

EDF Chaire Modélisation

« Comprendre les conditions économiques de la transition énergétique: impacts des dispositifs de régulation »

Le coût des politiques publiques dans le secteur de l'électricité en Europe

ou comment une régulation mal anticipée peut générer des effets pervers à long terme...

Jacques PERCEBOIS

Professeur Emérite à l'Université de Montpellier

(CREDEN & Chaire Economie du Climat-Université de Dauphine)

Paris, 28 janvier 2016

Sommaire

- 1 Le tropisme en faveur des renouvelables a perturbé le fonctionnement du marché de l'électricité du fait d'une régulation mal anticipée.**
- 2 La volonté de faire converger les prix de gros de l'électricité en Europe se révèle coûteuse pour le consommateur final et fragilise les « utilities » européennes.**

Sommaire

1 Le tropisme en faveur des renouvelables a perturbé le fonctionnement du marché de l'électricité.

2 La volonté de faire converger les prix de gros de l'électricité en Europe se révèle coûteuse pour le consommateur final et fragilise les « utilities » européennes.

Des politiques environnementales qui favorisent la surcapacité dans la production d'électricité et perturbent l'ordre de préséance dans l'appel des centrales sur le réseau.

La priorité donnée à l'environnement (lutte contre le réchauffement climatique) peut prendre plusieurs formes:

- **1. Pénaliser les énergies carbonées** (fossiles notamment le charbon) via une taxe carbone ou un marché de quotas de CO₂; on a choisi le marché des quotas (ETS) à compter de 2005 mais le prix de la tonne de CO₂ s'est effondré (crise économique, attribution laxiste de quotas); du coup les centrales à charbon ne sont pas suffisamment pénalisées et l'ordre de préséance engendre des coûts échoués (« stranded costs ») au niveau des centrales à gaz dans un contexte où le charbon américain bon marché chasse le gaz de la production d'électricité en Europe; **nécessité d'une réforme: vers une taxe carbone?**
- **2. Subventionner les énergies bas carbone notamment les renouvelables** via le mécanisme des FIT (feed-in tariffs); des prix d'achat excessivement rémunérateurs ont encouragé une surproduction d'électricité dans un contexte où la demande d'électricité est devenue atone. On a observé les mêmes effets pervers à long terme qu'avec la PAC, « Politique Agricole Commune », (prix garantis qui ont conduit à une surproduction et nécessité de subventionner les exportations pour les rendre compétitives avec les prix internationaux). On a également surestimé la croissance de la demande d'électricité.

La surproduction d'électricité a engendré une baisse des prix de gros (prix parfois négatifs) et requiert une réforme du mécanisme de soutien: abandon progressif des FIT au profit des FIP (feed-in premium)

Principaux mécanismes de soutien aux renouvelables (1/3)

- 1) Financer la recherche pour rendre les énergies renouvelables compétitives (solution dont les effets peuvent être longs à se manifester et c'est coûteux pour les finances publiques)**
- 2) Supprimer les subventions accordées aux énergies fossiles (cas de nombreux pays en développement où l'essence est subventionnée)**
- 3) Pénaliser les énergies fossiles via des taxes et notamment une « taxe carbone »**
- 4) Mesures réglementaires visant à accorder une priorité aux énergies renouvelables (FIT, FIP, quotas, enchères)**

Principaux mécanismes de soutien aux renouvelables (2/3)

- 1) FIT (feed-in tariffs); prix d'achat garantis avec obligation d'achat (effets pervers: rentes et surproduction)**
- 2) FIP (feed-in premium); vente sur le marché spot avec prime complémentaire (fixée par MW installée ou par MWh injecté) (mécanisme qui tend à remplacer le FIT)**
- 3) Quotas de production avec pénalité en cas de non respect (avec marché de certificats « verts »)**
- 4) Appels d'offres via des enchères (enchères à prix-limite dites « à la française » ou enchères discriminantes au prix offert dites « enchères à la hollandaise ») (réservés aux installations de forte puissance)**

