

Allemagne 2011 – Energies Renouvelables Lecture commentée d'un document du BDEW

H. Flocard¹

Association Sauvons le Climat²

Préambule

Dans le monde et plus particulièrement en Europe, l'Allemagne, notre voisin, une puissance économique majeure, a depuis des années une action pionnière dans le développement des énergies renouvelables (ENR). Elle continue à y jouer un rôle de pilote essentiel. Pour ces seules raisons déjà, son expérience mérite d'être étudiée de près dans notre pays qui s'est engagé plus tardivement dans la mise en place de ces énergies. Or, si l'Allemagne est régulièrement invoquée par nos médias et certains cercles politiques comme un modèle à suivre dans le développement des ENR, il est remarquable de voir à quel point, de ce côté du Rhin, on lit et commente peu les publications allemandes (rapports d'instituts, et articles dans la grande presse) qui pourtant se révèlent souvent beaucoup plus nuancées qu'on ne l'imagine ici. Ce document souhaite partiellement combler cette lacune.

Le « Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. » (BDEW)³ a entrepris depuis deux ans de publier un ensemble exhaustif de données énergétiques et comptables sur les ENR en République Fédérale (RFA). Il s'intitule : « Erneubare Energien und das EEG : Zahlen, Fakten, Grafiken (2011) »⁴ (Energies Renouvelables et la EEG⁵ : Chiffres, Faits, Graphiques (2011)). Nous en proposons ici un résumé⁶ qui, nous l'espérons, constituera une incitation à la lecture du document original. Celui-ci, en 66 pages, fournit une présentation à la fois complète et pédagogique de la situation allemande aujourd'hui et de ce qu'on peut attendre de son évolution dans un futur proche.

I) Introduction du document BDEW

Le document commence par ces phrases :

« L'expansion des ENR en Allemagne se poursuit à grands pas. La loi EEG a une grande part dans la promotion des ENR dans la production électrique. Pour cette raison, dans ses principes fondamentaux elle est considérée au plan international comme un exemple de mécanisme promotionnel. Par cette procédure de prélèvement, fixée par la loi de façon transparente, les coûts de la promotion des énergies régénératives⁷ sont transférés à tous les clients allemands. La hausse marquée du prélèvement EEG à 35,3 €/MWh⁸ en 2011 et le niveau encore plus élevé de 35,92 €/MWh en 2012⁹

¹ hubert.flocard@gmail.com

² <http://www.sauvonsleclimat.org/>

³ Association fédérale de l'économie de l'énergie et de l'eau.

⁴ Le document est téléchargeable à l'adresse suivante : <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/energie-de>.

⁵ EEG (Eneubare-Energien-Gesetz) : loi sur les énergies renouvelables. Implémentée depuis l'an 2000, cette loi et ses décrets d'application sont régulièrement remis à jour. La dernière mouture date de la fin 2011. Une traduction en français de la loi EEG est disponible à l'adresse : http://www.bmu.de/english/service/documents_francais/doc/48384.php

⁶ **Ce texte n'est pas une traduction du document allemand.** Les deux passages directement traduits du document original sont mis en évidence : ils sont en italique et placés entre guillemets. Les autres formulations de ce document sont donc de la responsabilité exclusive de l'auteur.

⁷ Cet adjectif est parfois utilisé de façon équivalente à « renouvelable » pour les ENR. Il est d'ailleurs plus conforme à la définition physique de l'énergie : pour un physicien, aucune énergie n'est créée, produite ni consommée et donc pas renouvelable ; l'énergie se transforme seulement d'une forme dans une autre. L'adjectif « régénératif » préfère indiquer que la ressource énergétique en amont de la phase de « production-électrique-au-service-de-l'homme » n'est pas associée (dans un avenir de durée pertinente pour la vie de nos sociétés) à un stock fini comme c'est le cas pour le charbon, le pétrole, le gaz ou l'uranium.

