

L'intégration des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité: débats et réformes en cours

FLM Chaire Economie Climat
Pole Transitions Energétiques
Jacques Percebois/Boris Solier
10 juin 2016

1. Principales étapes de la « libéralisation » du marché de l'électricité en Europe depuis 1996

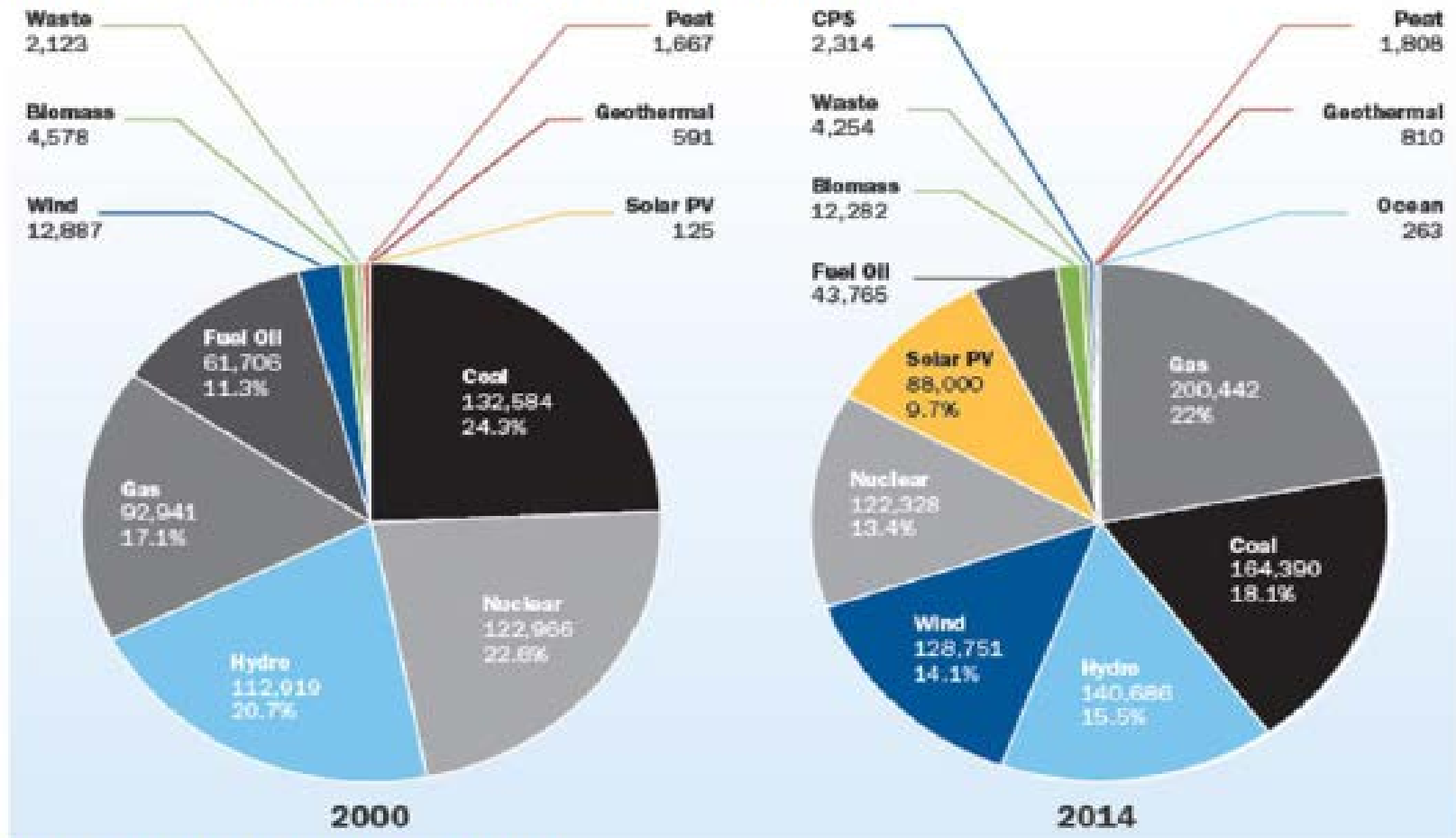
- **1) Abandon de l'EVI (entreprise publique verticalement intégrée en situation de monopole) au profit d'un mécanisme de marché. Ouverture à la concurrence de la production et de la fourniture d'électricité suite à la Directive de 1996 (parfois privatisation partielle ou totale)**
- **2) Maintien de monopoles « naturels » (publics) régulés au niveau du transport et de la distribution (RTE et ERDF)**
- **3) Coexistence de TRV (tarifs réglementés de vente) et de prix en « offre de marché » (OM); depuis le 1^{er} janvier 2016 seuls subsistent les tarifs bleus (petits consommateurs)**
- **4) Le prix sur le marché de gros joue un rôle directeur (pour les OM mais aussi pour les TRV)**
- **5) Maintien de missions de service public**
 - Sécurité d'approvisionnement (délestage limité à 3h/an en France)
 - Tarifs sociaux
 - Péréquation spatiale des tarifs
 - Promotion des énergies vertes

2. Les problèmes rencontrés par le secteur électrique européen et les solutions envisagées

- **I Le principal problème: celui de la surcapacité au niveau de la production (stagnation de la demande du fait de la crise mais aussi grâce à l'efficacité énergétique, injection massive d'électricité renouvelable payée hors marché, surcapacité thermique avec de faibles coûts de production du fait du bas prix du pétrole, d'où l'apparition de prix parfois négatifs sur le marché de gros)**
- **II Le marché n'est pas en mesure d'envoyer à lui seul le « bon signal-prix »; nécessité de revenir à une meilleure régulation**
- **III Les solutions prioritaires envisagées**
 - 1) réforme des aides aux renouvelables (abandon des « feed-in tariffs » ou prix d'achat garantis au profit des « feed-in premiums » ou au profit d'un mécanisme d'enchères)**
 - 2) Mise en place d'un marché de capacité pour mieux rémunérer les investissements de pointe (envisager aussi un mécanisme de « contrats pour différences » comme en Angleterre pour le nucléaire?)**
 - 3) Instauration d'un prix plancher du carbone pour pénaliser les énergies fossiles et réduire la capacité thermique installée (centrales au charbon)**

Electricity Generation in Europe

Europe increasingly supplied by the wind and the sun

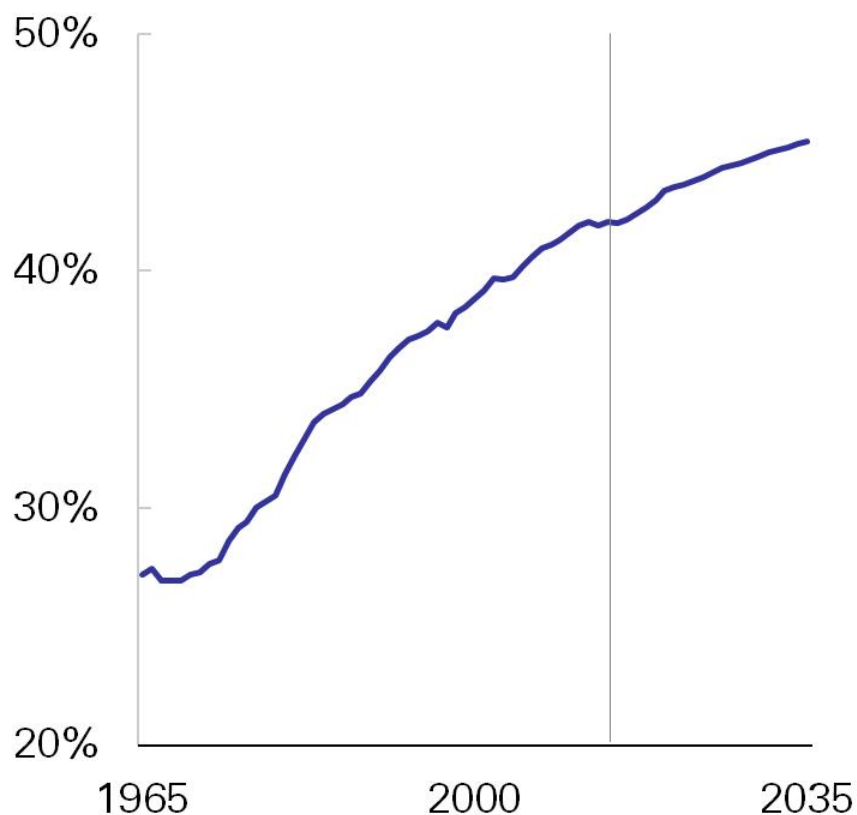


Source: Aiming High, EWEA, Nov 2015

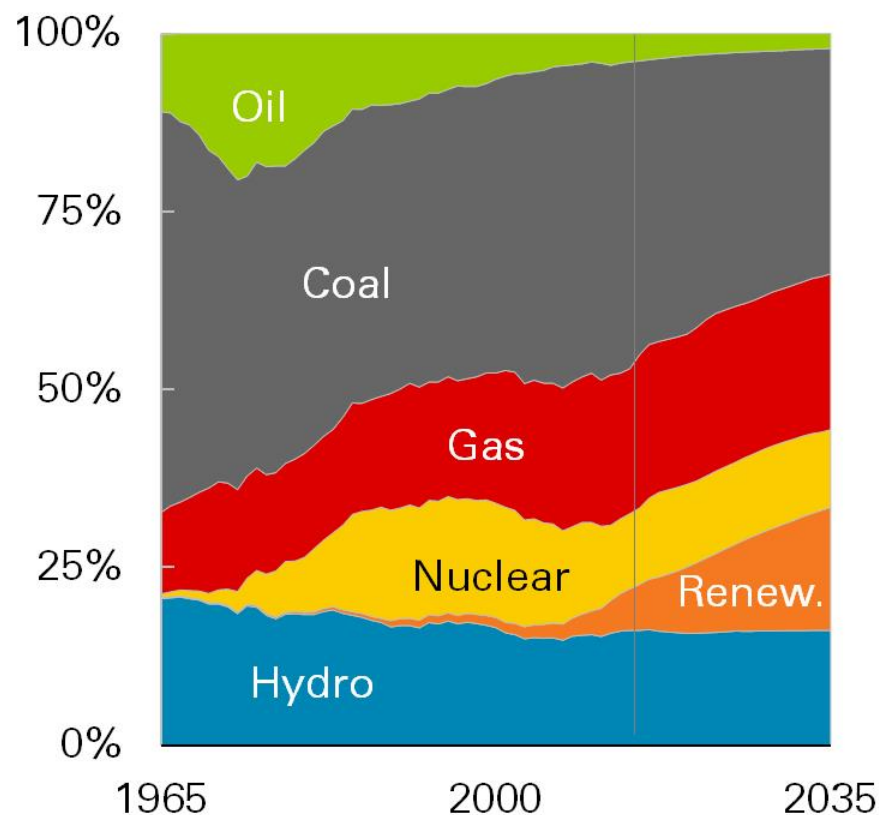


Much of the growth in energy is used for power generation...