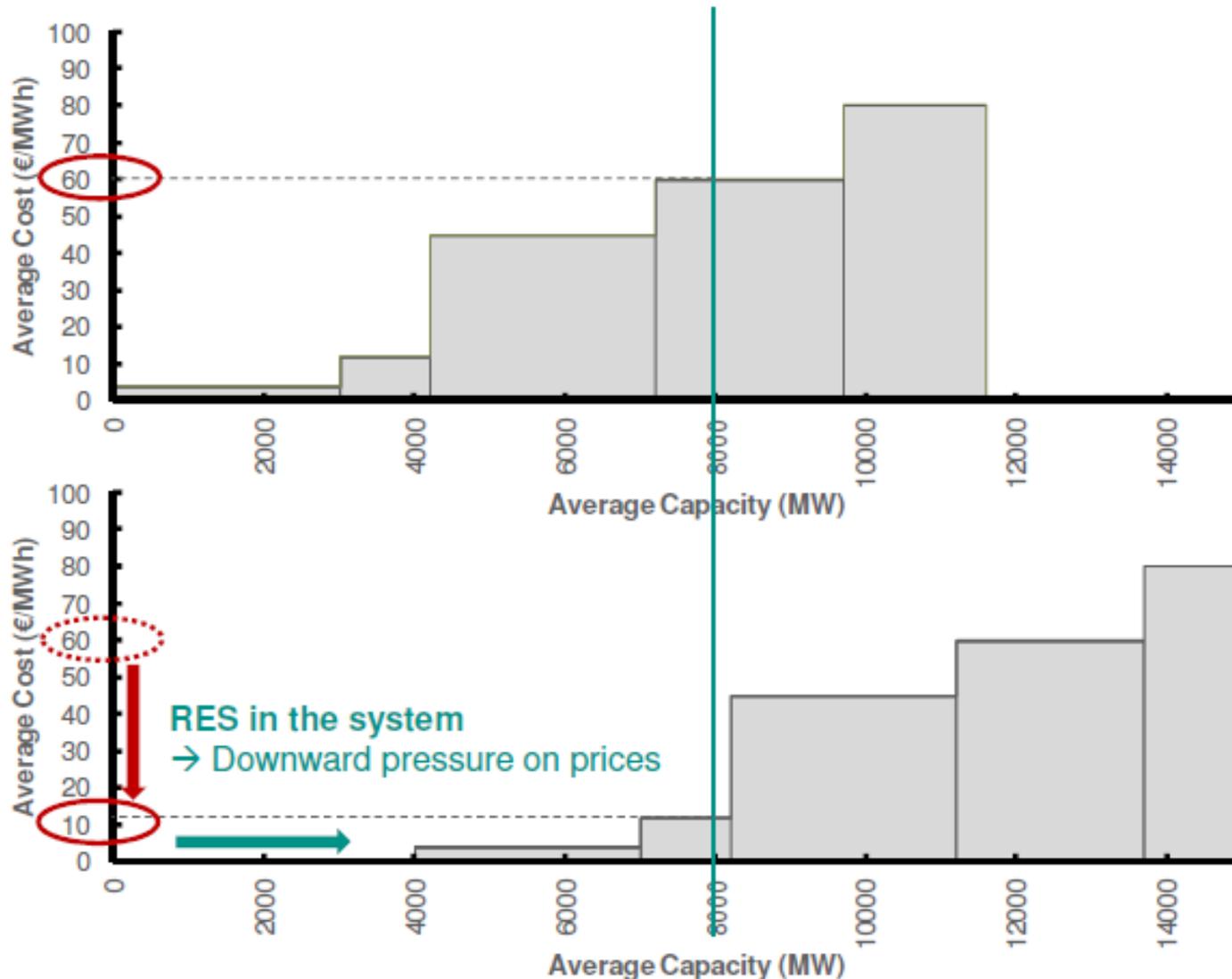
Principaux mécanismes de soutien aux renouvelables (3/3)

- 1) **Tenir compte du coût du « backup » (coût des centrales en réserve pour éviter la défaillance) du fait de l’intermittence.** Le surcoût des renouvelables en Allemagne c’est plus de 21 milliards d’euros par an (soit presque autant que le coût de CIGEO récemment estimé à 25 milliards d’euros mais qui correspond à un investissement sur 100 ans!)

- 2) **Solutions pour faire face à la surproduction temporaire:**
 - a) **Jouer sur l’effacement d’une partie de la demande (réseaux intelligents).** De plus en plus on cherche à rendre la demande flexible pour l’adapter à une offre intermittente flexible! La logique devrait être inversée...
 - b) **Inciter au stockage de l’électricité (STEP, stations de pompage, ou production d’hydrogène voire de méthane avec l’électricité excédentaire)**

