

**Confrontations Europe & ASCPE
Groupe Energie-Environnement**

Le coût des énergies renouvelables

Paris, 26 Mars 2015

Note liminaire

Toutes les données présentées ici proviennent d'études diffusées par des organismes internationaux (AIE, IRENA, etc.), mais l'auteur garde l'entière responsabilité des conclusions qui en sont tirées.

A l'échelle mondiale, les investissements dans les énergies renouvelables ont atteint **310 milliards de dollars (G\$)** en 2014, l'essentiel étant consacré à l'électricité, solaire pour 150 G\$ et éolienne pour 100 G\$.

Depuis 2000, photovoltaïque (PV) et éolien connaissent une croissance annuelle à deux chiffres ; la part du PV dans la production mondiale d'électricité est désormais estimée à **16 % en 2050**.

L'Union Européenne a retenu un objectif de 20 % d'énergies renouvelables en 2020. Cependant, selon les 28 Plans d'Action Nationaux, l'électricité d'origine renouvelable atteindra **35 %**, dont **14 % de source éolienne et 3 % solaire**.

La présentation se concentre donc principalement sur ces deux sources.

Le coût des énergies renouvelables

1 – Aperçu sur les coûts:

Coût pour le producteur

Coût pour le consommateur

Coût pour le citoyen

2 – Discussion :

Bénéfices tirés au regard des coûts

Effets redistributifs

Nouvelles problématiques

3 – Recommandations

Coût initial

Les énergies renouvelables exigent un **investissement initial important**, souvent supérieur à celui requis pour les sources fossiles. Les estimations relatives à cet investissement varient largement.

Eventail caractéristiques des coûts pour des **installations neuves** :

	CAPEX		OPEX	
	€/kW		€/MWh	
	Min	Max	Min	Max
Eolien à terre	696	2 802	7	38
Eolien en mer	2 259	4 578	19	39
Photovoltaïque	791	4 676	14	44
Hydroélectricité	718	3 125	3	25
Hélio thermodynamique (CSP)	2 319	9 000	14	29
Biomasse solide	602	4 066	47	162
Charbon	497	2 786	39	92
Gaz naturel	423	1 288	35	92
Nucléaire	2 688	4 909	37	60

Coût de production

Dans les zones bien dotées (vent, ensoleillement, précipitations) les techniques actuelles permettent aux énergies renouvelables d'afficher des **coûts voisins, voire inférieurs**, à ceux des sources conventionnelles.

LCOE typiques (installations neuves) :

Le coût de production s'exprime à l'aide du **LCOE** - *Levelized Cost Of Energy* (Coût Harmonisé), déterminé pour chaque sources à l'aide de trois paramètres :

- **Durée de vie** de l'équipement
- **Facteur de charge** de l'installation
- **Coût du financement**

	LCOE €/MWh	
	Min	Max
Eolien à terre	30	121
Eolien en mer	75	276
Photovoltaïque	59	467
Hydroélectricité	13	236
Hélio thermodynamique	79	369
Biomasse solide	38	151
Charbon	26	130
Gaz naturel	35	111
Nucléaire	69	111

Politiques publiques

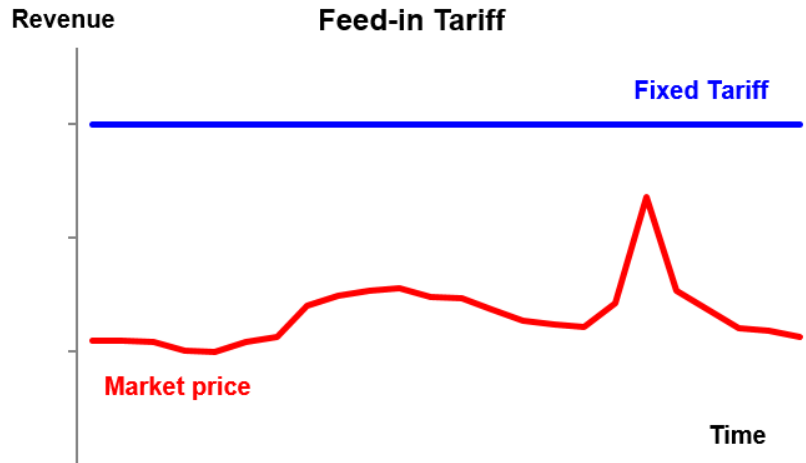
Dans de nombreux pays bénéficiant d'une croissance économique soutenue, les sources renouvelables se développent spontanément, quasiment sans politique publique dédiée.

Dans les pays déjà équipés, une **politique publique complète** reste nécessaire. Cette situation demeure celle de l'UE, avec des dispositions incluant :

- **Des aides à l'investissement**, subventions, allègements fiscaux, prêts bonifiés, garanties sur emprunt : leur coût repose sur le contribuable.
- **Des mécanismes de soutien à la production**, pour compenser l'écart avec le coût du kWh issu des centrales existantes : leur coût est transféré au consommateur.

Les soutiens à la production par le biais de **tarifs d'achat garantis** (*FiT : Feed-in Tariffs*) se révèlent très efficaces... mais très coûteux. En 2014, le surcoût total à répartir entre les consommateurs s'élevait à **3,7 G€** en France **et 23 G€** en Allemagne.