Inputs to power as a share of total primary energy



Primary inputs to power



La loi française de transition énergétique

Des objectifs parfois contradictoires: on veut à la fois

- **Réduire à 50% la part du nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2025 (contre 73 à 75% aujourd'hui)**
- **Fixer un plafond à la puissance nucléaire installée (63,2 GWe, niveau actuel); toute nouvelle mise en service de centrale nucléaire nécessite la fermeture d'une puissance équivalente sur le parc existant (rien sur Fessenheim); EDF restera donc le seul producteur de nucléaire en France, ce qui ne va peut-être pas plaire à la Commission européenne**
- **Réduire de 50% la consommation finale d'énergie à l'horizon 2050 par rapport à 2012**
- **Faire passer la production d'énergie renouvelable de 9,7% en 2013 à 32% à l'horizon 2030 (augmenter la part de la chaleur renouvelable, la part des biocarburants et la part de l'électricité renouvelable qui devra atteindre 40% de la production d'électricité à l'horizon 2030; cela comprend l'hydraulique, le solaire, l'éolien, la biomasse)**
- **Réduire de 40% les émissions de GES (gaz à effet de serre) en 2030 par rapport au niveau de 1990 (mais on ne parle pas de taxe carbone! ni d'une réforme du marché européen du carbone!)**
- **Objectif de 500 000 logements rénovés par an (allègements fiscaux, éco-prêt à taux zéro, « chèque énergie », sociétés régionales de tiers-financement pour avancer le coût des travaux aux particuliers)**
- **Favoriser la promotion du véhicule électrique (7 millions de points de charge pour batteries à l'horizon 2030); bonus en faveur des véhicules électriques et obligation pour les administrations d'opter en faveur de la voiture électrique lors du renouvellement du parc de véhicules (1 sur 2)**

Principaux mécanismes de soutien aux renouvelables (1/2)

- 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 (situation 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 (2/2)

- 1) FIT (feed-in tariffs); prix d'achat garantis avec obligation d'achat (effets pervers: rentes du fait d'une baisse non anticipée des coûts 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)**

Fig. 1 : Taxes and subsidies with the C.A.P.

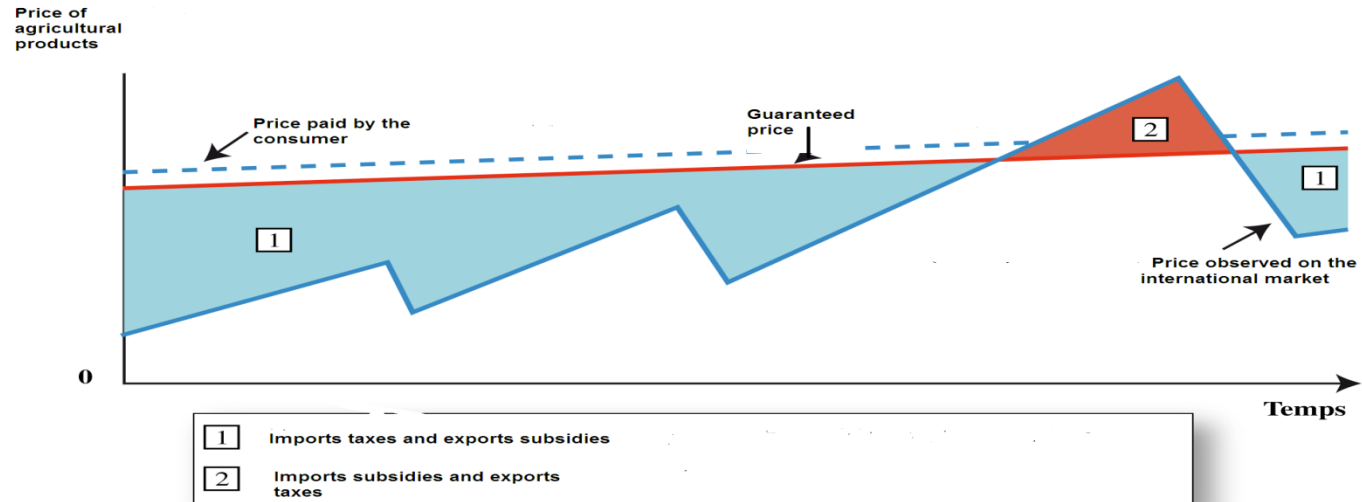
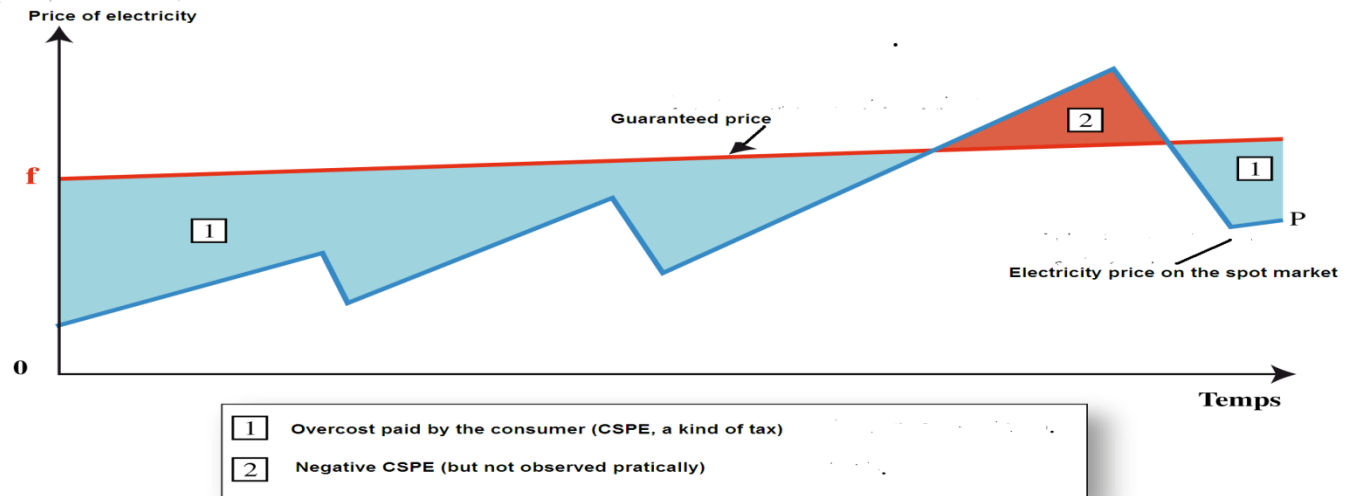


Fig. 2 : Feed-in tariffs system (FIT) for renewables



Revenue for the producer of renewables

$$R = f.q$$

with q = renewable electricity injected (MWh)

Fig. 3 : "Deficiency payments" system for British farmers

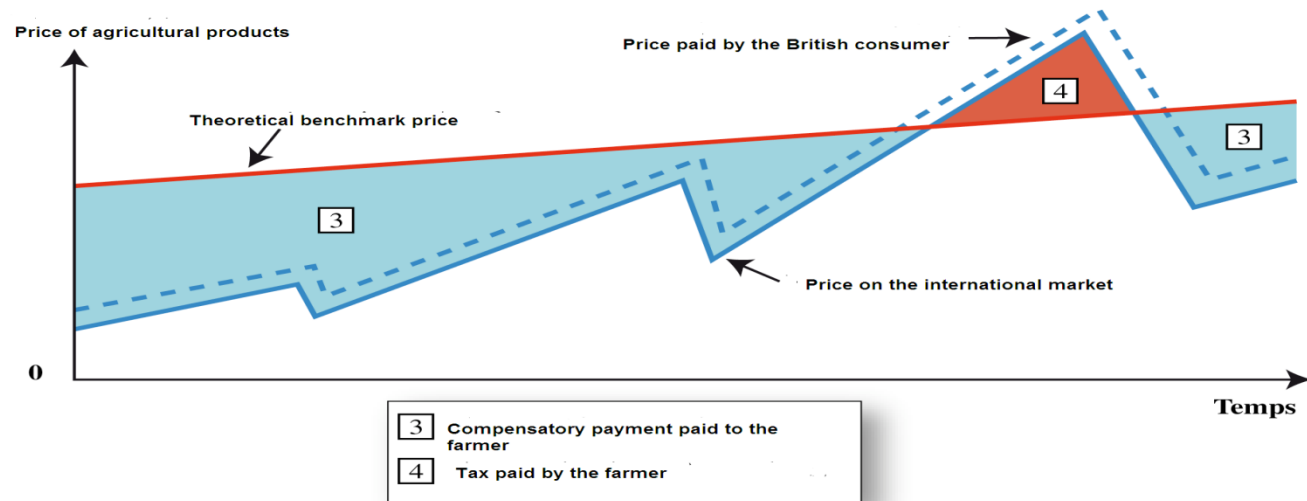
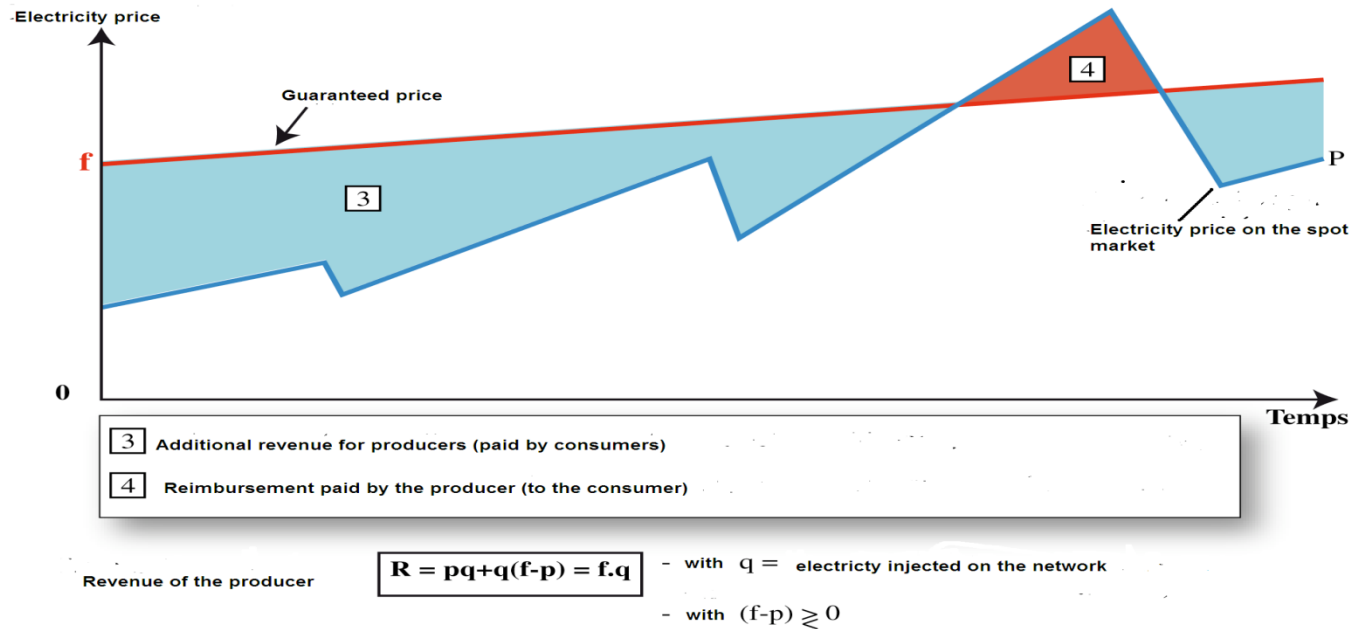