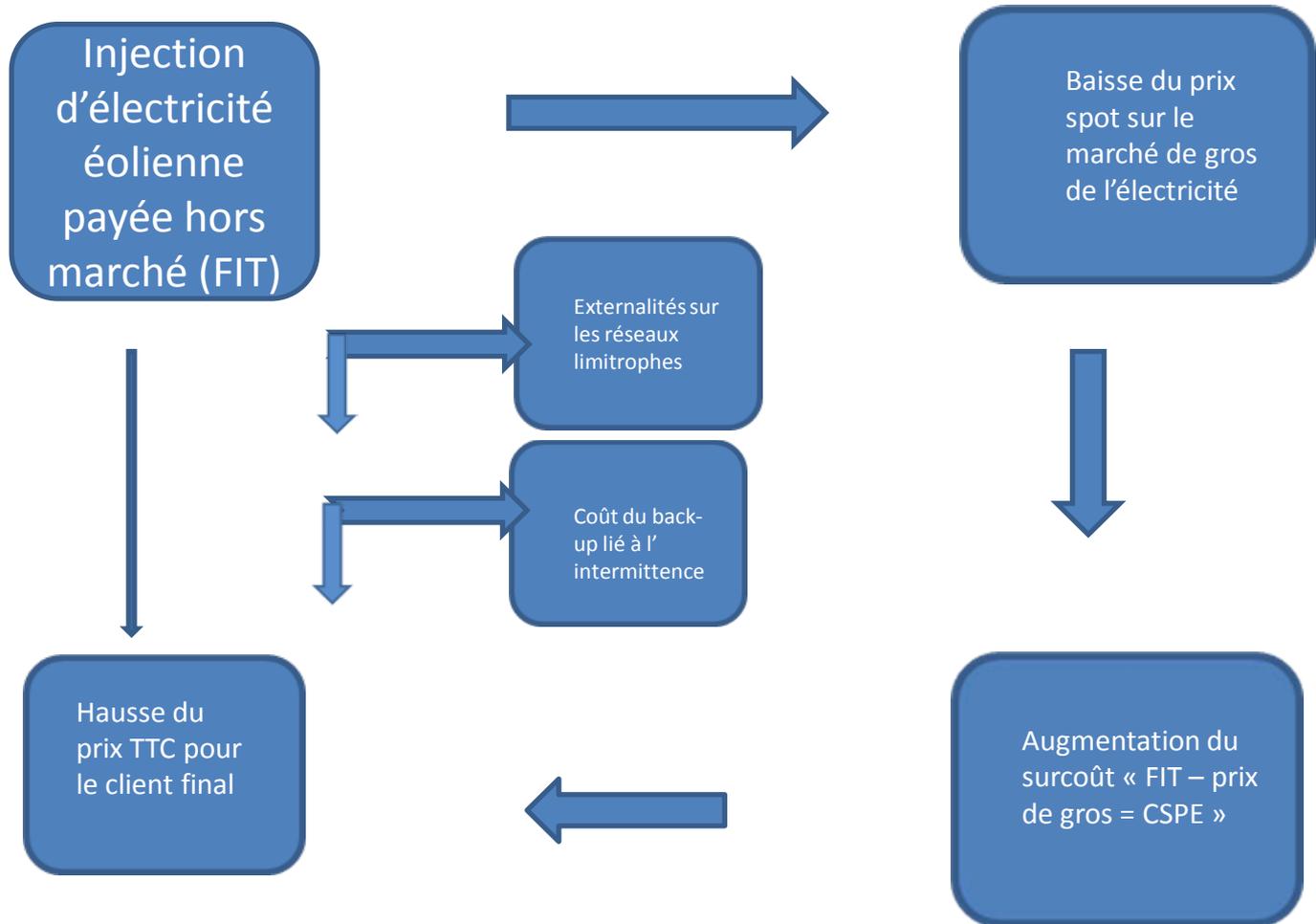
« Switching » dû aux renouvelables (RES) : translation du « merit order »

les renouvelables sont rémunérées hors marché et participent pour 0 aux enchères (source JP Hansen et J Percebois)