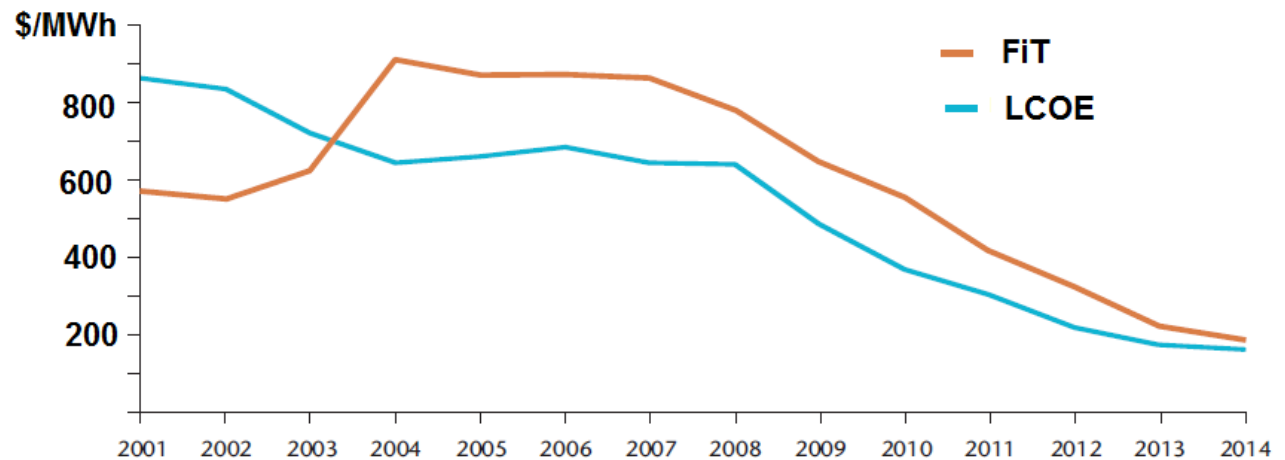
Tarifs d'achat garantis



Les tarifs d'achat garantis offrent la meilleure visibilité aux producteurs, qui deviennent complètement insensibles aux prix de marché.

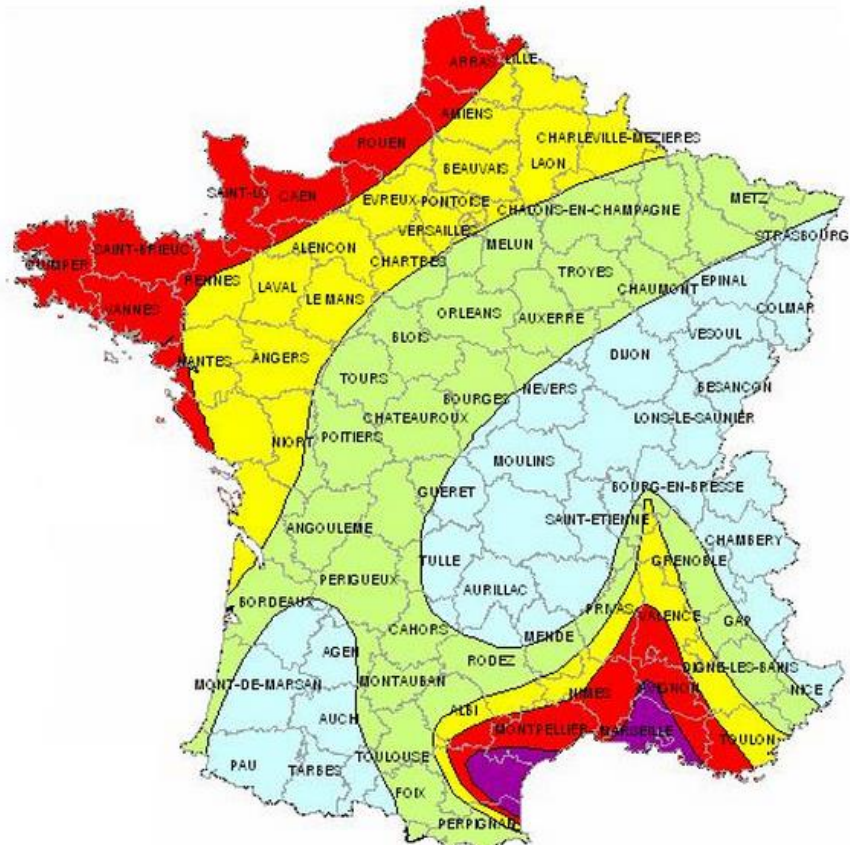
Les tarifs d'achat garantis sont restés longtemps **supérieurs aux coûts de production**, même lorsqu'ils étaient établis par appel d'offres (grandes installations).