Fig. 4 : "Contracts for Differences" (case of renewables or nuclear EPR)



Coût moyen de l'électricité d'origine renouvelable en 2014 hors prise en compte des externalités liées à l'intermittence

Solaire photovoltaïque	142,50 € / MWh
Solaire photovoltaïque industriel (sous tarif de rachat T5)	66 € / MWh
Eolien terrestre (onshore)	82 € / MWh
Eolien en mer (offshore)	180 € / MWh
Hydroélectricité	Entre 15 et 20 € / MWh

Coût moyen de l'électricité d'origine nucléaire en 2014
--

Nucléaire amorti	49,50 € / MWh
Nucléaire EPR de Flamanville	Supérieur à 100 € / MWh
Nucléaire EPR anglais	109 € / MWh*

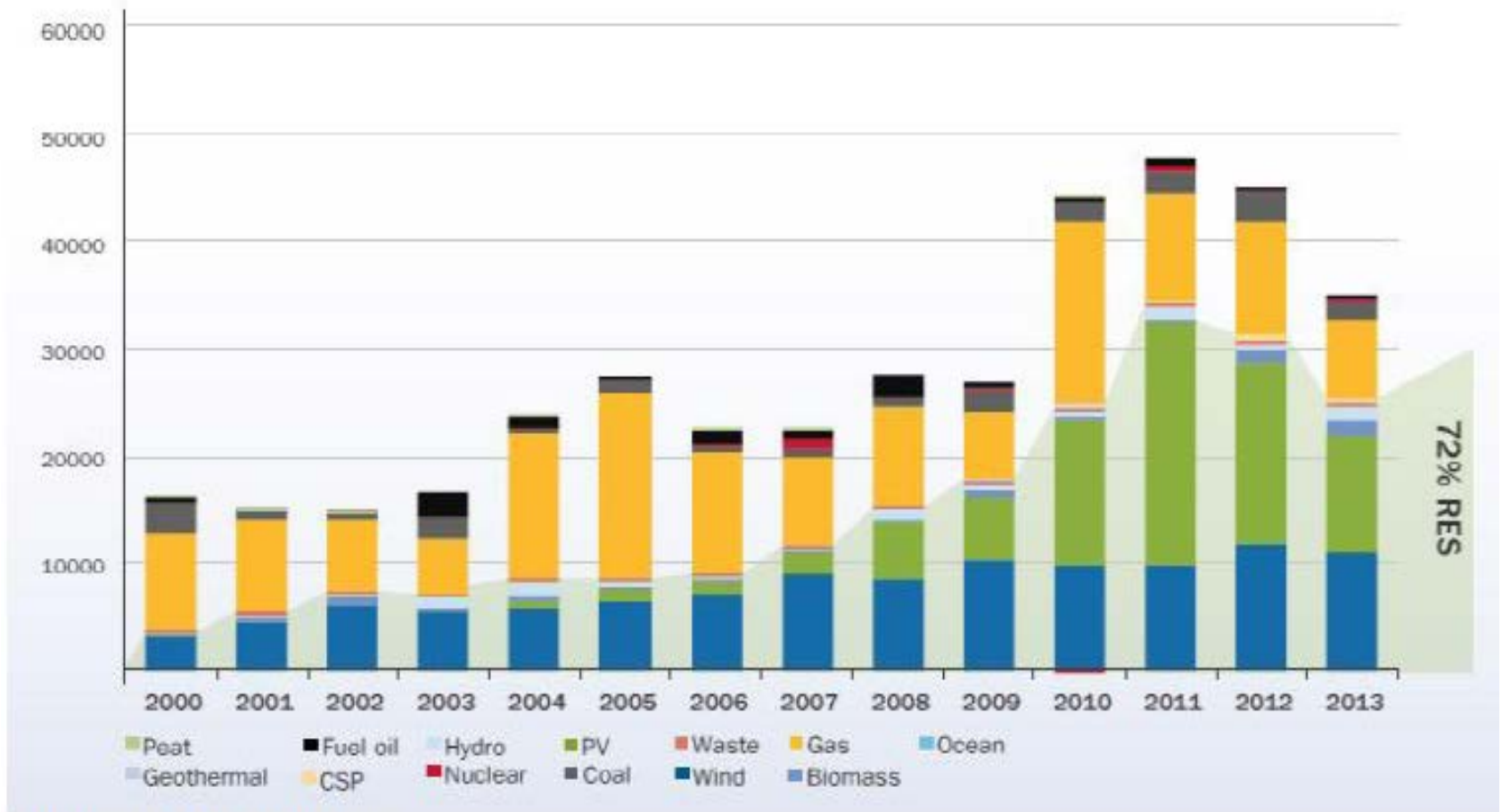
() : prix négocié entre Edf Energy et le gouvernement britannique en octobre 2013*

Coût moyen de l'électricité produite à partir (hors prise en compte des externalités en matière d'émissions de CO₂)

Nouvelles centrales à gaz	Entre 70 et 100 € / MWh
Charbon	60 € / MWh

Source : CRE, Cour des Comptes, EDF, Natixis, Solairedirect

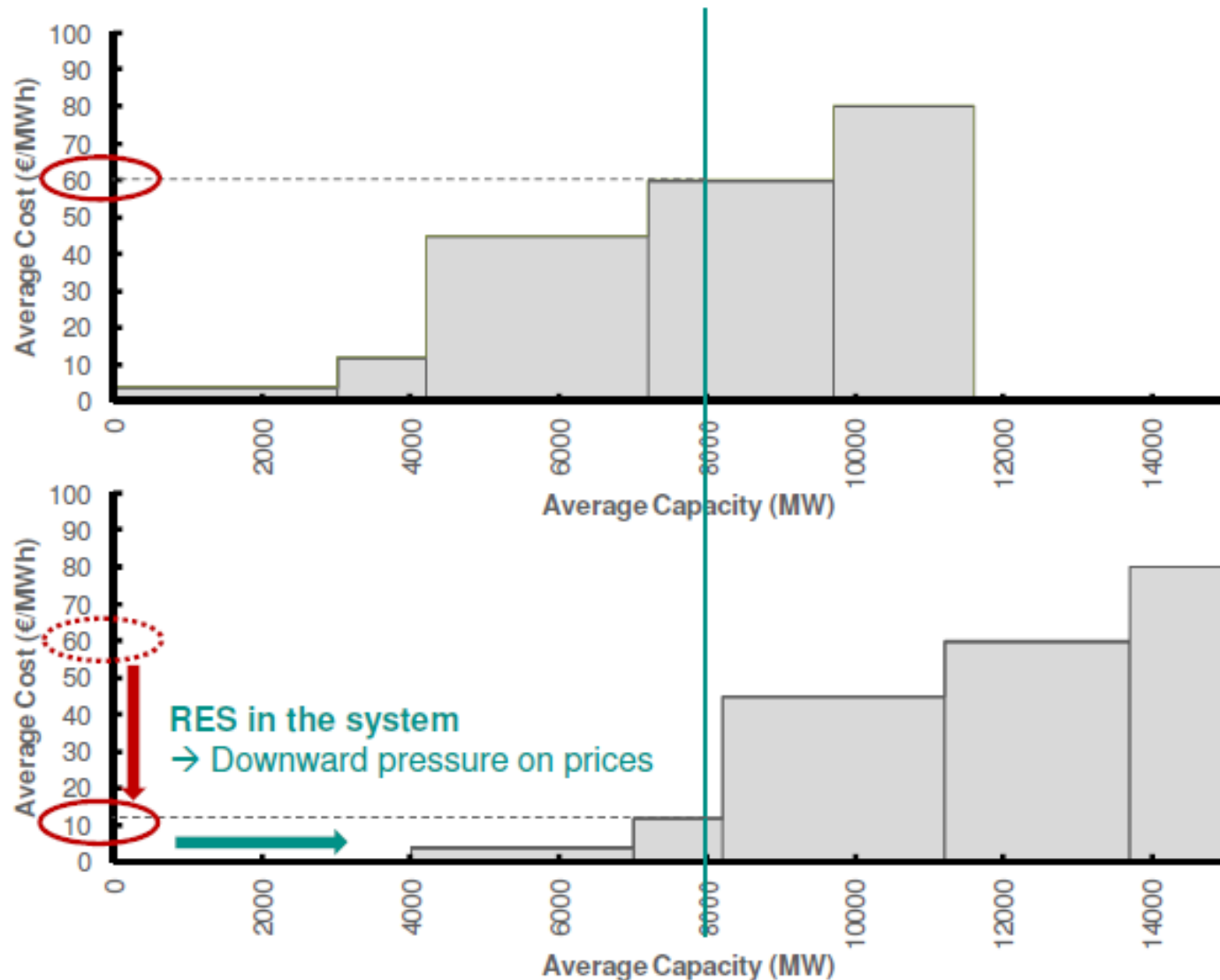
Installed Electricity Capacity per Year (wind in blue; P.V. in green; gas in yellow)



