmentation de certaines charges, de manière limitée, notamment en matière de tarifs sociaux.**

juin 2012

9

B : Résultats 2010

Résultats : globalement proches de ceux de 2009

- ✓ Charges à couvrir : 2 662 M€ en 2009 ; **2 654 M€ en 2010**
- ✓ Prix d'achat de l'électricité : 46,5 €/MWh en 2009 ; 47,9 €/MWh en 2010

Quelques évolutions qui vont se prolonger dans les années qui viennent :

- ✓ augmentation du coût lié à l'électricité **photovoltaïque**, particulièrement en métropole (54 M€ en 2009 ; 209 M€ en 2010)
- ✓ augmentation plus lente des coûts liés à la **biomasse** (de 20,9 M€ à 29,5 M€) et au **biogaz** (de 25,1 M€ à 30 M€)
- ✓ augmentation du coût des contrats d'achat en ZNI : **bagasse/charbon** (116 M€ en 2009 ; 168 M€ en 2010) ; électricité photovoltaïque (12 M€ en 2009 ; 41 M€ en 2010)

Essentiel des écarts entre prévisions et réalisations : évolution du **prix de marché** plus faible que prévue (54,5 €/MWh) ; à partir de 2012, **l'impact de ce facteur d'écart** entre charges prévisionnelles et constatées sera réduit grâce à la nouvelle méthode de calcul.

juin 2012

10

C : Estimations 2020

Ecart de 2,1 Md€ entre les scénarios DGEC, CRE et EDF, en 2020 :

EDF : 8,8 Md€ ; DGEC : 9,9 Md€ ; CRE : 10,9 Md€

Complexité des prévisions de l'évolution des charges couvertes par la CSPE:

- ✓ nombre et diversité des hypothèses à retenir (CRE et DGEC: respect de la PPI)
- ✓ en particulier : forte sensibilité à l'évolution des prix de marché de l'électricité : pas de référence de marché à long terme (prix référence EDF > prix DGEC et CRE).

Résultats possibles en 2020 toutes choses égales par ailleurs :

- multiplication des charges par **3,5** entre 2010 (réalisations) et 2020
- multiplication par un peu **plus de 2** entre 2012 (prévisions) et 2020
- **doublément de la contribution unitaire** :
2012 : 10,5 €/MWh ; 2020 : au moins 22 €/MWh
- disparition du **déficit** actuel supporté par EDF en **2017**

juin 2012

11

C : Estimations 2020

Principales évolutions des charges entre 2010 et 2020 :

➤ en métropole :

- **cogénération** : dépenses divisées par au moins **2**
2010 : 823 M€ ; 2020 : 326 M€ (CRE)
- **EnR** : dépenses multipliées par **10** si les objectifs fixés sont respectés :
2010 : 707 M€ ; 2020 : 7 518 M€ (CRE) dont :
 - éolien en mer (2 572 M€),
 - PV (2 080 M€)
 - biomasse (1 667 M€)

➤ en ZNI :

- multiplication par **2,8** : 1 018 M€ en 2010 ; 2 824 M€ en 2020 (CRE), notamment pour la **bagasse-charbon** et la **production thermique**

➤ dispositions sociales:

- **triplement** des charges avec règles actuelles :
2010 : 62 M€ ; 2020 : 189 M€
- probablement vocation à augmenter plus fortement

juin 2012

12

D : La situation d'EDF

➤ Évolution du déficit de CSPE :

- **Déficit depuis 2007**
- **Montant prévisionnel du déficit (chiffres EDF comptables)**
2009 : 1,8 Md€ ; 2010 : 2,8 Md€ ; 2011 : 3,8 Md€ ; 2012 : 4,6 Md€
- **Évolution prévisionnelle (toute chose égale par ailleurs):**
 - stabilité entre 2012 et 2014
 - Résorption progressive 2015-2016
 - Déficit nul à partir de 2017

➤ Demandes d'EDF :