⁸ Dans ce document, pour parler de puissance nous utiliserons le watt comme unité de base avec surtout ses multiples standards MW (million de watt) et GW (milliard de watt). De même pour l'énergie nous utiliserons les multiples standards du watt.heure soit kWh (mille), MWh (million), GWh (milliard) et TWh (mille milliards). Par ailleurs respectant un usage peu cohérent mais bien établi par l'usage, pour parler d'argent, les abréviations pour les sous-multiples et multiples de l'Euro que nous utiliserons seront c€ pour le centime, M€ pour le million (M€) et md€ pour le milliard.

suscitent toutefois des discussions concernant la continuation du développement de la EEG. En effet, il s'agit d'une part de continuer à favoriser l'expansion des ENR, et d'un autre côté de contenir les charges de la EEG sur le consommateur. La promotion des ENR était jusqu'alors considérée comme un modèle réussi pour l'introduction sur le marché des technologies régénératives. Maintenant, une phase d'intégration progressive des ENR dans le marché devient nécessaire pour que les accroissements futurs des coûts restent supportables pour le consommateur final. Avec la remise à niveau de la EEG en 2011, un premier pas dans la bonne direction a été fait. Pour une discussion factuelle et productive il est nécessaire de disposer d'une base de données exhaustive et approfondie. Ce document d'information devrait y contribuer. »

II) Production électrique allemande et production ENR

En 2011 la production électrique allemande se répartissait comme indiqué en Fig.1. On voit que les ENR y contribuent pour 20% dont 17% seulement étaient soutenus par des subventions EEG (voir plus loin).

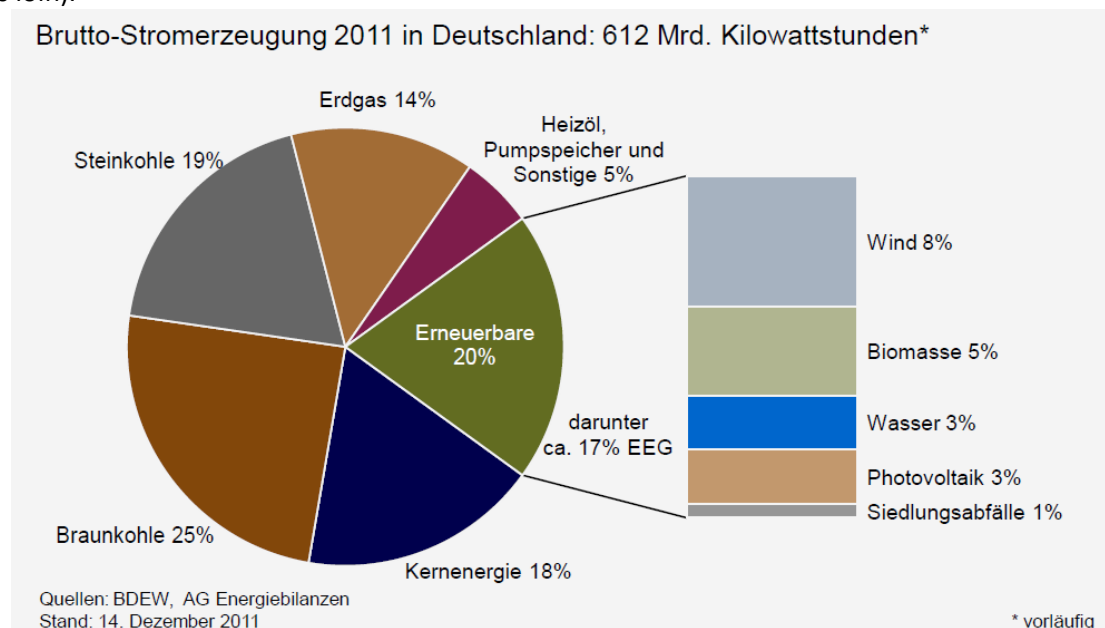


Fig.1 Répartition de la production électrique allemande en 2011. Elle s'élève à 612 TWh (France environ 520 TWh). Kernenergie (nucléaire), Braunkohle (lignite), Steinkohle (charbon), Erdgas (gaz), Fioul et stations de pompage (Heizöl Pumpspeicher), Erneuerbare (ENR). Wind (éolien), Biomasse (biomasse), Wasser (hydraulique), Photovoltaik (solaire photovoltaïque), Siedlungsabfälle (déchets).