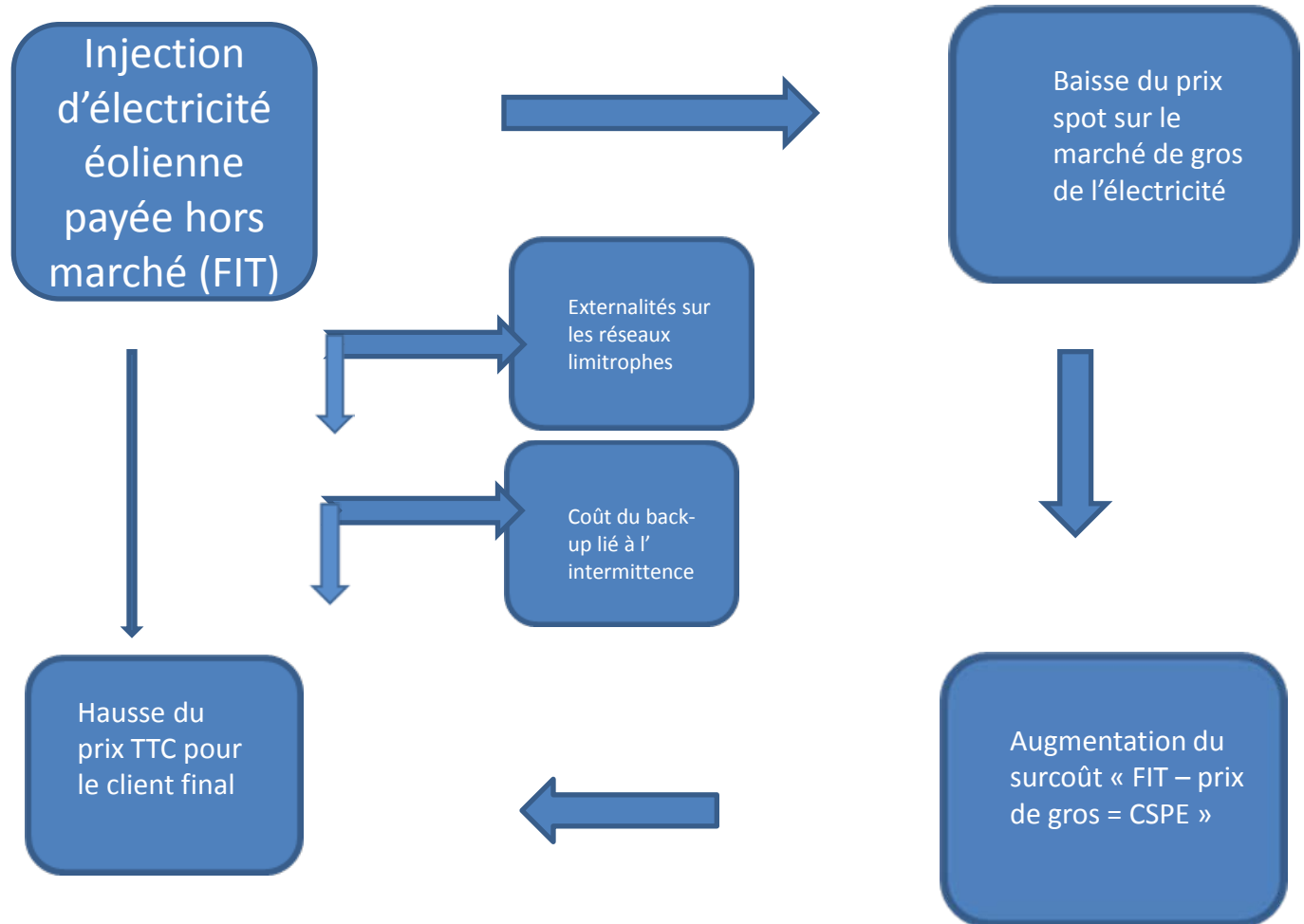
Source: EWEA (2014), p.7

« Switching » caused by renewables: translation of the « merit order » curve

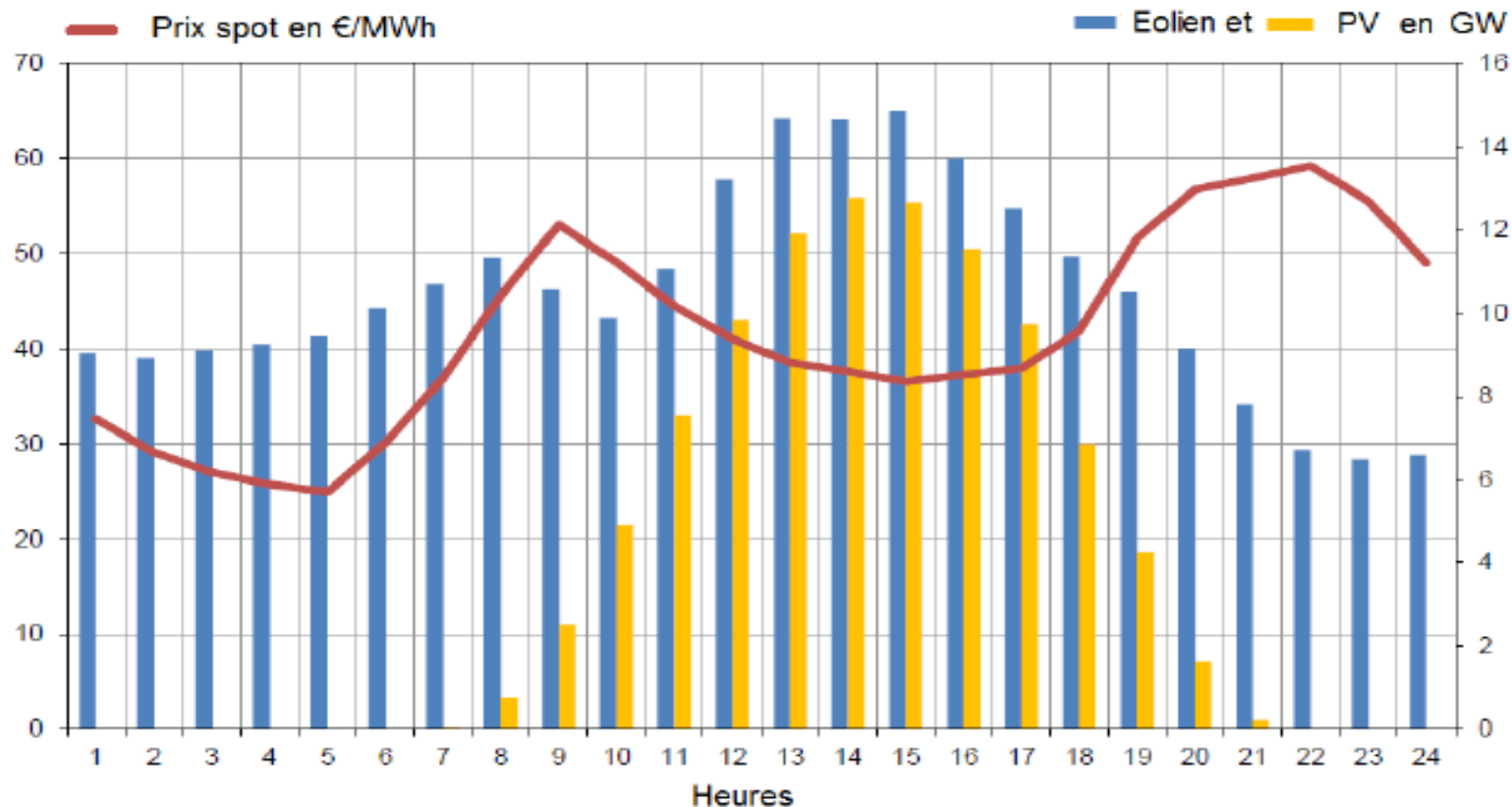
(see Hansen and Percebois 2010)



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)



Corrélation des prix de marché avec la production éolienne et photovoltaïque



Source : Johanna Cludiusa, Hauke Hermann, Felix Chr. Matthes, Verena Graichen – Energy Economics – Courtesy Oeko Institut e.V. - *"The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2016 - Estimation and Distributional Implications"* – Forthcoming – page 10

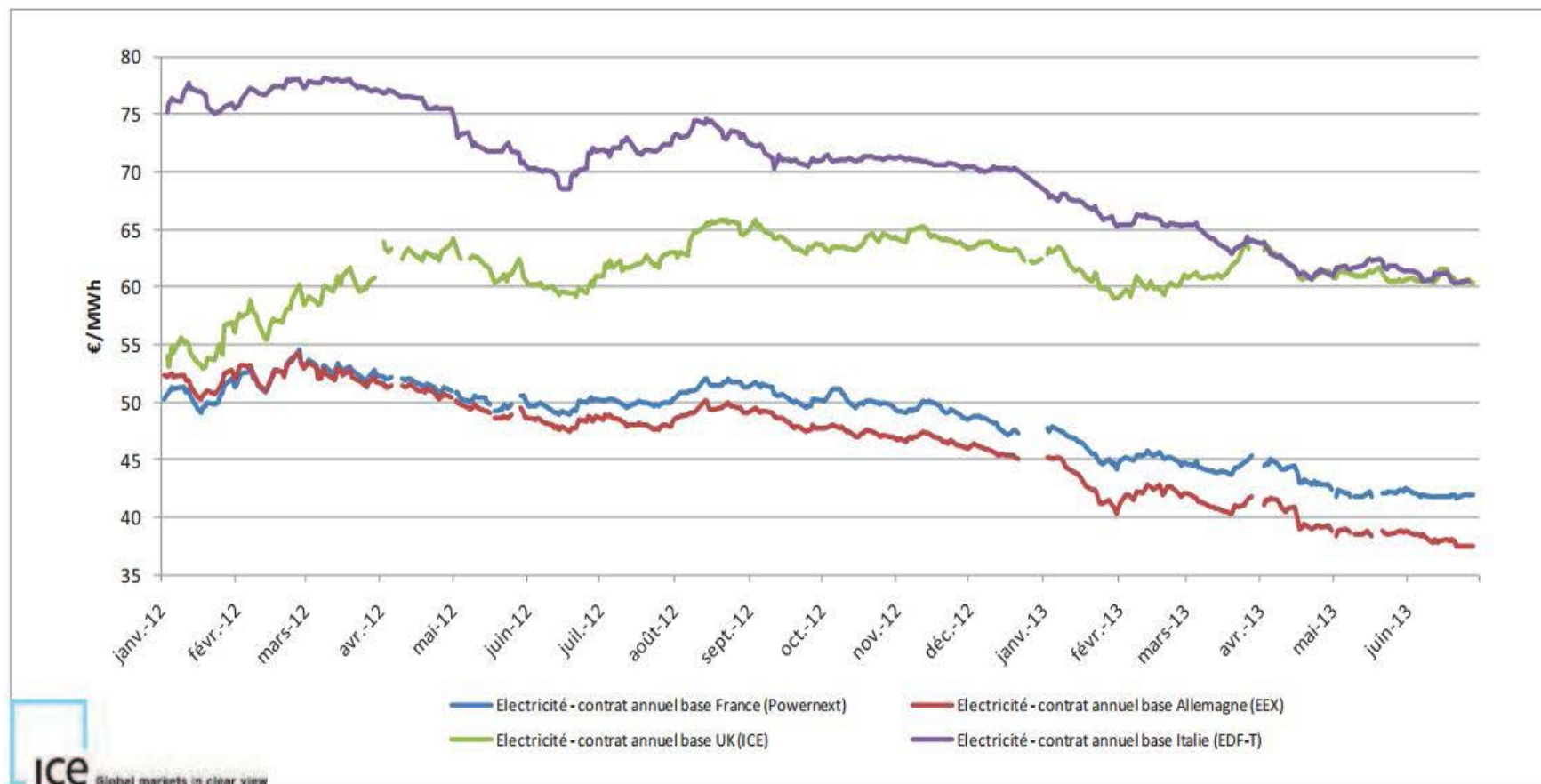
Evolution des prix de gros de l'électricité en France depuis 2005