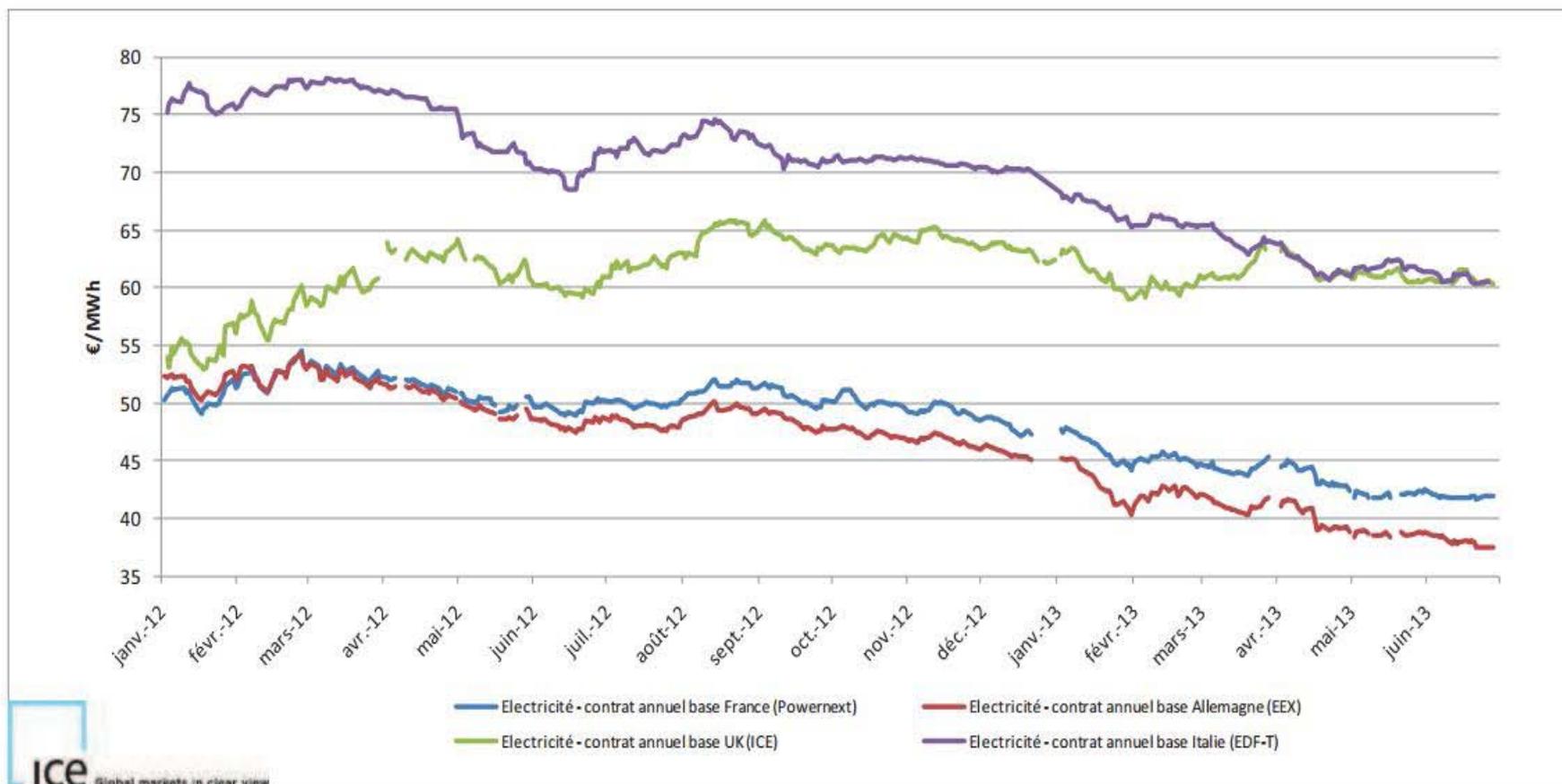


Les effets pervers des énergies renouvelables: baisse du prix spot sur le marché de gros et hausse du prix TTC payé par le consommateur final

Le producteur d'électricité éolienne n'est pas sensible au signal-prix du marché (source J Percebois CREDEN)



Prix de marché de l'électricité en Allemagne, en France, en Italie et au Royaume-Uni



Quel mécanisme pour fixer un prix du carbone?

- **Taxe carbone** (le prix du carbone détermine les réductions d'émissions)
 - **Taxe unique** sur le CO₂ mais problème d'équité: prévoir des compensations (transferts monétaires) pour les pays et/ou les secteurs qui subiraient de trop fortes hausses de coûts (optimum de premier rang)
 - **Taxe différenciée** sur le CO₂ selon les pays et/ou les secteurs (optimum de second rang)
- **Quotas d'émissions de CO₂** (la fixation des quotas détermine le prix du carbone via le marché des quotas)
 - **Quotas globaux d'émissions de CO₂ négociés à l'échelle mondiale** (ou régionale) avec une répartition des quotas par pays et par secteur. Marché des quotas avec intervention possible d'une banque centrale qui peut acheter ou vendre des quotas pour faire varier le prix d'équilibre. Prévoir une amende en cas de non-respect des quotas
 - Amende non libératoire: le fraudeur paie l'amende et doit acheter des quotas sur le marché
 - Amende libératoire: le fraudeur paie l'amende mais n'a pas l'obligation d'acquérir des quotas; le niveau de l'amende constitue alors le prix-plafond des quotas.
 - **Quotas volontaires fixés par pays** (mécanisme des INDCs prévus à la COP 21); problème du « free riding » (passager clandestin)

Exemples d'initiatives nationales

- **En France**, la loi sur la transition énergétique vise une diminution des gaz à effet de serre de 40% en 2030 et 75% en 2050 par rapport à 1990
 - Contexte français : mix électrique relativement peu carboné
(de l'ordre de 40-50 gCO₂/kWh produit contre environ 300-350 gCO₂/kWh produit dans l'Union européenne)
 - Parmi les mesures proposées, l'augmentation de la taxe sur le carbone de 22 €/tonne en 2016 jusqu'à atteindre progressivement 100 €/tonne en 2030 mais cette taxe ne concerne pas les installations soumises à l'ETS (donc les installations électriques)

- **En Grande-Bretagne**, introduction en 2013 d'un « carbon price floor » pour les installations électriques, aujourd'hui fixé à 18 £/tonne pour la période 2016-2020
(les centrales payent une taxe à l'état lorsque le prix du CO2 est inférieur à cette valeur)
 - A pour effet de rendre compétitive certaines centrales aux gaz par rapport au charbon en Grande-Bretagne mais contribue à diminuer la valeur du CO2 sur le marché ETS

Approche en termes de « bonus-malus »

(cf proposition de la Chaire Economie du Climat (cf C de Perthuis)

- **Les pays qui ont un niveau d'émission de CO2 par habitant supérieur à la moyenne des émissions par habitant dans le monde ont une dette à l'égard de la collectivité mondiale, dette calculée à partir de l'écart à la moyenne par habitant et multiplié par le nombre d'habitants du pays;**
- **Les pays qui ont un niveau d'émissions de CO2 par habitant inférieur à la moyenne des émissions par habitant dans le monde ont une créance calculée à partir de l'écart à la moyenne par habitant et multiplié par le nombre d'habitants du pays;**
- **Le niveau du prix initial du CO2 est fixé arbitrairement au départ à un niveau d'abord modeste puis peut croître dans le temps. A titre d'exemple un prix de 1\$/tonne de CO2 permettrait selon la Chaire Economie du Climat de transférer plus de 14 milliards de dollars vers les Pays en Développement. Avec un prix de 7 \$/tCO2 les transferts seraient de l'ordre de 100 milliards de dollars. (cf « Fonds Vert » de 100 milliards de\$ promis à Lima en décembre 2014)**