FIT & LCOE – Petit PV sur toiture en Allemagne:

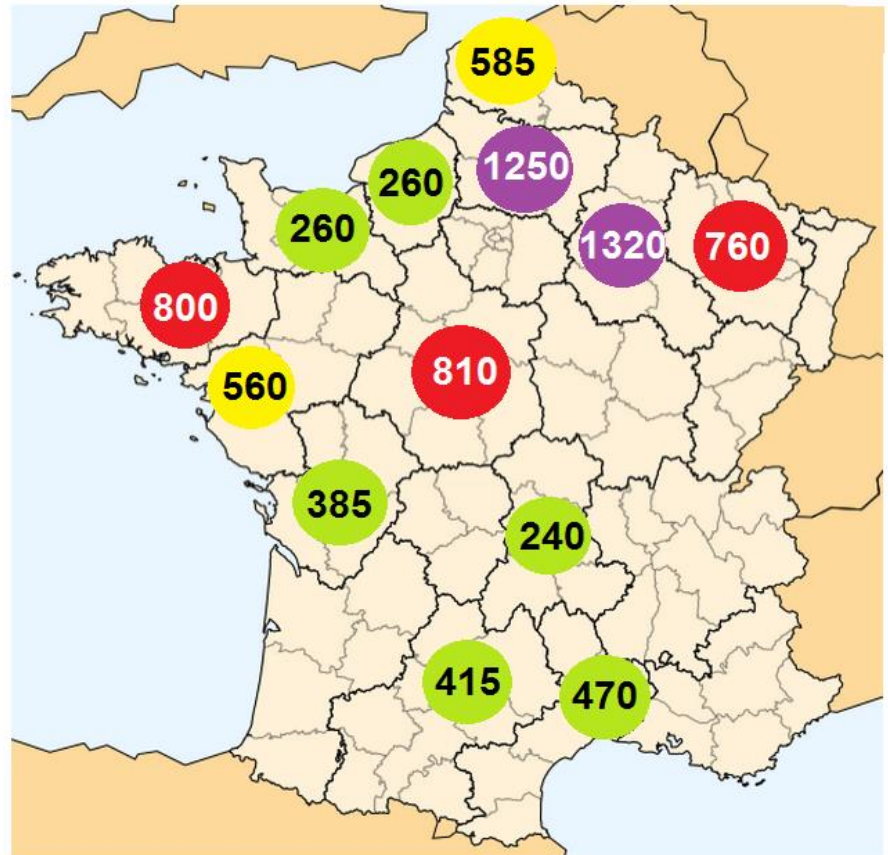


Le mélange des politiques publiques en France

L'énergie éolienne illustre la **multiplicité des objectifs** poursuivis :



Source 5



La capacité installée ne reflète pas la qualité du vent (MW par région – Mai 2014)

Coûts de réseau & Coûts de système

En sus du coût additionnel reflétant les aides à la production, les consommateurs assument tout ou partie des :

1) Coûts supplémentaires relatifs aux réseaux :

- Extension et renforcements d'ouvrages de distribution et transport si les nouvelles installations ne subissent pas de contraintes de localisation
- Nouveaux équipements pour garantir la qualité de l'alimentation

2) Coûts de système engendrés par le caractère variable de la production d'origine éolienne et solaire, exigeant des mesures de court terme (ajustement) et long terme (réserve de sécurité), généralement désignées par "backup".

Estimation des coûts de système en France & Allemagne :

€/MWh	Eolien à terre		Photovoltaïque	
	10%	30%	10%	30%
Taux de pénétration	10%	30%	10%	30%
Ajustement	1,4	4,6	1,4	4,6
Réserve	5,7	6,4	13,9	14,2

Investissements sur les réseaux

A l'échelle européenne :

1) **TRANSPORT** : Le plan de développement des réseaux à 10 ans présenté par ENTSO-E en 2012 prévoit 52 300 km de lignes à haute tension à construire ou renforcer, dont 12 600 km en technologie à courant continu et 9 000 km en lignes sous-marines.

Les investissements correspondants étaient évalués à **104 G€**.