La figure 2 montre l'évolution de la part de la production électrique ENR au fil des années et y ajoute des projections de production pour les décennies à venir. On observe une croissance régulière marquée toutefois par un saut de production de 2011 par rapport à 2010. Celui-ci coïncide avec l'emballement d'une « bulle photovoltaïque » que le gouvernement fédéral essaye

⁹ A titre de comparaison, en France, le tarif public TTC de l'électricité pour un particulier est de l'ordre de 120 €/MWh (contre ~250 €/MWh en Allemagne comme on le verra plus loin) dont environ 40 €/MWh pour la production et un montant à peu près identique pour le transport et la distribution. Le reste correspond à des taxes. Parmi celles-ci, un correspondant français, mais pas un équivalent, des prélèvements EEG discutés dans ce document s'appelle la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité). De fait, le « SPE » de CSPE ne correspond à « Service Public de l'Electricité » que pour trois de ses composantes (l'aide aux démunis, le soutien aux DOM-TOM et Corse et les frais de fonctionnement du médiateur de l'énergie). Pour la dernière composante de la CSPE, le « SPE » devrait plutôt se traduire par « Soutien du Privé Electrique » puisqu'il rémunère les promoteurs privés d'installations renouvelables. On est donc loin de la clarté du système allemand. A l'instar de nos voisins, il conviendrait de mettre chez nous plus clairement en évidence l'impact des ENR sur nos factures. Selon la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), avant TVA (Taxe sur la Valeur Ajoutée), cette année, la CSPE devrait s'élever à 13,7 €/MWh. Pour l'instant, les ENR ne contribuent qu'à près des 3/4 de ce montant essentiellement pour subventionner l'éolien (environ 6,7 GW installés) et le solaire (environ 3 GW installés). Voir aussi la note 12 qui commente le fait que la CSPE imputée à nos factures est inférieure à 13,7€/MWh.

actuellement de contenir. Le but escompté pour 2020 - 35%¹⁰ - établit les grandes ambitions à court terme de l'Allemagne en matière de production électrique ENR.

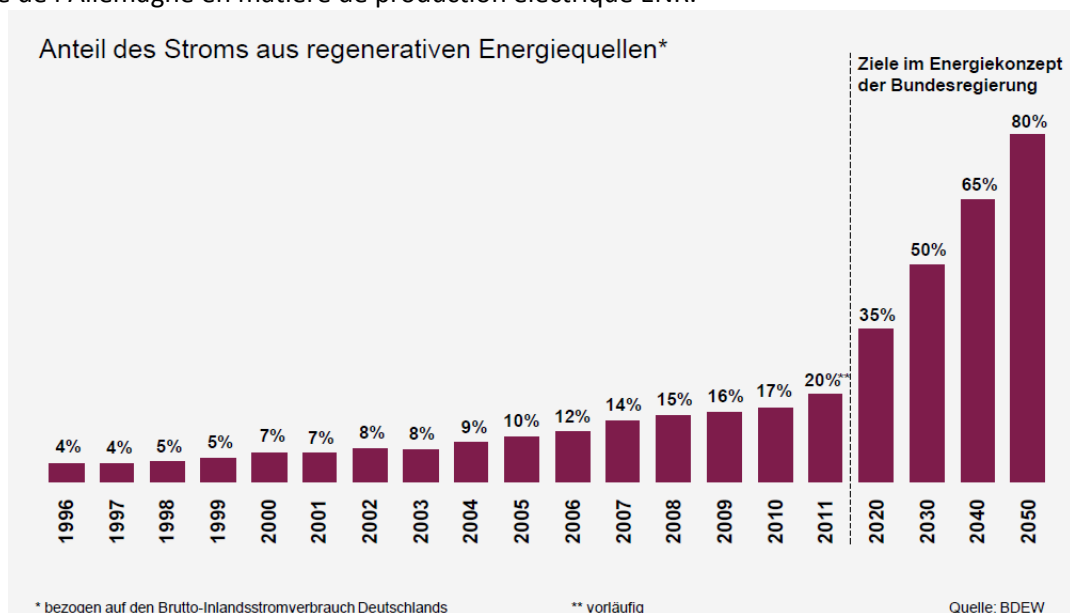


Fig.2 Contribution des ENR à la production électrique allemande et objectifs ; Fraction issue des énergies régénératives. A partir de 2011, les barres correspondent aux objectifs gouvernementaux dans le cadre du « Energiekonzept » (projet Energie).

III) Différence entre puissance installée et production électrique

La figure 3 illustre un fait souvent négligé par nos médias : les puissances installées annoncées par les constructeurs sont loin d'être équivalentes en termes de production d'énergie. Or, sauf situation particulière, ce qui intéresse un client ce n'est pas la puissance mais bien l'énergie.