Bonus-malus sur la base de 7,5 US\$/tonne équivalent CO2 (émissions 2011)

source Chaire Economie du Climat Université Paris Dauphine

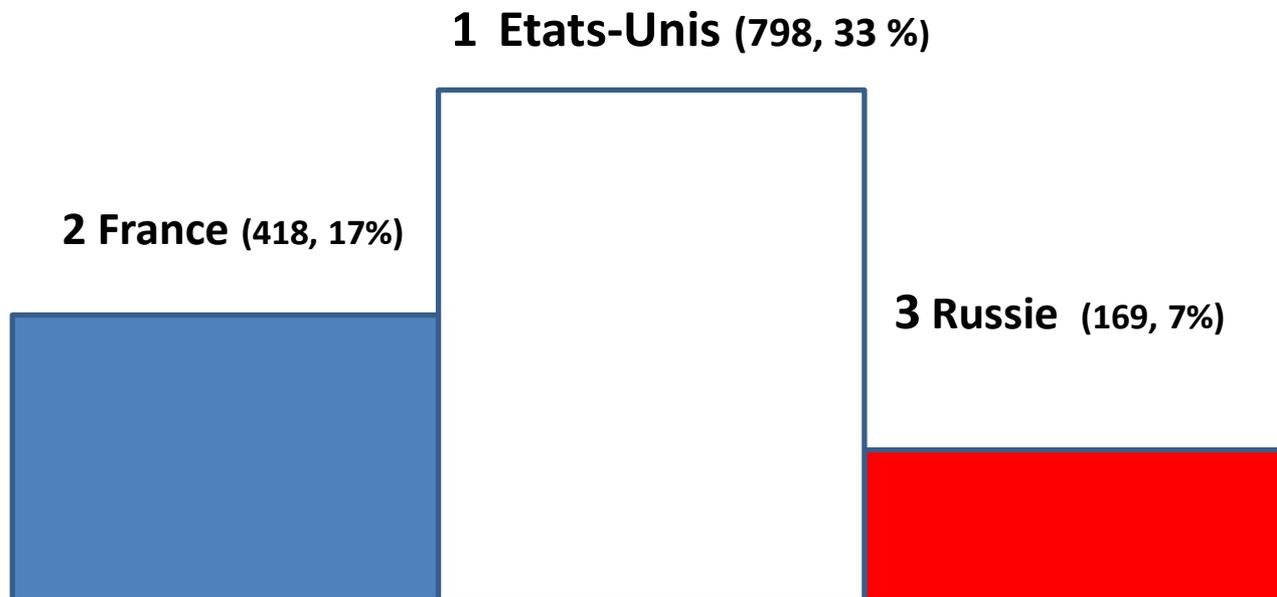
	Emissions totales (MtCO ₂ e/q)	Population (Millions d'habitant)	Emissions par habitant (tCO ₂ e/hab)	Bonus-Malus Climat (Millions de dollars)
Contributeurs				
Etats-Unis	6 550	312	21,0	34 428
Chine	10 553	1 344	7,9	15 742
Russie	2 374	143	16,6	11 064
Union Européenne (UE 28)	4 541	503	9,0	10 325
Japon	1 307	128	10,2	3 776
Canada	716	34	20,9	3 752
Australie	563	22	25,2	3 172
Corée du Sud	688	50	13,8	2 810
Arabie Saoudite	533	28	19,2	2 687
Iran	716	75	9,5	1 809
Autres contributeurs	4 495	399	11,3	14 889
<i>Total contributeurs</i>	<i>33 036</i>	<i>3 038</i>	<i>10,9</i>	<i>104 454</i>
Monde	43 413	6 903	6,3	0
Receveurs				
Inde	2 486	1 221	2,0	-38 955
Bangladesh	129	153	0,8	-6 244
Pakistan	308	176	1,8	-5 997
Nigeria	325	164	2,0	-5 311
Indonésie	835	244	3,4	-5 241
Philippines	150	95	1,6	-3 362
Ethiopie	125	89	1,4	-3 282
Vietnam	274	88	3,1	-2 087
Congo Rep. Dem.	172	64	2,7	-1 727
Tanzanie	73	46	1,6	-1 639
Autres receveurs	5 501	1 524	3,6	-30 609
<i>Total receveurs</i>	<i>10 377</i>	<i>3 864</i>	<i>2,7</i>	<i>-104 454</i>

Vers un « switching » des centrales à gaz au détriment des centrales à charbon?

1. La chute du prix du pétrole observée depuis mi 2014 encourage la baisse du prix du gaz qui du coup tend à détrôner le charbon dans la production d'électricité.
2. Un prix du carbone élevé devrait accentuer cette inversion de l'ordre de préséance (cf études de RTE et de la Chaire Economie du Climat). Cela devrait en outre **conforter la place du nucléaire comme source principale d'électricité bas carbone.**
3. Une étude de RTE (2015) montre que l'introduction d'une taxe carbone peut inverser la tendance et faire passer les centrales à gaz devant les centrales à charbon dans l'ordre de préséance. Mais cela dépend du prix des combustibles (charbon et gaz) et du rendement des centrales. Ainsi pour un prix du gaz fixé à 6,2 euros/MBtu et un prix du charbon fixé à 77,4 euros/tonne, qui correspondent aux prix observés en 2015, l'inversion des coûts variables en faveur du gaz se fait pour une taxe carbone fixée à 32 euros/tonne de CO₂ si l'on considère des centrales à charbon performantes (rendement de 40% pour la centrale à charbon et rendement de 56% pour la centrale à gaz). Si l'on prend en compte des centrales à charbon plus vieilles (rendement de 35% seulement) alors le « switching » se fait pour un prix du carbone plus faible (20 euros la tonne de CO₂).
4. La même conclusion est tirée d'une étude de la Chaire Economie du Climat (Solier et Trotignon, Policy Brief 2015) qui teste l'impact d'un prix-plancher du carbone à 30 euros/tonne de CO₂.