- Disparition du déficit
- Remboursement du déficit cumulé
- Prise en charge **coût du portage du déficit** cumulé: 957M€ fin 2011 (calculé avec taux d'intérêt de 9,3%)
- Prise en charge du coût de **gestion des contrats d'achat**: estimé à 20M€ en 2011 et à 40M€ en 2020

juin 2012

13

**Présentation de M. Denis Baupin, adjoint au maire de Paris, chargé du
développement durable, de l'environnement et du plan climat**

Commission d'enquête

sur le
coût réel de l'électricité
afin d'en déterminer l'imputation aux différents
agents économiques

SÉNAT - 9 mai 2012

Audition de **Denis Baupin**, maire adjoint de Paris
chargé du développement durable, de
l'environnement et du plan climat

Le défi énergétique

La meilleure énergie est celle qu'on ne consomme pas!

- ▶ Faire face aux **crises énergétiques**
- ▶ **Sobriété et efficacité énergétique**
- ▶ **Relocaliser la production d'énergie** avec des énergies renouvelables

▶ **Paris : ni pétrole ni gaz, mais des ressources renouvelables!**

Accroître le rôle des collectivités territoriales en matière énergétique

► Vers des villes écologiques

- Ville post- pétrole, à faible impact écologique, socialement et économiquement robuste, en interaction avec les territoires voisins

► Agir sur la ville existante

- Soit 90% du territoire parisien
- Utiliser de nouveaux outils : ingénierie financière, ressources locales,...
- Innover et faire preuve de volonté politique

► Évolution des modes de vie

- Alimentation, loisirs, consommation, transports,...

► Lutter contre la précarité énergétique

Une action aux multiples dividendes

- ▶ Réduction de la **précarité énergétique**
- ▶ Création d'**emplois non délocalisables**
- ▶ **Production locale** plutôt qu'importation
- ▶ Réduction de la **vulnérabilité** et de la **dépendance du territoire**
- ▶ Réduction des **risques majeurs**

▶ **Aller vers des autorités locales de l'énergie**

Plan Climat de Paris

Les objectifs du Plan Climat de Paris 75% de réduction des GES en 2050 par rapport à 2004

Paris, ville dynamique :

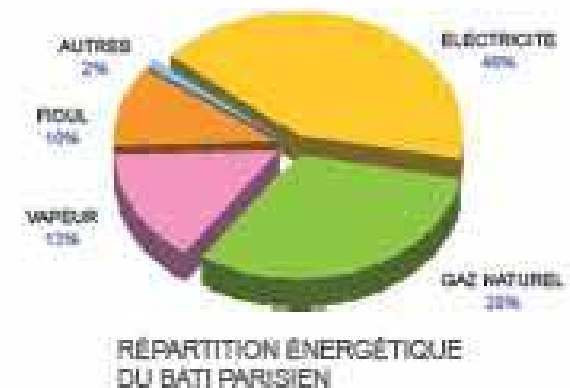
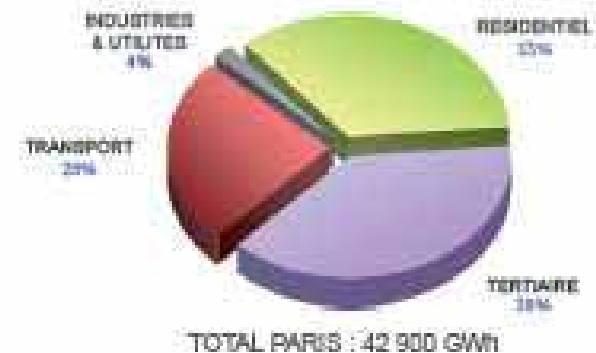
- ▶ **25%** de réduction des émissions du territoire
- ▶ **25%** de réduction des consommations énergétiques du territoire
- ▶ **25%** de consommation énergétique du territoire provenant des énergies renouvelables.