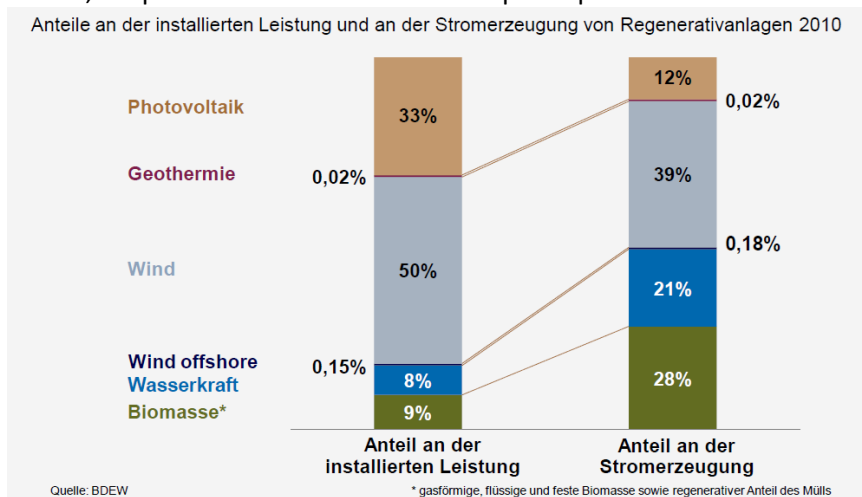


Fig.3 Installations régénératives allemandes Année 2010 : fraction (Anteil) des puissances installées (barre de gauche) et fraction d'énergie électrique produite (barre de droite).

Ainsi les sources de production comme l'hydraulique ou la biomasse qui, à l'instar des centrales nucléaires ou à combustibles fossiles, sont dispatchables (= on peut en contrôler la production) se révèlent fournir 49% de l'électricité ENR alors qu'elles ne correspondent qu'à 17% de la puissance

¹⁰ Ces 35% ne peuvent se comparer directement aux engagements de la France (23%) auprès de l'Europe. Pour notre pays, il s'agit d'une contribution des ENR à l'énergie. On pourrait atteindre cet objectif de 23% avec plusieurs ensembles de contributions renouvelables chaleur, biocarburant ou électricité. Ainsi, même si c'est certainement loin d'être la façon la plus économique pour notre pays d'atteindre ces 23%, on peut estimer que la réalisation des ambitions éolienne (25 GW) et solaire (5,4 GW) préconisées par le Grenelle de l'environnement conduiront à 25% d'électricité ENR dont plus de la moitié provenant de l'hydraulique actuel.

installée. A l'inverse, le solaire photovoltaïque qui correspond à un tiers du parc ENR allemand en puissance ne contribue à la production d'électricité ENR qu'à la hauteur de 12%¹¹.

IV) Energie renouvelable et installations EEG ; des notions voisines mais pas identiques.

L'objectif de la loi EEG (comme de la CSPE en France) est de rendre rentables pour leur propriétaires privés des installations de production qui dans les conditions actuelles du marché ne sont absolument pas compétitives. Les installations comme par exemple, les grands barrages hydrauliques qui produisent à des coûts économiquement viables ne sont donc pas soutenus dans le cadre de la loi EEG.

La figure 4 montre qu'à l'exception de 0,4% de la production électrique de l'éolien à terre, il n'y a que pour l'hydraulique qu'une fraction importante (les ¾) de la production ne relève pas de la loi EEG. Comme l'hydraulique fournit 25% de l'électricité renouvelable allemande on retrouve bien la différence de 3% entre production renouvelable et production subventionnée EEG visible en Fig.1. Le fait que la barre marron de l'hydraulique soit plus haute que la barre verte montre, comme on pouvait s'y attendre, que c'est bien l'hydraulique le moins productif (probablement le petit hydraulique) qui a besoin d'être subventionné. Par ailleurs, non indiqué sur cette figure, et pour cause, le document BDEW nous informe d'un fait piquant : en Allemagne, le méthane non conventionnel extrait des mines de charbon (grisou) est lui aussi subventionné au titre de la loi sur les énergies renouvelables.