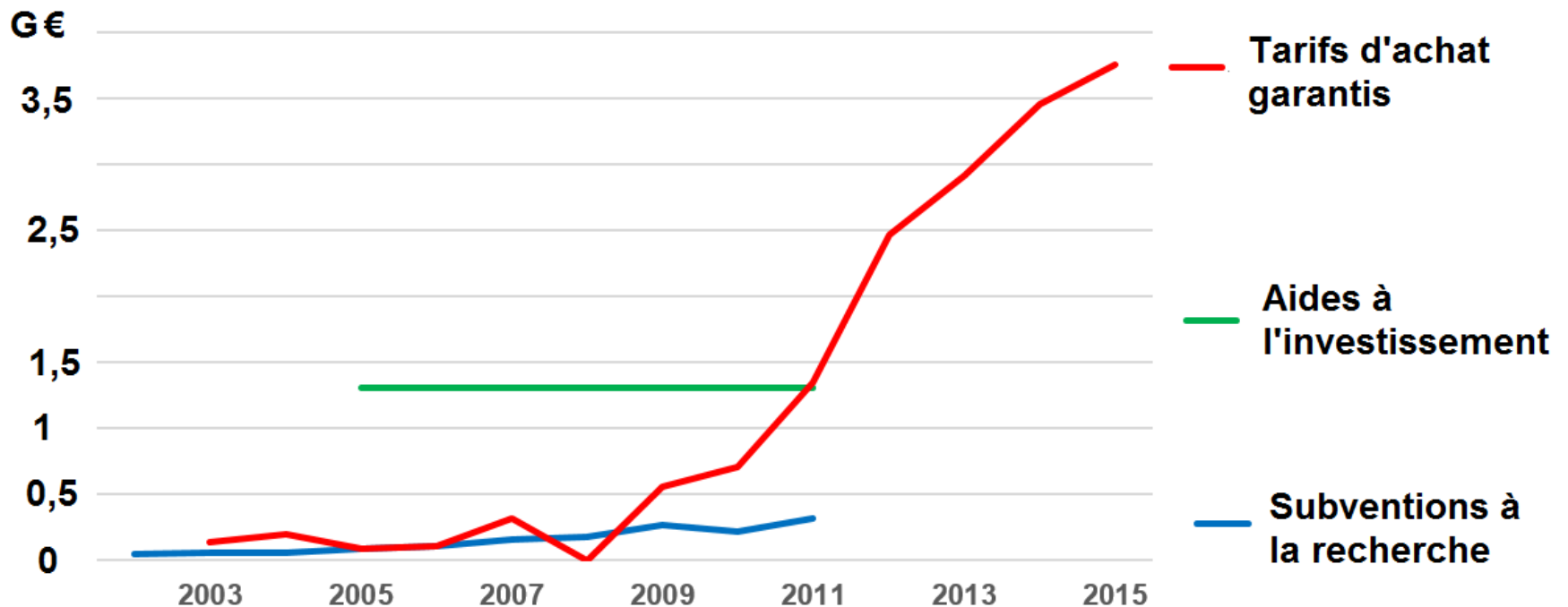
2) **DISTRIBUTION** : Selon EDSO, le montant des investissements nécessaires atteignent **400 G€** d'ici 2020. Cette somme inclut la pose de 200 millions de compteurs communicants.

En France :

- Les coûts additionnels pour RTE sont évalués à 1,2 G€ d'ici 2020.
- ERDF prévoit d'investir 4,3 G€ sur les réseaux et 4,5 G€ pour le déploiement de "Linky".
- La composante "acheminement" de chaque facture augmentera d'au moins 3%.

Coût des politiques promotionnelles

Evolution des aides en France:



Les différentes aides sont cumulables. Le coût des tarifs d'achat garantis est répercuté sur le consommateur final via la **CSPE**.

Quel rapport coût/bénéfice ?

Les efforts consentis par les consommateurs et les contribuables apportent à la communauté des bénéfices indiscutables en ce qui concerne **la réduction des importations et les avantages pour l'environnement**, malgré certains effets pervers, tels que le recours aux métaux rares et les importations de biomasse.

L'impact sur les **émissions de gaz à effet de serre** apparaît moins clair :

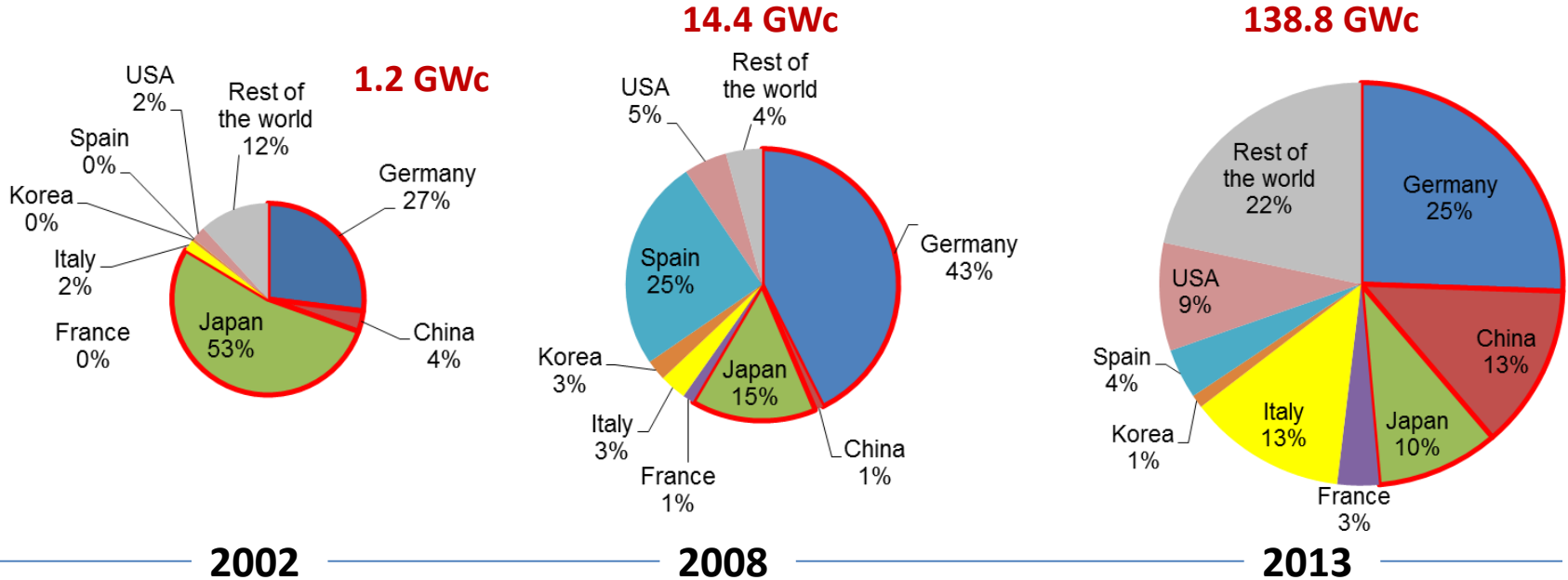
- Les sources renouvelables peuvent remplacer des énergies non émettrices, tel que le nucléaire.
- Les énergies renouvelables constituent encore un moyen coûteux de réduire les émissions.