En €/MWh



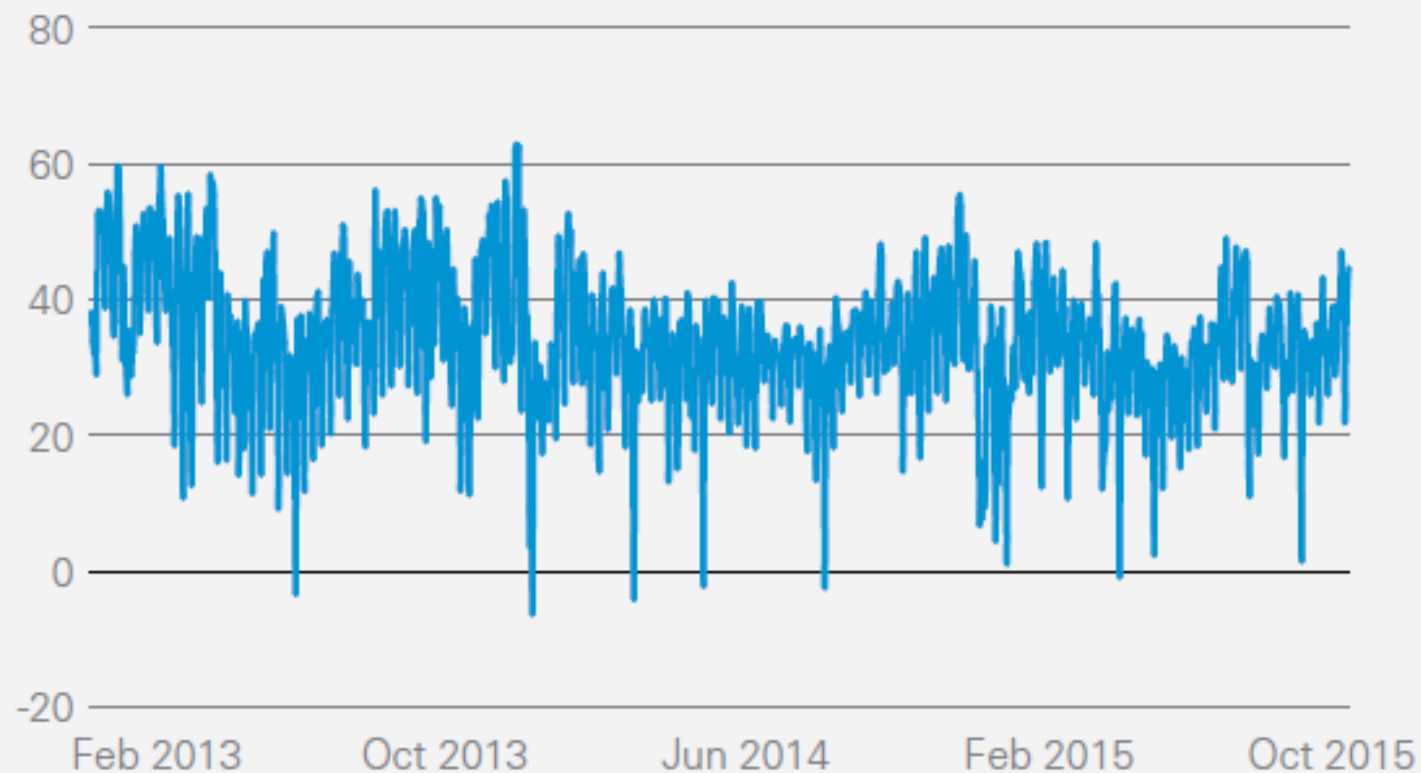
Source : EEX

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



Germany Wholesale Power Spot Prices Have Been Negative at Times

(€/MWh)



As of 13 October 2015

Source: Bloomberg

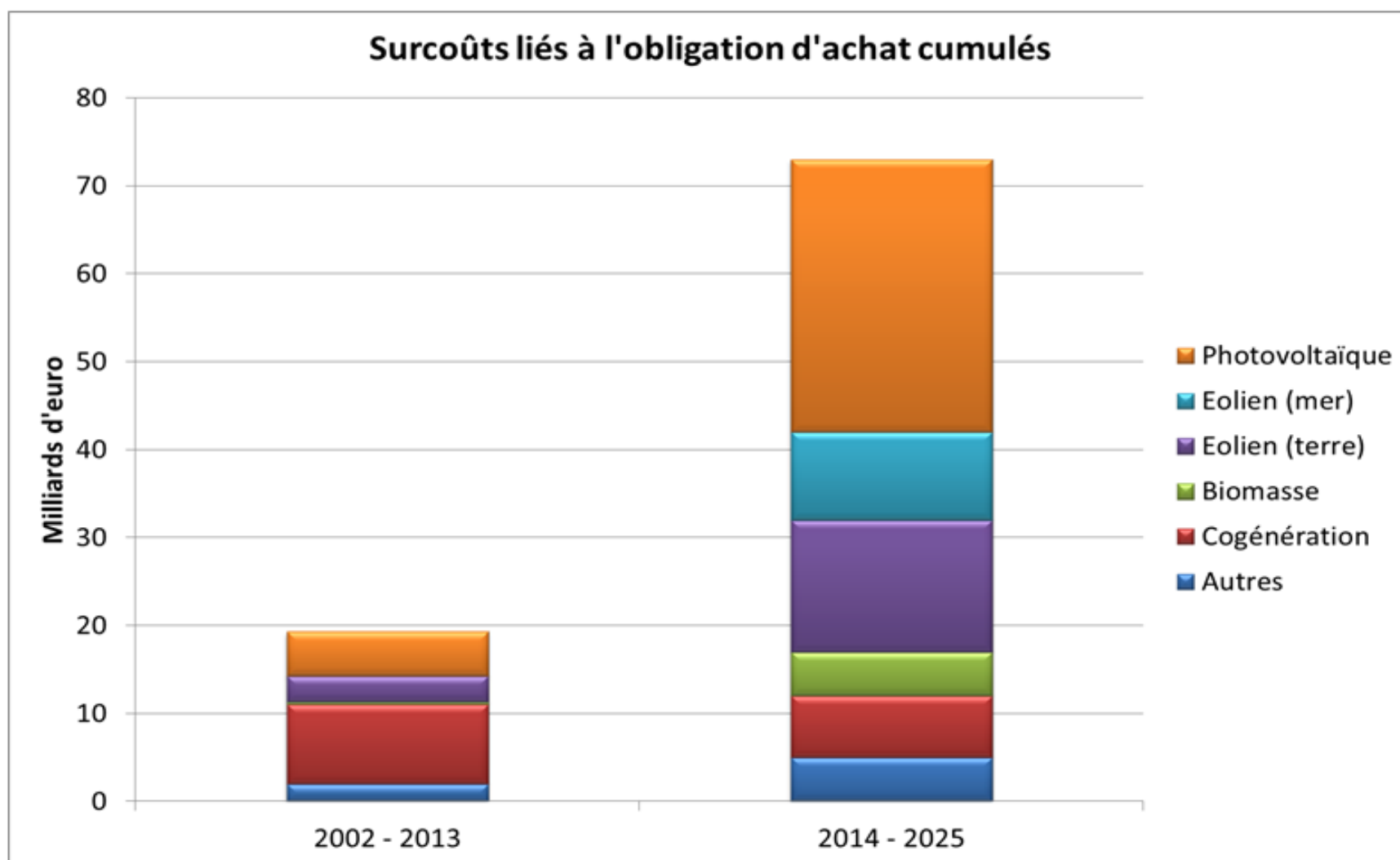


Figure 4 : Evolution des surcoûts liés aux obligations d'achats d'énergie renouvelable entre la période 2002 – 2013 et la période 2014 – 2025 (d'après le rapport de prospective de la CRE, Octobre 2014).

Source: M Cruciani, IFRI 2014

Impact of Feed-in Tariffs

Soutien aux énergies renouvelables en Allemagne et en France

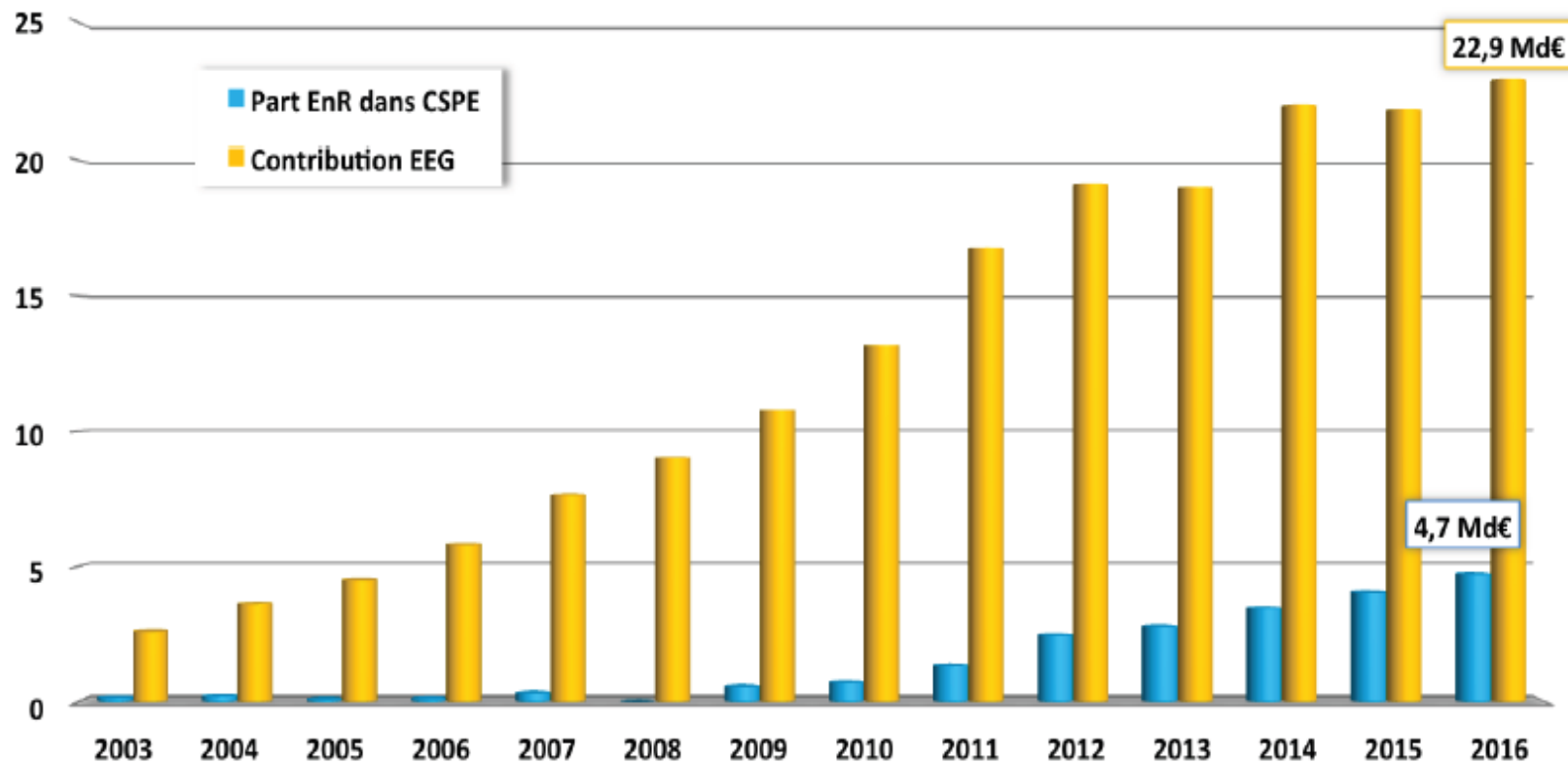
Surcoût par MWh injecté pour les consommateurs assujettis à la surcharge :