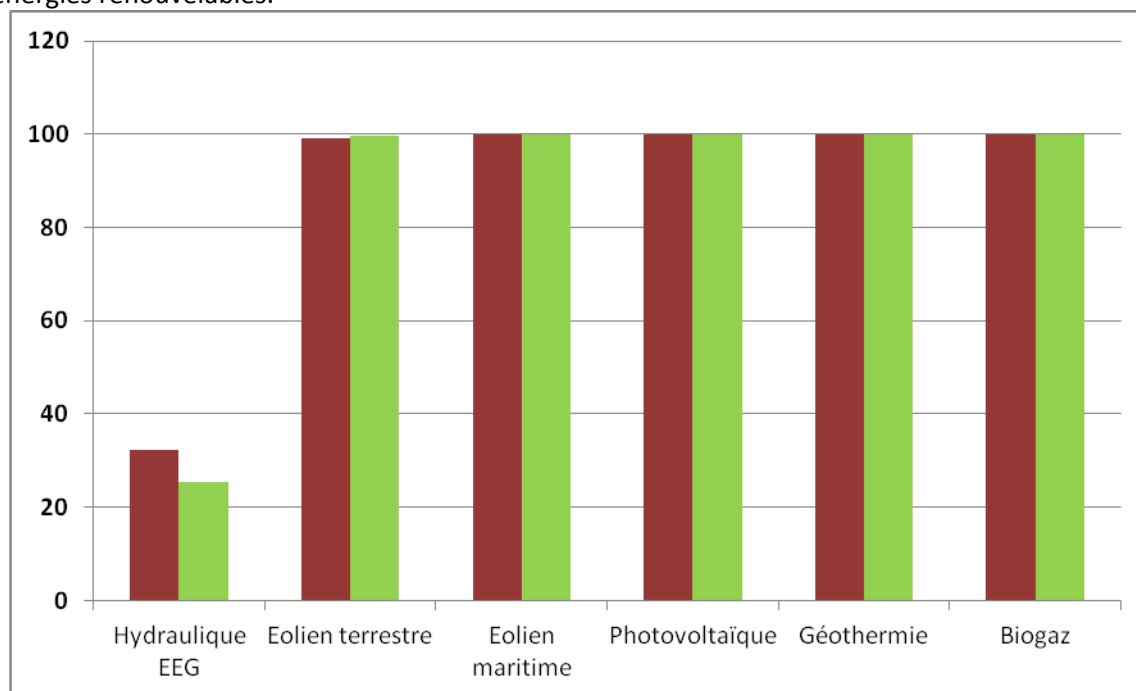


Fig.4 Les barres marron indiquent la fraction de puissance installée soutenue au titre de la loi EEG selon le type d'énergie renouvelable. Les barres vertes donnent la fraction d'énergie électrique soutenue au titre de cette loi. Cette figure a été construite à partir des données du tableau 4 du document BDEW.

V) Evaluation des prélèvements EEG pour l'année suivante

Un chapitre du document BDEW explique ensuite la façon dont, pour l'année à venir, on estime en Allemagne les coûts de l'énergie électrique qui bénéficie du soutien EEG. Il montre aussi comment ces coûts sont couverts par des recettes et comment on en déduit le **surcoût** résultant de l'électricité renouvelable subventionnée. En effet, même si au bout du compte l'ensemble de tous les coûts de

¹¹ Compte tenu de sa latitude et de son climat, en Allemagne, la production annuelle d'un panneau solaire ne correspond qu'à 950h (sur les 8600h d'une année) de production à pleine puissance. Pour la France, on peut compter sur 100h de plus en moyenne et 250h dans les zones les mieux ensoleillées du sud du pays.

l'électricité EEG devra être payé par le consommateur sur sa facture, il ne serait pas correct de les considérer intégralement comme des surcoûts. Ceci peut se comprendre à partir de la figure 5.

Une estimation prévisionnelle est nécessaire car, comme on va le voir, les sommes mises en jeu sont considérables. Il n'est pas question d'attendre l'année échue pour faire les comptes et seulement commencer les remboursements. Il faut donc les imputer sur les factures des consommateurs dès le début de l'année (comme c'est aussi le cas pour la CSPE en France et dans un tout autre domaine les tiers provisionnels ou les prélèvements mensuels des impôts).