Production mondiale d'électricité nucléaire

(TWh nets et % de la production mondiale d'électricité nucléaire, chiffres 2014)



Rapport « Energies 2050 »

Commande du Ministre

(commission présidée par Jacques Percebois avec Claude Mandil comme vice-président; rapport remis le 13 février 2012 à M Eric Besson)

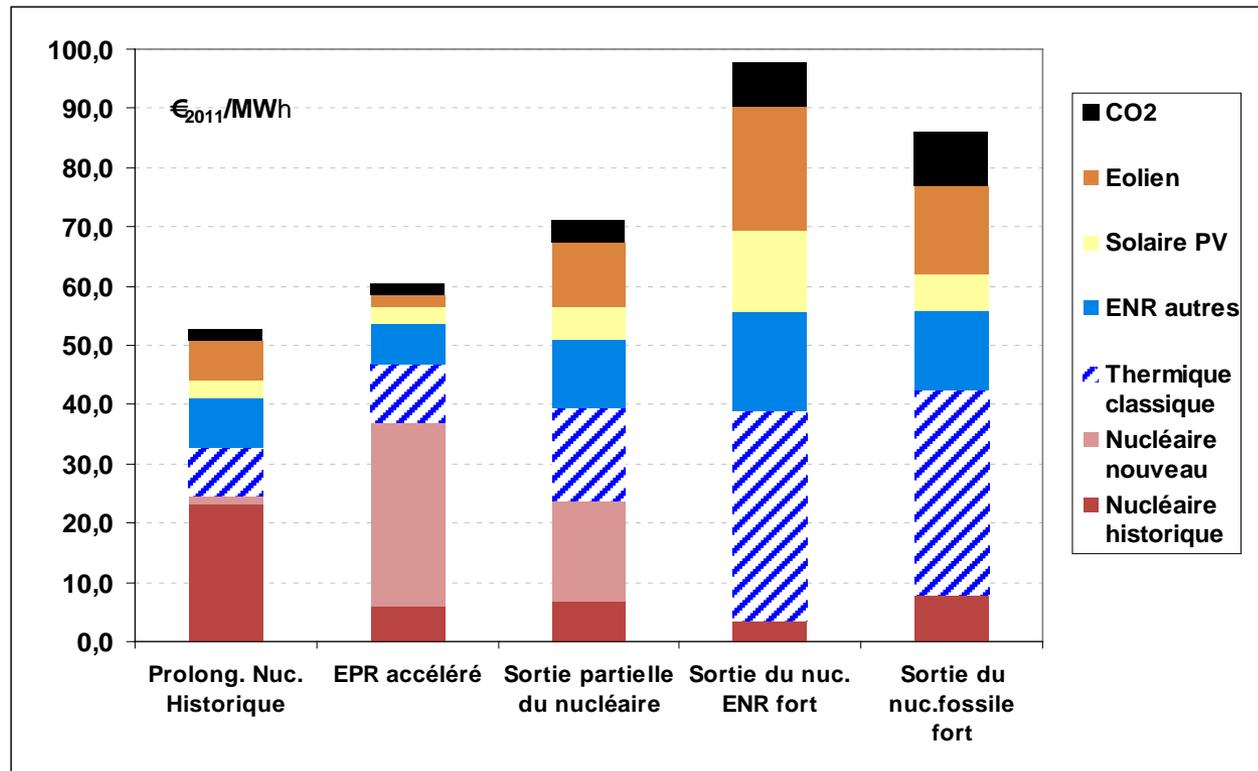
Analyser les différents scénarii de politique énergétique à l'horizon 2030 et 2050 (en pratique on se limite à 2030 car impossible d'anticiper les mutations technologiques)

Ou « comment la construction de scénarios dépend du contexte économique et du contexte politique »

Concernant l'électricité, faire un focus sur 4 options d'offre (feuille de route du Ministre):

- 1) Accélération du passage à Génération-3, voire Génération-4 du nucléaire (à 40 ans on remplace les réacteurs actuels par des EPR)**
- 2) Prolongation de durée d'exploitation du parc nucléaire existant (60 ans)**
- 3) Réduction progressive du poids du nucléaire (à 40 ans remplacement d'1 réacteur sur deux par des EPR et d'1 réacteur sur 2 par des renouvelables ou du thermique classique)**
- 4) Sortie complète du nucléaire (à 40 ans remplacement de tous les réacteurs par un mix ENR/fossiles)**