Année 2012	Allemagne		France	
	Soutien en €/MWh	Volumes aidés	Soutien en €/MWh	Volumes aidés
		en TWh		en TWh
Eolien terrestre	49	44,6	34	14,8
Eolien en mer	138	0,7	-	-
Photovoltaïque	246	27,0	343	4,5
Hydroélectricité	30	-	9	7,5
Incinération	126	37,8	37	2,2
Biogaz			-	-
Gaz de décharge	20	5,9	33	1,3
Déchets municipaux			7	2,2

Le surcoût total à répartir entre les consommateurs s'élevait à 3,7 milliards d'euros en France en 2014 et 23 milliards d'euros en Allemagne.

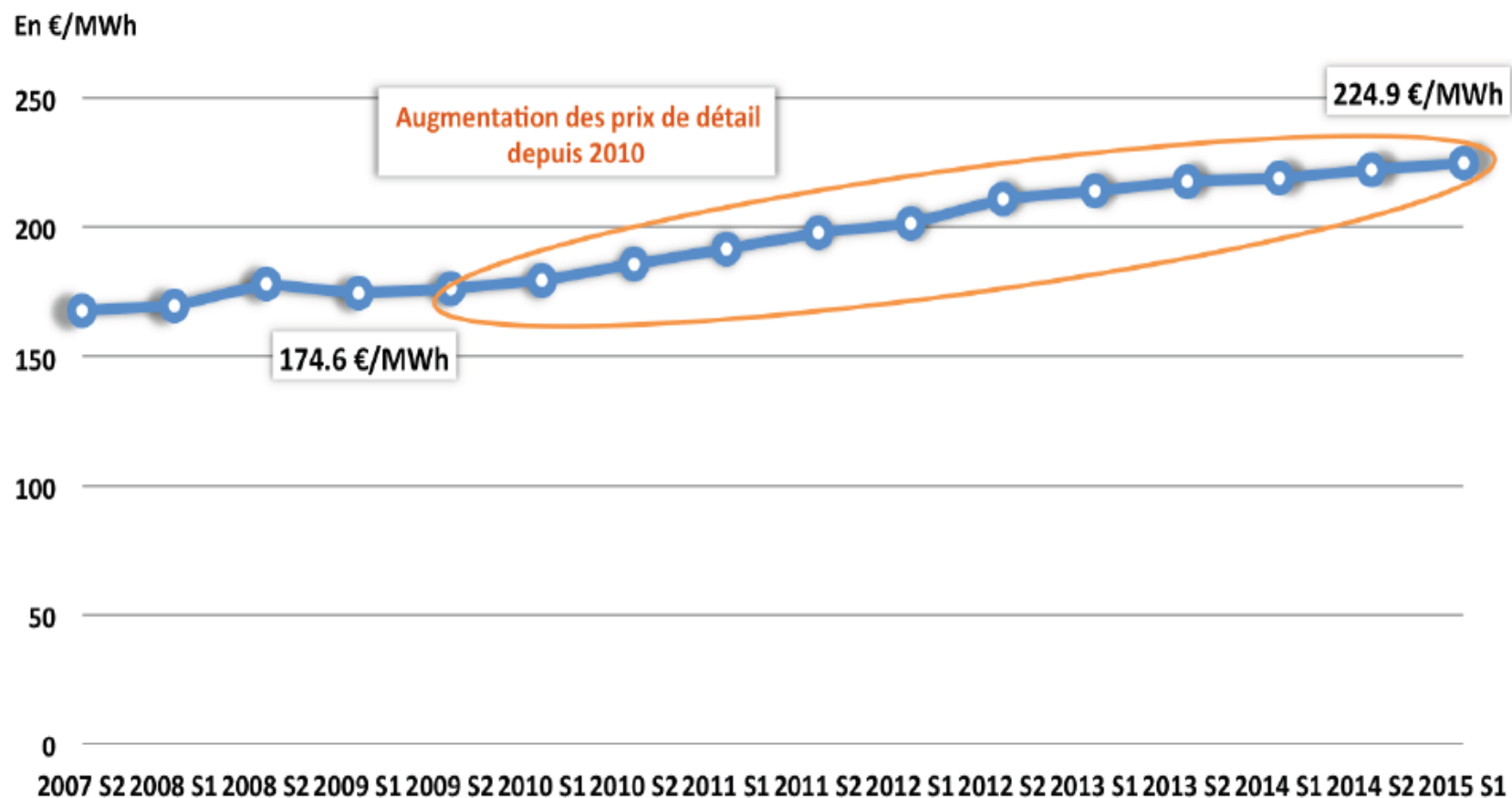
Evolution du coût du soutien aux énergies renouvelables en France et en Allemagne

En Md€



Sources : CRE, BDEW

Prix moyen de l'électricité pour consommateurs domestiques dans l'Union Européenne



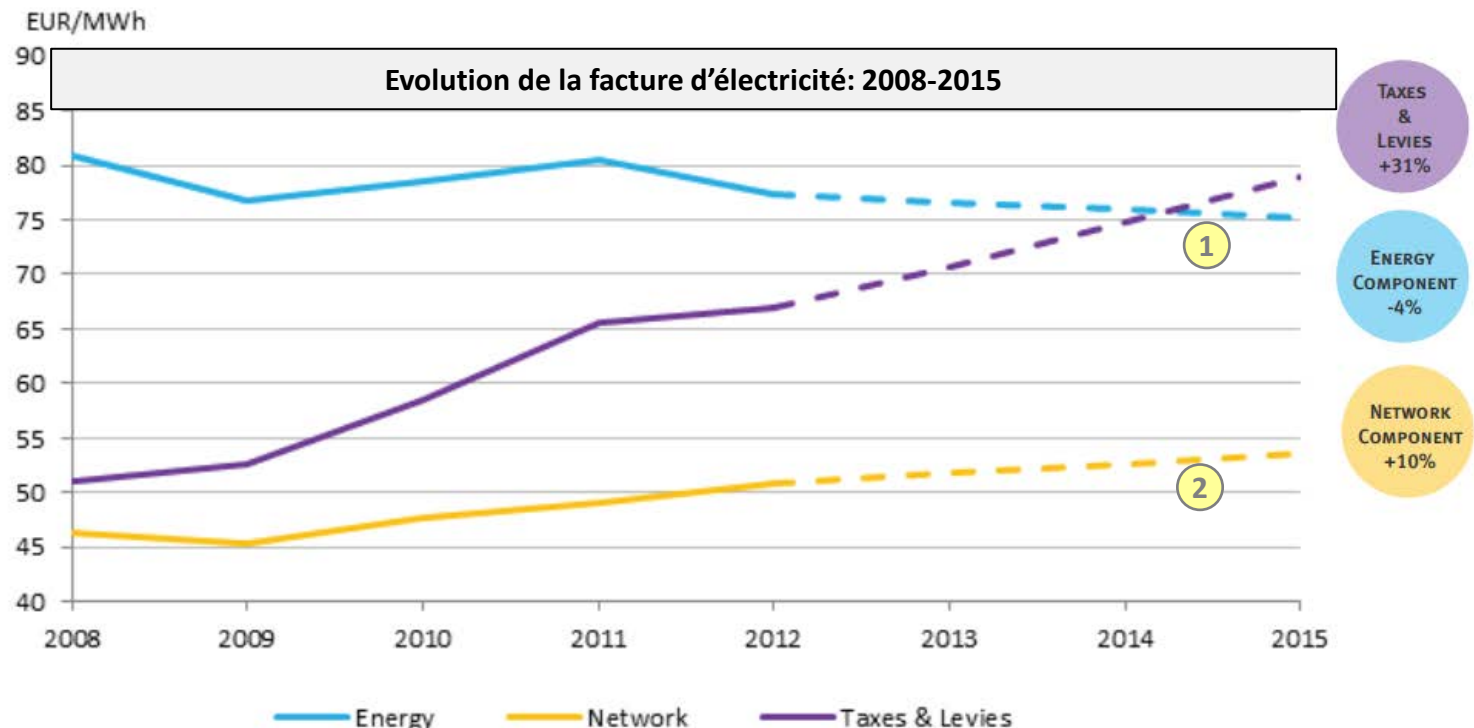
Source : Eurostat

Transition vers un système électrique bas-carbone

Impact sur la facture énergétique

Le transition vers un système électrique bas-carbone (e.g. développement ENR) a un impact très important sur la facture des consommateurs européens (à la hausse)...

- Les coûts pour les consommateurs ont augmenté de manière régulière ces dernières années
 - D'une part, ils intègrent la surcharge due aux mécanismes de soutien ENR.
 - 1 – D'autre part, les coûts des réseaux de transport et de distribution sont également en augmentation.
- 2 Cette dynamique est-elle soutenable pour les consommateurs ?