Nous allons passer en revue successivement les coûts ou dépenses (Kosten) puis les recettes (Erlöse) destinées à les couvrir. Comme indiqué dans le chapitre précédant seules les ENR relevant de la loi EEG sont concernées.

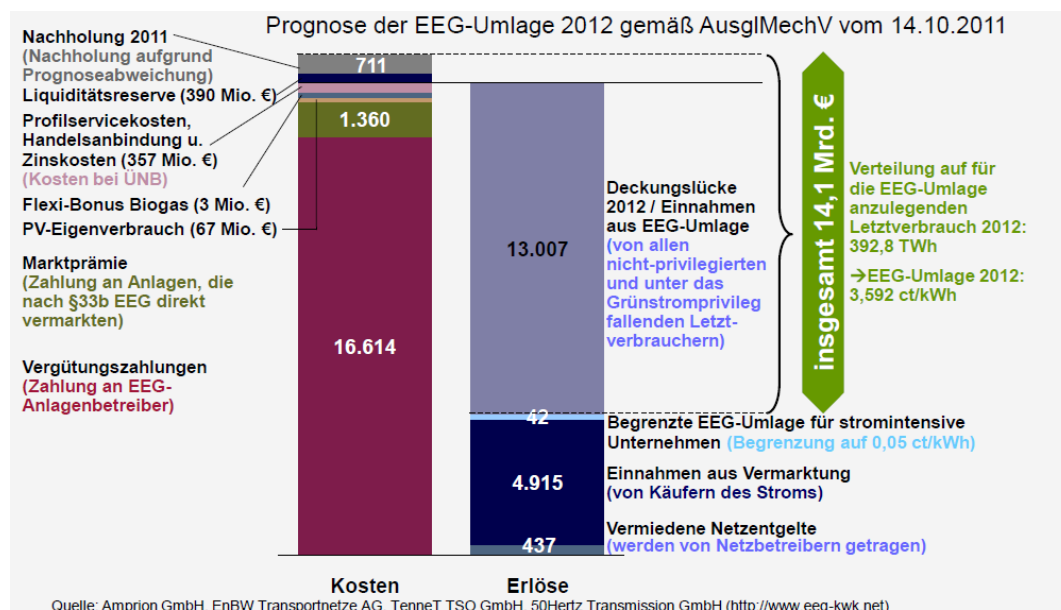


Fig.5 La comptabilité prévisionnelle EEG : les coûts et les recettes Valeurs 2012. Pour les explications et traduction des termes voir le texte chapitre V.

V.a) Les coûts (Kosten) 2012 dans le contexte EEG

On discute donc la colonne de gauche de la figure 5. Comme on va le voir, les coûts des ENR-EGG allemands pour 2012 sont estimés à 19,5 md€ (md=milliard). Ils comprennent :

- **Les frais de tarifs d'achat de l'électricité renouvelable EEG (Vergütungszahlungen).** Il s'agit de l'argent versé aux propriétaires privés d'éoliennes de panneaux solaires etc., selon des tarifs qui seront discutés plus loin. Le montant (comme tout ce qui suit, il faut comprendre qu'il s'agit d'un prévisionnel 2012) est de 16,6 md€.
- **Les primes de marché (Marktprämie).** Il s'agit ici d'argent supplémentaire versé aux propriétaires privés qui selon de nouvelles dispositions de la loi EEG font le choix de vendre directement leur électricité sur le marché spot. Ils sont récompensés des efforts supplémentaires qu'ils doivent faire pour commercialiser eux-mêmes leur électricité, efforts qu'ils épargnent aux opérateurs du réseau. Pour le client final il n'y a pas de différence puisqu'il aurait payé ces frais dans la partie de sa facture qui couvre les frais de réseau (voir note 7 pour la France). Il s'agit pour l'essentiel des propriétaires d'importantes installations éoliennes en particulier offshore ou de biomasse. Cela ne concerne quasiment pas le petit éolien et le solaire photovoltaïque¹². Cette prime s'élève à 1,36md€.

¹² C'est aussi le cas de la totalité des producteurs ENR en France qui font racheter leur électricité soit par EDF (Electricité de France) soit par les ELD (entreprises locales de distributions qui assurent 5% de la distribution électrique au côté de ErDF=EDF réseau de distribution).