Paris exemplaire :

- ▶ **30%** de réduction de ses émissions en 2020/à 2004
- ▶ **30%** de réduction des consommations énergétiques du parc municipal et de l'éclairage public en 2020
- ▶ **30%** de sa consommation énergétique provenant des énergies renouvelables en 2020.

Bilan énergétique de la Ville de Paris

- ▶ Consommation énergétique de Paris: **42 900 GWh par an**
- ▶ Électricité: **34%** de l'énergie consommée sur le territoire, et **46%** de l'énergie consommée par le bâti parisien
- ▶ Production locale d'électricité: **6,4 GWh/an** en 2009
- ▶ Production totale d'EnR sur le territoire: **123 GWh/an**



Applications du Plan Climat

- ▶ **Éclairage public**
- ▶ **Agir sur le patrimoine bâti:**
 - Logements sociaux et privés
 - Bâtiments tertiaires et publics
 - Rénovation des chaufferies
 - Cas de la rénovation des écoles
- ▶ Zones d'aménagement: **une stratégie énergétique locale**
- ▶ **Sensibiliser:** le rôle prépondérant de l'**Agence Parisienne du climat**



La priorité agir sur le bâti privé existant

► **Spécificité parisienne: une très forte proportion de copropriétés**

- Plan Copropriétés Objectif Climat
- Opération Programmée d'Amélioration Thermique des Bâtiments (13^e arrondissement, République et 19^e à venir)
- Evolutions du Plan Bâtiment du Grenelle

► **Limites de l'incitation: besoin d'une réglementation**

- nationale et/ou européenne (directive efficacité énergétique)
- règlemente
- apporte des mécanismes de financements

- Ajuster les dispositifs réglementaires pour **simplifier la prise de décision au sein des copropriétés** en clarifiant les droits et devoirs de chacun (propriétaires occupants, propriétaires bailleurs, locataires)

Refonte des aides nationales et obligations de rénovation



- ▶ Obligation de diagnostic thermique: **passer du constat à la décision de travaux**
- ▶ **Perspectives:**
 - interdiction progressive de la vente ou de la location des logements les plus énergivores
 - Action sur les usages spécifiques de l'électricité et le renouvellement de matériels énergivores

Mécanismes de financement de la rénovation thermique

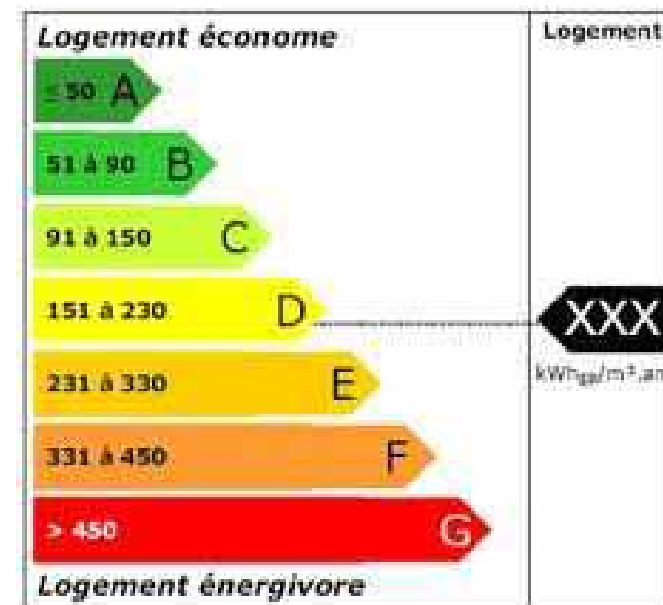
- ▶ Perspectives **du Tiers Financement**: mise en place d'un acteur public régional
- ▶ Généralisation du système de **Bonus Malus**
- ▶ **CEE: un mécanisme à rénover**:
 - Multiplier par 3 les obligations d'économie d'énergie
 - 50% des CEE doivent provenir des clients de l'obligé
 - Flécher les budgets dégagés via les CEE vers la précarité énergétique