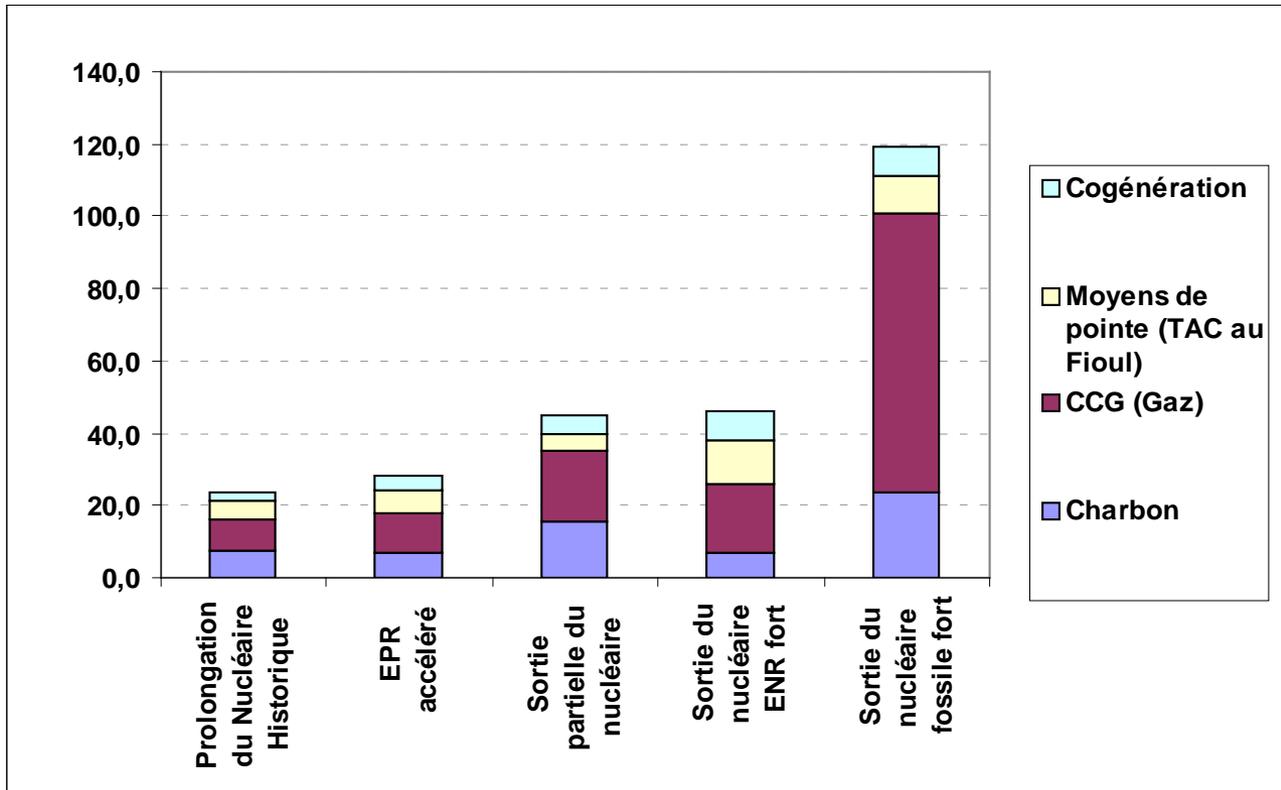
Coûts complets de production en €/MWh de l'électricité HT en 2030 selon l'option



Source : Energies 2050

- Hors dépenses de réduction de la demande et hors coûts de réseau (raccordement et renforcement)
- Incertitudes inhérentes à l'exercice : coût des EnR, du nucléaire, du gaz,...

Emissions de CO2 dues à la production d'électricité en 2030 selon l'option (MtCO2)



Source : Energies 2050

- Une partie des émissions est liée au back-up des EnR
- Une sortie du nucléaire rendrait très difficile le respect de l'engagement « facteur 4 »