Les bénéfices pour **l'activité économique et l'emploi** demeurent également discutables :

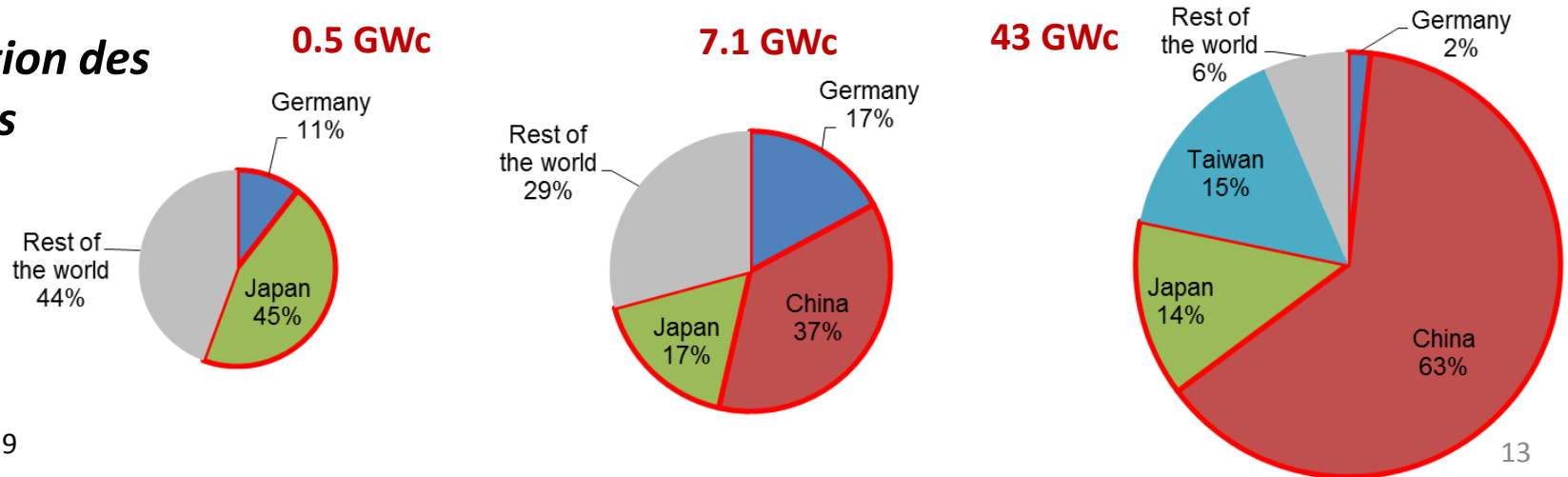
- Les surcoûts majorent le prix moyen du kWh, portant préjudice à certaines industries.
- La compétition internationale n'apporte guère de bénéfice aux premiers partants.

Le cas de l'industrie photovoltaïque allemande

Cumul des installations



Production des modules

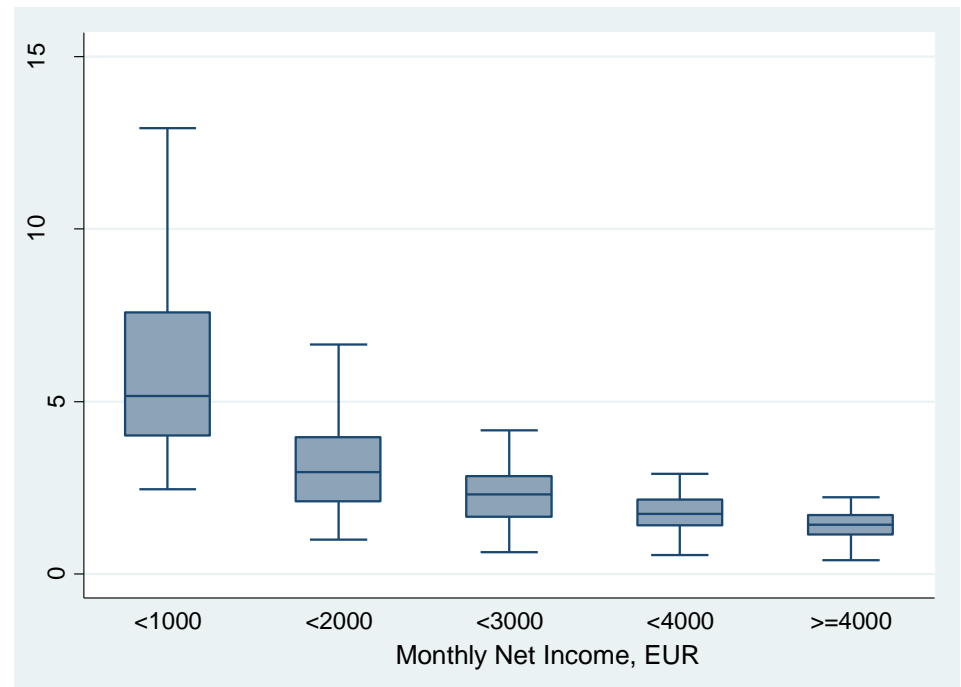


Effets redistributifs

Les effets redistributifs engendrés en Europe par le développement des énergies renouvelables sont de trois ordres :