RT 2012 et réglementations

► Une **réglementation bienvenue**

► Le calcul en **énergie primaire**: une vision de la chaîne de production d'énergie pertinente

► Paris, **en avance sur la réglementation**



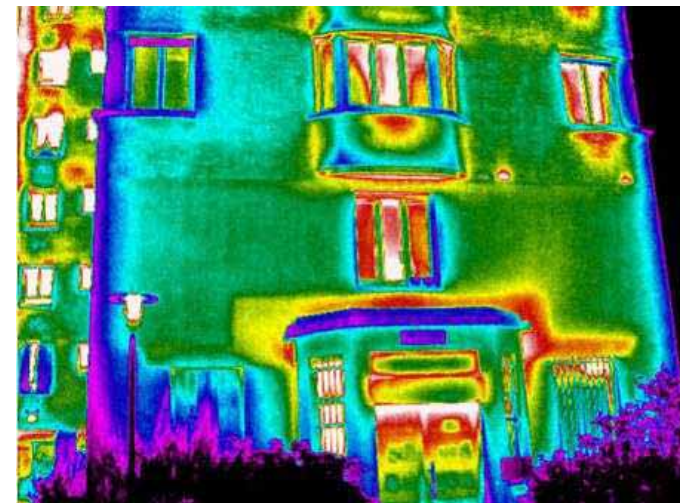
Solidarité et Précarité énergétique

► Lutter contre la précarité énergétique

- Action sociale: plus de 10 millions d'euros pour Paris
- **l'Agence Parisienne du Climat** en première ligne

► Automaticité du TPN: décision tardive mais bienvenue

► Vers une tarification progressive des énergies

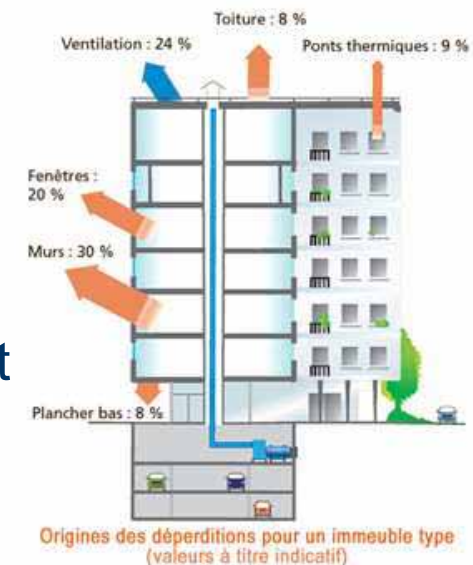


Thermographie de façades – APUR

► Prévenir plutôt que compenser

Le chauffage: mauvais usage de l'électricité

- ▶ **Le chauffage: 62%** des consommations d'énergie des logements à Paris
- ▶ **Le chauffage électrique: la moitié de la pointe électrique européenne** par temps froid
- ▶ Chauffage électrique: **une absurdité thermodynamique** qui ne devrait être qu'un appoint
- ▶ **Bannir** le chauffage électrique des constructions nouvelles et profiter de chaque opportunité **pour changer d'énergie.**



Produire Local:

Potentiel d'énergies renouvelables



5 % de la consommation énergétique provenant de la production d'énergie renouvelable sur Paris Intramuros si dans le même temps cette consommation diminue de 25% à l'horizon 2020

Développement des énergies renouvelables et obstacles à lever

- ▶ **Opportunités locales:** géothermie, récupération de chaleur, régulation thermique par la Seine et les canaux,...
- ▶ **Difficultés de développement du solaire à Paris**
 - conséquences du moratoire
 - Nécessité d'un cadre stable
 - Concilier contraintes patrimoniales et développement des EnR
- ▶ **SEM Energie:** rénovation et développement des EnR
- ▶ Besoin de **structuration des filières locales**
- ▶ **Sortir du jacobinisme énergétique**



*Extrait de l'exposition Paris +2°
(et si on s'autorisait à aller au-delà
des technologies existantes...)*