Source: Eurelectric (2015)

Quelques références bibliographiques : impact de l'injection d'EnR sur le prix de gros

- F. Benhmad et J. Percebois « Impact de l'électricité intermittente sur le fonctionnement du marché spot de l'électricité », *Economies et Sociétés*, série EN, pp 275-297, février 2013
- F Benhmad et J. Percebois, « Wind-power Feed-in Impact on Electricity Prices in Germany 2009-2013 », *The European Journal of Comparative Economics*, 2015
- S. Clo, A. Cataldi et P.Zoppoli « The Merit-order Effect in the Italian Power Market : the Impact of Solar and Wind Generation on National Wholesale Electricity Prices », *Energy Policy*, vol 77, pp79-88, 2014
- R. Crassous et F. Roques « Les coûts associés à l'insertion des EnR intermittentes dans le système électrique : une revue de la littérature », Working Paper, Chaire Electricity Markets, Université Paris Dauphine, décembre 2013
- J.C. Ketterer « The Impact of Wind Power Generation on the Electricity Price in Germany » *Energy Economics*, n 44 pp 270-280, 2014
- M.G.Politt et K.L. Anaya « Can Current electricity Markets cope with High Share of Renewables ? A Comparison of Approaches in Germany, the U.K . and the State of New York, EPRG Working Paper n 1519, University of Cambridge, octobre 2015
- C.K.Woo, J. Horowitz , J. Moore et A. Pacheco « The Impacts of Wind Generation on the Electricity Spot-market Price Level and Variance : the Texas Experience », *Energy Policy*, n 39 (7), pp 3939-3944, 2011.

Effets d'une injection massive d'énergie renouvelable intermittente financée hors marché (FIT)

- **Effet « merit order »** : la baisse du prix spot profite au consommateur en offre de marché mais pas à celui qui paie son électricité sur la base du TRV (tarif réglementé de vente fixé par l'Etat) ; à noter que l'électricité renouvelable consommée par un consommateur français a pu dans certains cas être financée par un consommateur allemand ce qui induit des transferts de revenus transfrontaliers ;
- **Effet « marginal cost »** : les économies de combustible (ou le CO2 évité) lorsque de l'électricité verte se substitue à de l'électricité thermique profitent à l'ensemble des consommateurs ;
- **Effet « back-up »** : la nécessité de prévoir des centrales en réserve pour pallier l'intermittence est un coût pour l'ensemble des consommateurs ;
- **Effet « network »** : les externalités de réseaux ont tendance à accroître les péages d'accès aux réseaux ce qui se répercute sur la facture de tous les consommateurs ; là encore les transferts peuvent être transfrontaliers ;
- **Effet « sunk cost »** : les pertes subies par les producteurs qui ne rentabilisent pas leurs équipements sont pour partie supportées par les actionnaires et pour partie récupérées via les prix de vente donc payées in fine par le consommateur.

Coût complet des ENR pour un producteur d'électricité conventionnelle

- un « effet-prix » : l'injection d'électricité renouvelable fait baisser le prix sur le marché de gros donc la rémunération obtenue par les propriétaires de centrales nucléaires et thermiques classiques ;
- un « effet-volume » : il existe un manque à gagner lié à la baisse de la quantité d'électricité conventionnelle d'électricité par rapport à la quantité d'électricité observée avant l'injection d'électricité renouvelable ; cela traduit un « effet d'éviction » de l'électricité conventionnelle par de l'électricité renouvelable. On objectera que cette substitution correspond à une modification logique du « merit order » puisque le coût variable de l'électricité renouvelable est inférieur au coût variable de l'électricité conventionnelle ; mais sans l'existence de prix garantis cette électricité renouvelable n'aurait pas été injectée sur le réseau puisque le prix d'équilibre du marché ne permet à cette électricité de récupérer ses coûts fixes au cours de l'année.

« Pertes » des producteurs d'électricité conventionnelle: effet-prix et effet volume pour 2015
(recherche en cours JPercebois/s Pommeret) (milliards d'euros)



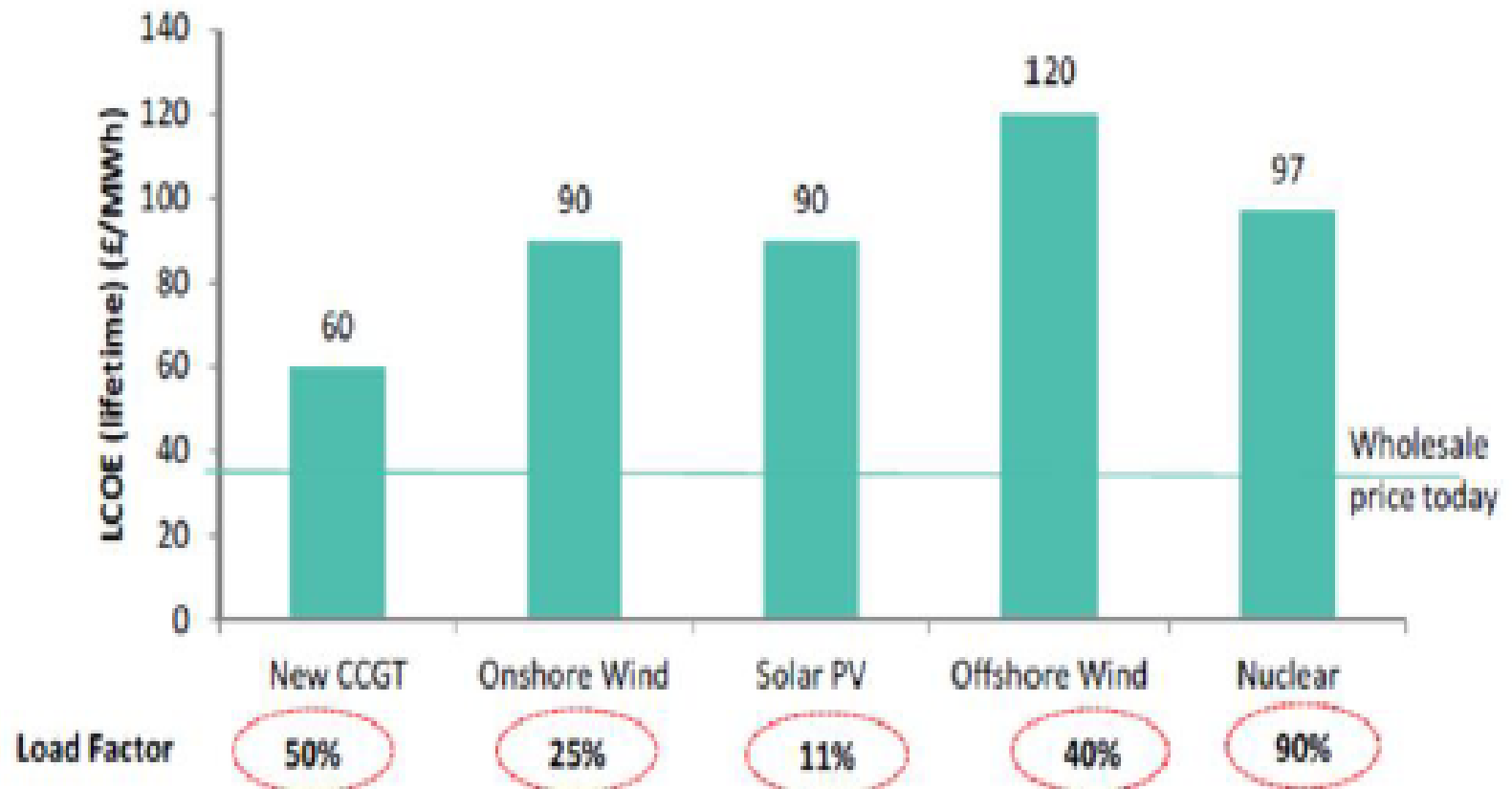
	Moyenne (Md€)	Ecart type (Md€)	Ecart type (%)
Perte en volumes	0,189	0,004	2,19
dont solaire	0,063	0,001	1,99
dont éolien	0,126	0,003	2,57

Tableau 3 : Pertes en volumes dues aux EnR

	Moyenne (Md€)	Ecart type (Md€)	Ecart type (%)
Pertes en valeur	2,704	0,062	2,38
dont solaire	1,077	0,024	2,22
dont éolien	1,627	0,057	3,48

Tableau 4 : Pertes en valeur dues à l'introduction des EnR

Who will invest in such a future?



Source: DECC, Bernstein analysis. reported in Energy Spectrum 29 Feb 2016

Les réformes en cours en Allemagne

- 1. Une nouvelle loi est entrée en vigueur au 1^{er} août 2014 pour les installations dont l'autorisation administrative de mise en service est postérieure au 22 janvier 2014**
- 2. Mise en place progressive d'une vente obligatoire de l'électricité renouvelable sur le marché de gros (si puissance > 500 MW au 1^{er} août 2014, si puissance > 250 MW au 1^{er} janvier 2016 et si puissance > 100 MW à compter du 1^{er} août 2017)**
- 3. Attribution d'une prime complémentaire par MWh vendu (ce système de prime existe déjà en partie)**
- 4. A compter de 2017 généralisation du système des appels d'offre...**

Le mécanisme du FIP se substitue au mécanisme du FIT en Allemagne

Depuis la loi de 2014 le système des prix garantis n'existe plus que pour les installations mises en service avant le 31 juillet 2014 et pour les petites installations (< 500 kW si mise en service avant le 1/1/2016 ou à 100 kW si mise en service après le 1/1/2016)

Mécanisme du FIP « prime de marché »: vente directe assortie d'un soutien financier. Les exploitants commercialisent directement leur électricité sur le marché ou mandatent un tiers (« opérateur de vente directe »). Les exploitants reçoivent, en plus des recettes de vente sur le marché, une prime de marché correspondant à la différence entre la « valeur de référence » et la « valeur marchande moyenne » de l'électricité. La prime de marché change tous les mois (elle est qualifiée de « glissante »). L'opérateur de vente directe (intermédiaire) est libre de vendre l'électricité sur le marché spot ou via des ventes de gré à gré (OTC). Si l'opérateur de vente directe est le GRT ou le GRD il a l'obligation de vendre sur le spot. Les opérateurs de vente directe qui vendent de l'électricité provenant de plusieurs exploitants sont qualifiés d'agrégateurs. En général un contrat est conclu entre l'opérateur de vente directe et l'exploitant, qui définit les conditions de rémunération.

Les exploitants peuvent opter pour une vente directe sans prime et dans ce cas ils reçoivent une somme correspondant aux tarifs d'utilisation du réseau évités (versée par les gestionnaires de réseaux)

Le mécanisme du FIP oblige les producteurs à faire des prévisions concernant la commercialisation de leur électricité.

Incitations à arrêter les installations renouvelables quand les prix du marché sont fortement négatifs car le prix négatif peut alors compenser la prime. Si la prime est de 50 euros/MWh alors que le prix du marché est de -50 euros/MWh l'opération est blanche; au-delà l'exploitant perd de l'argent et doit arrêter son installation.

Mise en œuvre de la réforme des mécanismes de soutien aux ENR dans la loi du 17 août 2015 en France (décrets en cours): de la complexité comme « barrière à l'entrée »?!