1. Affaiblissement des **producteurs historiques**
2. Atteinte au pouvoir d'achat **des petits consommateurs**
3. Profits substantiels pour les **porteurs de parts** des projets

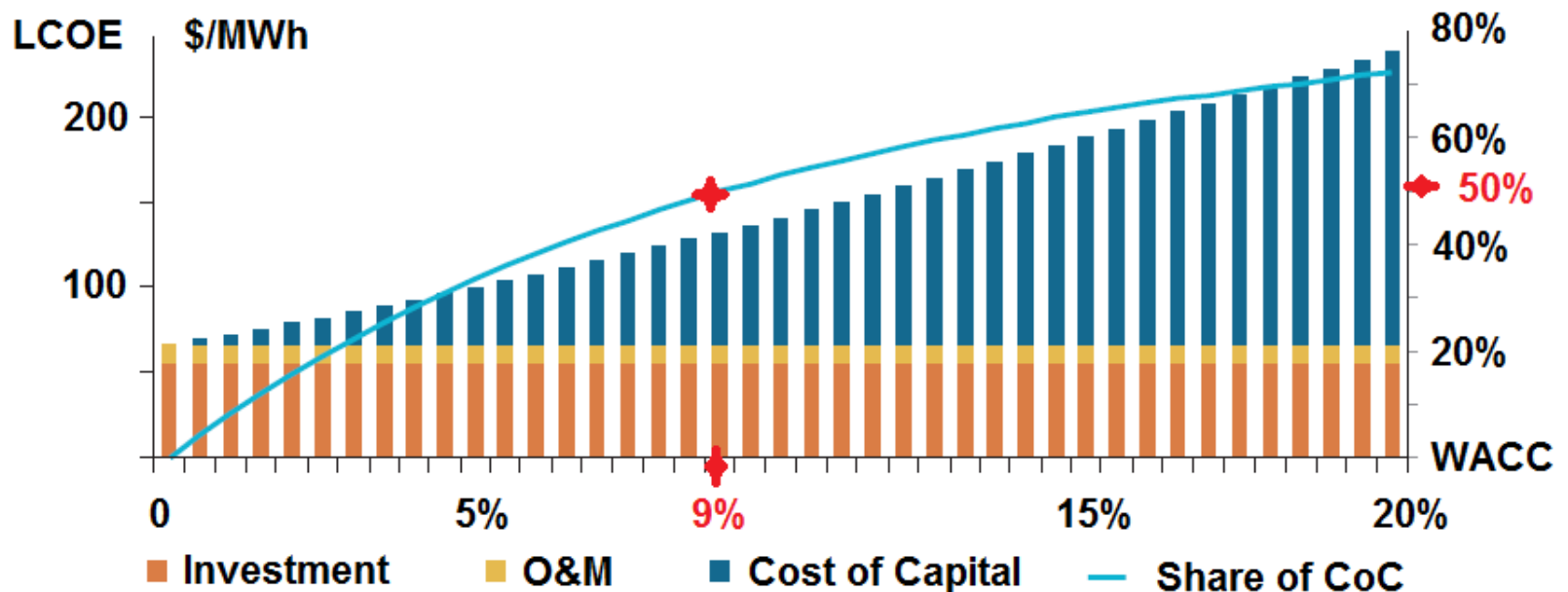
Part des revenus familiaux consacrés à l'électricité en Allemagne en 2010 :



Coût du capital et profit

Avec la baisse du prix des équipements, le **coût du capital** devient le déterminant majeur du LCOE, dégageant parfois de forts profits. En France, sur un échantillon de 91 installations PV (la plupart d'une puissance supérieure à 100 kWc), les porteurs de parts ont perçu un retour moyen de **18 %** sur leurs apports (2010-2012).

Part du Coût du Capital dans le LCOE d'installations PV :