Paris

autorité concédante de réseaux

- ▶ **Un traité de concession qui date de 1955**
→ des évolutions juridiques intégrées partiellement, par des avenants favorables à EDF.
- ▶ **Le périmètre :**
 - la distribution de l'électricité (réseau BT, compteurs...)
 - la fourniture au tarif réglementé et TPN
 - un patrimoine immobilier mis à disposition d'EDF
- ▶ **Des relations contractuelles déséquilibrées entre concessionnaire et concédant**
- ▶ **Depuis 10 ans, la commission supérieure de contrôle de la concession a souligné l'absence de transparence**

▶ **Début 2009, avant la fin de la concession, la Ville de Paris a fait réaliser des audits technique, juridique et financier**

Concession parisienne de distribution et de fourniture d'électricité

Des différends financiers

► Les provisions pour renouvellement :

- Les provisions pour renouvellement s'élevaient **au total à 1 milliard € en 2001 et seulement à 350 millions € fin 2009...**
- L'audit financier de 2009 a permis de constater que **le réseau parisien souffrait d'un sous-investissement évalué au total entre 750 millions et 1 milliard €.**
- **Il est probable que les « recettes » générées par ce sous-investissement aient été « remontées » à la maison-mère...** (« hold up » confirmé par la Chambre Régionale des Comptes)

► Les postes sources

- Leur **propriété** fait l'objet d'un différend entre la Ville et le concessionnaire, portant sur une valeur globale de **260 millions €**
- Le traité de concession attribue la propriété à la Ville... quand la loi française contredit en partie cette disposition au profit de RTE.

► **La Ville de Paris s'est saisie de ces différends pour reprendre le contrôle de la concession.**

Avenant à la concession parisienne d'électricité

► La prise en compte des EnR

L'engagement d'ErDF dans l'avenant : raccorder les producteurs parisiens d'EnR dans un délai de 4 semaines.

► Les provisions pour renouvellement

Veiller à ce qu'elles ne disparaissent pas « dans la nature » du fait des mécanismes financiers de financement des investissements et des « remontées » à la maison mère.

Au plan national, ces provisions représentent près de 10 milliards €

► Les compteurs intelligents

Les compteurs appartiennent aux collectivités concédantes et pas à ErDF ou autres distributeurs.

Ces compteurs sont **un véritable enjeu pour la maîtrise de l'énergie**... problématique à laquelle LINKY ne répond pas.

► **Les négociations ont permis de réelles avancées... qui démontrent l'importance et la nécessité de contrôler les concessions d'électricité.**

Développement du réseau à Paris

- ▶ **Peu de nouveaux territoires à desservir**, mais une qualité de desserte à maintenir et une **vision métropolitaine à construire**
- ▶ Faire face aux enjeux de **l'adaptation au changement climatique: pointe d'été**
- ▶ Paris: contributeur important de la **péréquation. Un outil de justice territoriale** qui ne doit pas masquer **l'incohérence des choix centralisateurs**
- ▶ Évolution vers un **réseau intelligent**

Pour des réseaux réellement intelligents

Linky: un outil insuffisant

- ▶ **Les enjeux d'un tel réseau :**
 - Permettre aux usagers de mieux maîtriser leur consommation
 - Optimiser la gestion du réseau, notamment lors des pointes de consommation
 - Intégrer les EnR

- ▶ Les engagements fixés dans l'avenant : Paris deviendra un **territoire d'expérimentation** pour une nouvelle génération de compteurs, **post-Linky**.

- ▶ Un **vœu adopté en Conseil de Paris** pour refuser une mise en œuvre non concertée d'un outil inefficace

Conclusion

- ▶ La **transition énergétique** implique une **mobilisation** et une **responsabilisation des collectivités locales**.
- ▶ Vers une **contractualisation entre État et collectivités** portant sur les **objectifs et les moyens financiers et réglementaires** (délégation de compétence, droit à l'expérimentation...)