Sommaire

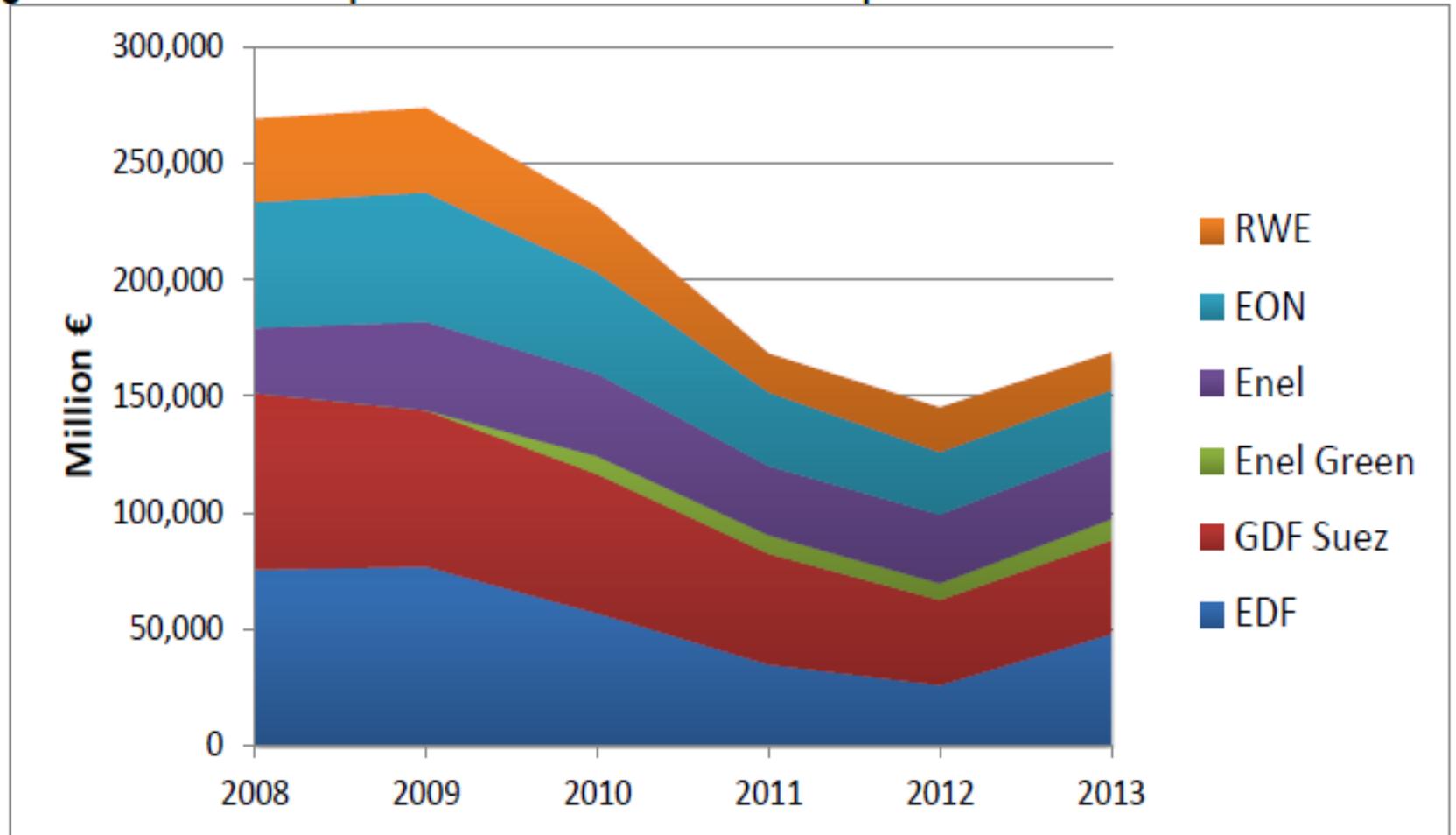
1 Le tropisme en faveur des renouvelables a perturbé le fonctionnement du marché de l'électricité.

2 La volonté de faire converger les prix de gros de l'électricité en Europe se révèle coûteuse pour le consommateur final et fragilise les « utilities » européennes.

Le consommateur final ne profite pas ou profite peu de la baisse des prix de l'électricité sur le marché de gros

- **L'obsession de l'Europe c'est de faire converger les prix de gros de l'électricité (mais pas les prix TTC); seuls les consommateurs dont le prix final est indexé sur le prix de gros en profitent mais pas ceux qui sont au TRV.**
- **Cette convergence « aval » ne s'est pas traduite par une convergence « amont » des mix électriques du fait des interférences des politiques publiques (cf sortie du nucléaire en Allemagne et plafonnement de la puissance nucléaire installée en France).**
- **Cette baisse des prix de gros a fragilisé les opérateurs dont la capitalisation boursière s'est effondrée. Seuls les gestionnaires de réseaux conservent une rémunération garantie car les péages d'accès sont régulés .**
- **En cas de « suraccumulation » du capital du fait d'un excès d'investissement il faut « dévaloriser » une partie de ce capital ce qui se traduit par la fermeture ou la mise sous cocon de certaines centrales, en particulier les centrales à gaz à cycles combinés et cela correspond à de la destruction de valeur (la baisse du prix du gaz en 2015 suite à la chute du prix du pétrole a toutefois un peu inversé la tendance: les CCCG sont toutes en fonctionnement en 2016...**

Figure 2: Selected European electric utilities: market capitalization 2008–13



Source: Author figure, based on Bloomberg LP data, reproduced in *Coal: Caught in the EU Utility Death Spiral*, Carbon Tracker, June 2015.

Structure du prix de l'électricité pour un consommateur domestique en France (TRV)

Structure	2006	2016
Part énergie (coût de production et de commercialisation)	43%	36%
Part réseaux (péages ATR transport et distribution)	39%	30%
Part taxes (y compris CSPE)	18%	34%
Total	100%	100%

conclusion

- 1 Réformer les politiques publiques de soutien aux renouvelables.**
- 2 Introduire un prix du carbone dans les choix d'investissement (via une taxe carbone? Au minimum un « prix notionnel » du carbone).**
- 3 Modifier une rémunération des actifs fondée exclusivement sur des mécanismes « energy only ». Mieux rémunérer les CAPEX**
 - via un marché de capacité au niveau de la production d'électricité (risque de défaillance);**
 - via une réforme du TURPE au niveau du réseau de distribution d'électricité (tarification fondée sur la capacité réservée et non plus sur l'énergie soutirée ou injectée comme c'est déjà le cas sur le réseau de gaz?).**