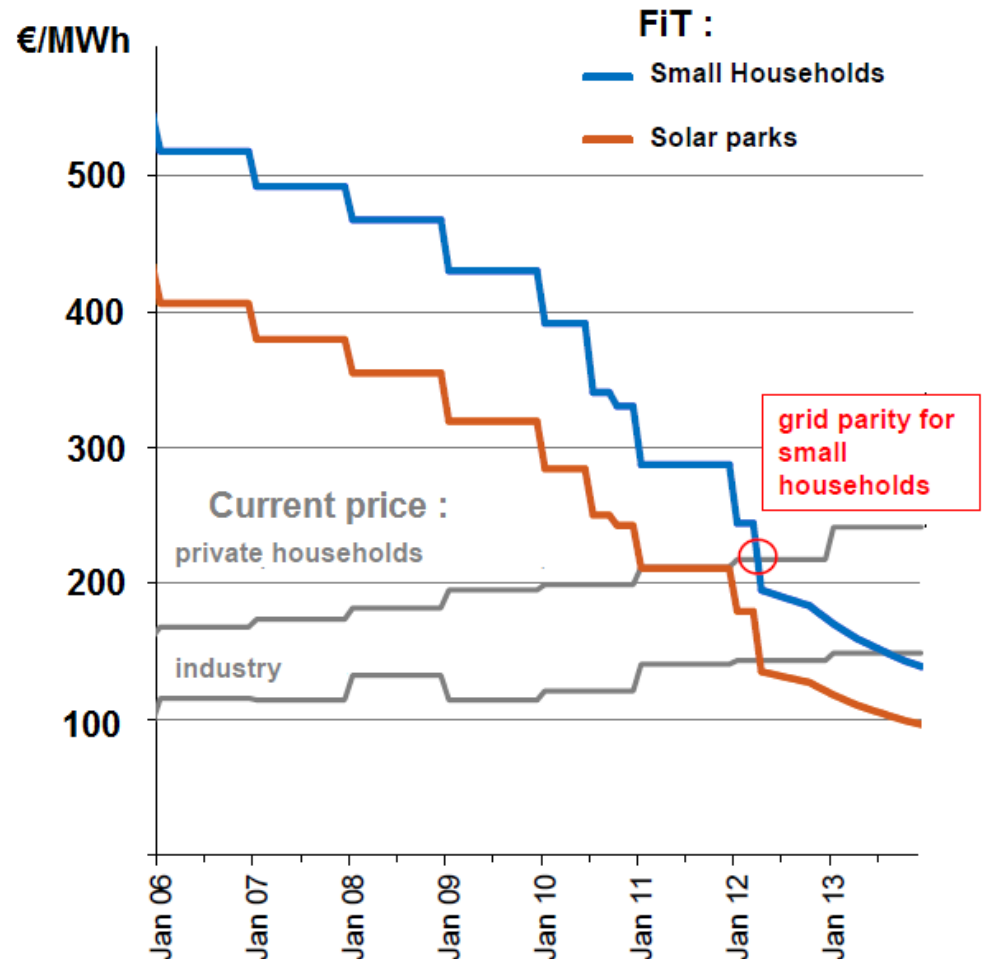


Les nouvelles règles favorisent l'autoconsommation

La baisse régulière des tarifs d'achat garantis incite à **l'autoconsommation** de l'électricité produite plutôt qu'à la vente.

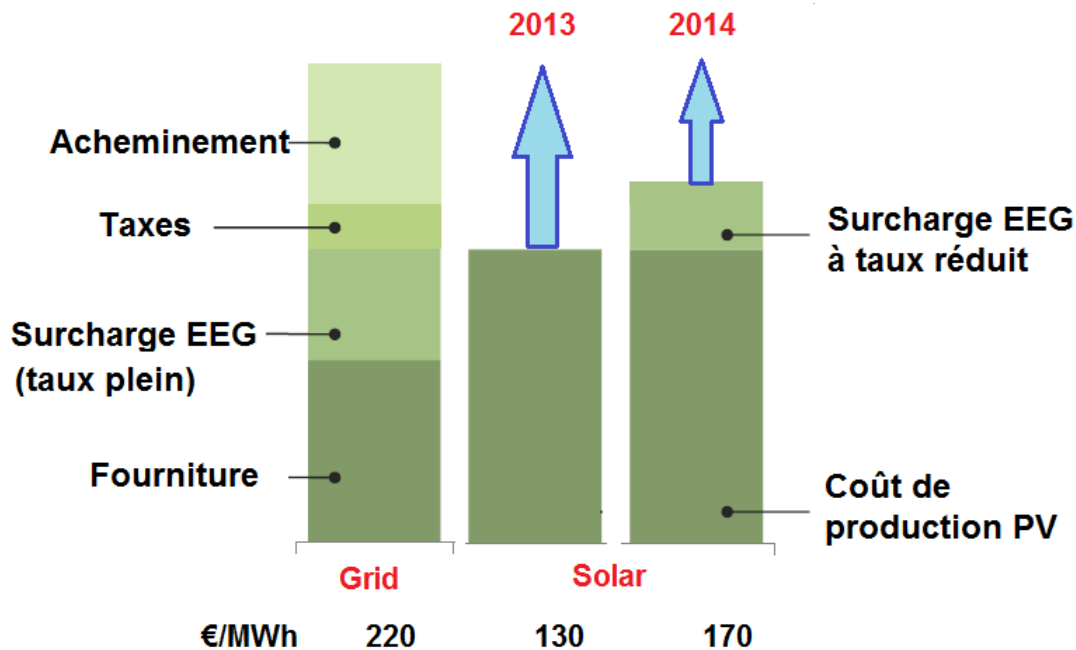
Le critère décisionnel devient la "**parité à la prise**" (*socket parity*).

Tendance actuelle en Allemagne :



Conséquences de l'autoconsommation

Le nouveau cadre réglementaire allemand amoindrit mais ne supprime pas **les avantages issus de l'autoconsommation** :



La situation en Allemagne montre que l'autoconsommation soulève trois questions :

1. Comment **partager les efforts** en faveur des sources renouvelables ?
2. Comment **faire évoluer les taxes** sur l'électricité ?
3. Comment rémunérer le **rôle d'assurance** apporté par le réseau ?