- **Coexistence de deux mécanismes: « contrat d'achat » (FIT) et « contrat de complément de rémunération » (FIP) financés par la CSPE**
- Dans les deux cas soit logique du « guichet ouvert » auprès de l'acheteur obligé (EDF) soit logique de l'appel d'offres (se reporter au décret qui précisera les choses)
- L'éolien terrestre est éligible au tarif d'achat sans limitation de puissance et le solaire l'est mais jusqu'à 100 kW; au-delà le solaire relève de l'appel d'offres
- Le complément de rémunération est constitué d'une prime mensuelle destinée à compenser l'écart entre un « tarif d'achat de référence » et un « prix de marché de référence ». Le complément de rémunération est augmenté d'une « prime de gestion » (compenser les coûts de transaction). Le tarif d'achat de référence est fixé par arrêté et est basé sur le coût d'investissement et d'exploitation moyen d'une installation performante et représentative de la filière. Le prix de marché de référence est également fixé par arrêté et correspond à une moyenne des prix « day ahead » observés sur le marché de gros.
- Les revenus obtenus sur le marché de capacité sont déduits du complément de rémunération:

Avec le mécanisme « complément de rémunération »: $\text{Revenu total} = \text{revenu issu de la vente des MWh sur le marché de gros} + \text{complément de rémunération (prime proportionnelle à l'énergie produite)} + \text{prime de gestion} - \text{revenus perçus sur le marché de capacité}$

NB cas où la prime est négative : le producteur est redevable de cette somme dans la limite des totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération

(le prix de référence de la garantie de capacité est une moyenne arithmétique des prix issus des enchères sur le marché de capacité organisé par EPEX Spot; le nombre normatif de capacités est le produit de la puissance de l'installation par un coefficient défini pour chaque filière et représentatif de la disponibilité moyenne de la filière)

1. Faut-il mettre en place un mécanisme de capacité?

- **1. Pour certains économistes c'est non: le marché « energy only » suffit à condition de ne pas le distordre:**
 - Marché « energy only non capé ». Avec le marché « energy only » les centrales de production sont rémunérées sur la base des MWh vendus mais il faut accepter des prix très élevés aux heures de pointe et une probabilité de défaillance « raisonnable » (cf Texas ou Nouvelle-Zélande); le délestage est un mécanisme de gestion comme les pics de prix...ensuite c'est un problème de partage de risques entre le fournisseur et son client.
 - Marché « energy only capé ». Les pouvoirs publics fixent des prix-plafonds (3000 euros/MWh? Ce fut 1938 euros le 8/2/2012) et veulent une probabilité de défaillance faible (3 heures en moyenne par an en France), ceci pour des raisons « politiques » (coût social); du coup le producteur ne peut pas obtenir de marges suffisantes pour financer les coûts fixes.
- **2. Pour d'autres c'est oui car le marché « energy only » ne permet pas de récupérer les coûts fixes** (en particulier pour les équipements de pointe) en raison notamment de distorsions (cf FIT en faveur des renouvelables financées hors marché et qui font chuter les prix sur le marché day-ahead) d'où la nécessité de rémunérer la puissance via un mécanisme de capacité (régler le problème du « missing money » soulevé par Stoft).

2 . Quels sont les principaux mécanismes de capacité?

- **1. Réserve stratégique** (obligation légale pour un fournisseur de disposer de la puissance maximale souscrite par ses clients, effacement compris, en plus des « réserves tournantes » traditionnelles prévues par le GRT)
- **2 Paiement de capacité** (la puissance est rémunérée en tant que telle; coûteux pour les consommateurs)
- **3. Marche de capacité centralisé** (le GRT fixe une cible de capacité et organise des enchères auxquelles participent tous les producteurs d'électricité et tous les opérateurs d'effacement de consommation; le GRT joue le rôle d' un acheteur unique; l'enchère peut porter sur la capacité manquante; au RU la première enchère avait donné près de 20 000 £/MW/an; on récompense la disponibilité de puissance, que la capacité soit appelée ou non à produire de l'électricité ou à réduire la consommation... on peut penser que le coût sera répercuté sur le consommateur mais en contrepartie le prix sur le marché de gros devrait être plus faible et moins volatil?)
- **4. Marché de capacité décentralisé: *système prévu en France***

3 . Le marché de capacité décentralisé prévu pour 2017 en France (I/III)

(arrêté du 23/1/2015 conformément à la loi NOME de 2010)

- Les producteurs d'électricité reçoivent des **certificats de garanties de capacité** en faisant certifier leur capacité via un contrat signé avec le GRT; la capacité doit notamment être disponible aux heures de pointe des jours PP2 (7h-15h et 18h-20h durant 10 à 25 jours PP2 / an entre novembre et mars)
- Les fournisseurs d'électricité ont l'obligation de disposer d'un montant de garanties de capacité suffisant pour faire face à la demande de leurs clients aux heures de pointe , y compris en recourant à des offres d'effacement. On tient compte d'un coefficient de sécurité (de l'ordre de 15%)(10 à 15 jours PP1/ an). Les fournisseurs qui ne sont pas détenteurs de capacité de production suffisantes auront besoin d'en acheter
- Les certificats de capacité détenus par les producteurs peuvent être vendus aux fournisseurs; mais **la garantie de capacité ne donne à son détenteur aucun droit à l'énergie produite par la capacité**: un producteur qui a vendu ses garanties de capacité demeure propriétaire de son énergie produite.
- En cas de non respect des engagements des pénalités sont prévues

4 . Le marché de capacité décentralisé prévu pour 2017 en France (II/III)

- Les garanties de capacité ne sont délivrées aux producteurs d'électricité qu'à condition que leur production ne soit pas vendue sous contrat d'obligation d'achat (FIT pour les ENR); dans le cas contraire c'est l'acheteur obligé (donc EDF) qui est le bénéficiaire des garanties de capacité
- Les certificats (attribués pour 1 an) représentent une puissance; les échanges se font via EPEX Spot et RTE communique avant le 1/12 de l'année de livraison t+2 le montant des obligations de capacité
- Toutes les capacités de France métropolitaine ont l'obligation de participer au mécanisme de capacité
- Les effacements peuvent être comptabilisés de deux façons: 1) soit en réduisant le montant de l'obligation de capacité d'un fournisseur (valorisation implicite) 2) soit par une certification de la capacité d'effacement (valorisation explicite mais dans ce cas si une capacité d'effacement certifiée est activée elle ne pourra pas être prise en compte une seconde fois comme réduction de consommation).
- Les jours PP1 sont nécessairement des jours de PP2 ($PP1 < PP2$)

5 . Les critiques faites par Bruxelles au marché de capacité décentralisé prévu pour 2017 en France (III/III) (*validation du mécanisme en cours*)

- **1. Certificats accordés gratuitement aux producteurs mais négociables sur un marché; du coup les exploitants de capacité (à commencer par EDF, de loin le principal exploitant) bénéficient d'un revenu « tombé du ciel » et les pouvoirs publics renoncent à des recettes publiques**
- **2. Les exploitants étrangers ne peuvent pas participer au marché français ce qui donne un avantage aux exploitants français**
- **3. La grande majorité des échanges de certificats impliquera l'OH (EDF) qui contrôle près de 90% de la production et plus de 80% du marché de détail (marché peu liquide avec risques de manipulation des cours?)**
- **4. Les entrants ont plus de mal à anticiper leurs obligations que l'OH (EDF)**

Marché de capacité et marché de l'effacement: deux approches complémentaires

Avantages de l'effacement:

valeur capacitaire

valeur énergie

valeur de flexibilité

valeur en termes d'économies de réseaux (réduction des pertes d'acheminement, investissements de réseaux reportés ou évités)

valeur en termes de réduction des émissions de CO₂ (surtout aux heures de pointe quand le thermique fossile est marginal; centrales au charbon, au fuel ou au gaz)

Pourquoi faut-il réformer la structure du TURPE ?

- 1. La tarification ATR actuelle ne rémunère pas correctement la puissance (même problème qu'avec le marché « energy only » au niveau de la production)
- 2. La part énergie (euros/MWh) est de l'ordre de 70% en moyenne en Europe pour le secteur résidentiel et de 55% en moyenne pour le secteur non résidentiel (contre 30% et 45% respectivement pour la part puissance du tarif, en euros/MW); en France la part énergie est de 80% pour le secteur résidentiel et de 70% pour le secteur non résidentiel
- 3. Exceptions: Espagne, Pays-Bas où la part puissance est plus élevée (tarification fondée à 100% sur la puissance aux Pays-Bas)
- 4. Cette tarification favorise les clients qui ont une faible utilisation de la puissance souscrite puisqu'ils ne financent le réseau que lors du soutirage (cf résidences secondaires); la question va se poser avec le développement de l'autoproduction du photovoltaïque. Cela génère des subventions croisées entre consommateurs. Tenir compte du foisonnement qui réduit la puissance utile.
- 5. Il faut s'inspirer de la tarification d'accès aux réseaux de gaz (tarification au niveau des capacités réservées sans prise en compte depuis 2005 de la quantité transitée)
- 6. Il faut de plus envoyer un signal-prix de localisation des capacités d'injections de l'électricité (cas des énergies renouvelables qui vont introduire plus d'incertitude sur les injections) et tenir compte des périodes de soutirage pour gérer les congestions (tarification horo-saisonnière). Avec la fin des tarifs jaunes et verts les fournisseurs peuvent faire des offres de marché différenciés dans l'espace comme dans le temps; de plus les producteurs d'ENR peuvent choisir leur lieu d'implantation.
- **Conclusion: vers des tarifs ATR davantage assis sur la puissance, avec déperéquation spatiale et différenciation horo-saisonnière?**

Conclusion

I L'incitation à investir aux heures de pointe est un défi permanent (prix insuffisants pour les producteurs; problème du « missing money » et donc du « coût de défaillance ») d'où la nécessité d'un mécanisme de capacité

II Les prix de gros sont aujourd'hui insuffisants pour rentabiliser de nouveaux investissements (tout investissement nouveau dans la production doit être aidé: FIT, FIP, CfD, enchères ; les producteurs ont intérêt à vendre leur électricité hors marché mais prix OM souvent indexés sur le prix spot)

III Il faut revoir les mécanismes de soutien aux énergies « capitalistiques » utilisées pour produire de l'électricité (ENR et nucléaire). La solution: FIP au lieu de FIT pour les ENR et CfD pour le nucléaire? En attendant des jours meilleurs (« fin de la « suraccumulation-dévalorisation »)

IV Il faut introduire un prix du carbone pour limiter le réchauffement climatique et pénaliser le charbon en particulier (ce qui permettra de réduire la surcapacité en évinçant ces centrales polluantes)