L'autoconsommation pourrait se développer avec le stockage de l'électricité.

Réseaux & Réglementation



Transformateur 20 kV/220 V

Puissance < 100 kW

L'expérience allemande prouve que les coûts de réseau peuvent être réduits par trois mesures réglementaires :

1. Introduire dans le tarif un **signal géographique** incitant les développeurs à préférer les zones où les réseaux sont denses.
2. Autoriser les gestionnaires de réseau à **limiter la puissance injectée** certains jours. Une réduction de 5 % de la production annuelle peut doubler la capacité des réseaux.
3. Doter les équipements électroniques de chaque source intermittente de dispositifs contribuant à la **qualité du courant injecté**.

Recommandations

Réduire les coûts :

- 1) Etaler dans le temps le développement des énergies renouvelables afin de prendre en compte les innovations et adapter les réseaux
- 2) Améliorer l'accès au capital
- 3) Introduire des contraintes et des incitations spécifiques par la réglementation, la normalisation et le marché

Elargir l'angle d'approche :

- a) Rester attentif aux consommateurs et secteurs en difficultés
- b) Protéger les industries naissantes de la compétition internationale
- c) Accentuer les efforts de recherche, notamment sur le stockage de l'électricité

**Confrontations Europe & ASCPE
Groupe Energie-Environnement**

Paris, 26 Mars 2015

Commentaires & Questions sont bienvenus

micel.cruciani@dauphine.fr

**LE COÛT DES ÉNERGIES
RENOUVELABLES**

Michel CRUCIANI

Septembre 2014



Centre Énergie

Sources (1/3)

Source 1 : Bloomberg New Energy Finance, Press Release, 9 January 2015
ECN - Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States – 20 November 2011 – Summary report, page 115

Source 2 : Calculs de l'auteur, basés sur :
IEA (International Energy Agency), Renewable Energy - Markets and prospects by technology, November 2011
Etude confiée par l'AIE au cabinet PRYSMA, Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies ("RE Cost"), July 2013
Fraunhofer ISE - Levelized cost of electricity - Renewable Energies - May 2012
IRENA (International Renewable Energy Agency) - Renewable Power Generation Costs in 2012
WEC (World Energy Council) - World Energy Perspectives - Cost of energy technologies – 2013
REN 21 - Global Status Report – June 2014

Source 3 : Calculs de l'auteur, basés sur :
• Allemagne : BDEW, *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken* (31 Janvier 2013)
• France : Rapport de la Cour des Comptes, "*La politique de développement des énergies renouvelables*", Juillet 2013, page 90

Source 4 : Haut : Graphique tracé par l'auteur
Bas : IEA - Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy – 2014 Edition, page 44

Source 5 : Carte des vents dominants en France : <http://www.meteo10.com/carte-des-vents.php>
Fonds de carte des régions : http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Carte_France_geo_dep3.png
Capacités installées : Le journal de l'éolien, Hors série n°15, Juin 2014, page 25

Sources (2/3)

Source 6 : NEA, Nuclear energy and renewables, System effects in low-carbon electricity systems, 2012, page 127

Source 7 :

Transport: ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity, Ten Year Network Development Plan 2012, page 62

Distribution: EDSO, Declaration 22 May 2014

France : Rapport de la Cour des Comptes, "*La politique de développement des énergies renouvelables*", Juillet 2013, page 90

Source 8 : Graphique confectionné par l'auteur à partir des données suivantes :

- Feed-in Tariffs: Délibération de la CRE du 15 octobre 2014 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2015, Annexe 6
- Soutien par l'Investissement : Cour des Comptes, La politique de développement des énergies renouvelables, Juillet 2013, page 87
- Soutien par les dépenses publiques de R & D : idem, page 178

Source 9 : Julie Hyun Jin Yu, Solar photovoltaic (PV) energy policy and globalization: a multi-perspective approach with case studies of Germany, Japan, and China - 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2014), Amsterdam, The Netherlands, 26 September 2014

Sources (3/3)

Source 10 : Pr. Dr. Colin Vance, CGEMP Conference, May 31, 2013, University Paris-Dauphine, "*Germany's Renewable Energy Promotion*", slide 11

Source 11 : Haut : CRE : "Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine", Avril 2014
Bas : IEA -Technology Roadmap -Solar Photovoltaic Energy – 2014 Edition, page 44

Source 12 : Office Franco-Allemand pour les Energies Renouvelables - Conférence du 10 Avril 2014, Paris
Présentation du Dr. Karin Freier, Head of Division III B 5 „Renewable Energy Technologies (Wind, Hydro, Solar, Biomass, Geothermal Energy)“, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, slide 11

Source 13 : Office Franco-Allemand pour les Energies Renouvelables - Conférence du 10 Avril 2014, Paris
Présentation de M. Felix Benjamin Schaeffer, Heidelberg Energie Genossenschaft e.G., remix of slides 4 & 6

Source 14 : Conférence de l'Office Franco-Allemand pour les Energies Renouvelables du 27 Mars 2014 à Paris,
témoignage de M. Markus Merkel, EWE Netz GmbH
Photo prise par l'auteur