- **L'autoconsommation de solaire photovoltaïque (PV-Eigenverbrauch).** Il s'agit ici de récompenser les producteurs d'électricité solaire qui plutôt que de vendre leur électricité à un tarif élevé et utiliser de l'électricité du réseau vendue à un tarif plus bas, préfèrent la consommer eux-mêmes. Pour ne pas les pénaliser par rapport à ceux qui choisissent cette dernière voie bien plus lucrative, il est nécessaire de leur offrir une compensation. On notera qu'il s'agit d'une (relativement) petite somme, 67M€ ce qui montre bien que l'autoconsommation - en France comme en Allemagne - n'est pas de loin le mode privilégié par les producteurs d'électricité solaire.
- **La prime de flexibilité biogas (Flexibilitätsprämie Biogas).** Il s'agit ici d'apporter une récompense supplémentaires aux producteurs d'électricité à partir de gaz de biomasse qui acceptent de moduler leur production en fonction des besoins en électricité plutôt que de l'injecter à leur convenance ou quand les conditions météorologiques en disposent (cas de l'éolien et du solaire). La somme est très faible : 3M€.
- **Les frais de service et de raccordement, intérêts d'emprunt (Profilservicekosten, Handelsanbindung und zinskosten).** On voit ici apparaître certains frais qui incombent aux opérateurs du réseau de par la nature spécifique de la gestion des énergies renouvelables. L'ensemble revient à 357 M€ dont 6 M€ pour les intérêts qui correspondent aux sommes mal évaluées les années précédentes et qui ont nécessité des avances de trésorerie des réseaux.
- **Réserves (Liquiditätsreserve).** L'expérience passée a montré que le profil irrégulier de la production photovoltaïque (faible en hiver, moyenne au printemps-automne, forte en été) entraîne pour les opérateurs de réseau des dépenses en début d'année pour lesquels ils doivent faire des avances de trésorerie (plus de 1md€). Ils doivent donc disposer d'une réserve de liquidité pour faire face à cette charge. Cette réserve est estimée à 390M€ pour 2012.
- **Le report de l'année précédente (Nachholung 2011, Rückzahlung aus dem Vorjahr).** Le calcul des coûts des ENR-EEG résulte d'une estimation à partir de laquelle des montants facturés sont calculés. Probablement à cause du brusque gonflement de la bulle photovoltaïque pendant l'année 2011, gonflement qui n'avait pas été anticipé fin 2010, on avait sous-estimé les coûts de 711M€. Il convient donc de faire payer en 2012 le rattrapage de l'année précédente¹³.

V.b) Les recettes (Erlöse) 2012 dans le contexte EEG

On discute ici de la colonne de droite de la figure 4, puis de la flèche à deux pointes placée tout à droite.

- **Rétributions de réseau évitées (Vermiedete Netzentgelte).** Les renouvelables entraînent des surcoûts réseaux tels que la construction de nouvelles lignes à haute tension transnationales (éolien) ou le renforcement du réseau basse distribution (photovoltaïque). Ceux-ci ne sont pas encore comptabilisés dans la loi EEG 2011 (colonne Kosten). En revanche, les ENR peuvent aussi éviter certains coûts au réseau si celui-ci est en mesure d'utiliser localement une électricité qu'autrement, il aurait dû faire venir d'ailleurs et donc ainsi d'éviter l'appel au

¹³ En Allemagne, aux surcoûts induits par les ENR pour la mise à niveau du réseau électrique près, le mécanisme est donc construit de façon transparente et saine au plan comptable. Au contraire, dans notre pays, outre les surcoûts réseaux qui, comme en Allemagne, ne sont pas identifiés clairement sur nos factures, il se trouve qu'une partie seulement des charges de production par les ENR a été transmise au consommateur. En effet, depuis 2006, la CSPE dont le soutien aux ENR constitue maintenant l'essentiel est systématiquement plafonnée par le gouvernement à un taux inférieur à ce qu'il conviendrait pour couvrir les surcoûts. Au début 2012 la CSPE est facturée 9 €/MWh. Elle devrait en principe passer à 12€/MWh au 1^{er} janvier 2013. Or la CRE a calculé que pour l'année 2012 son montant aurait dû être de 13,7€/MWh. Le manque à gagner est transféré au budget de l'entreprise EDF. En cumul, le retard de paiement atteint maintenant 3,8md€. Ce que le consommateur ne paye pas (le tarif français est en effet trop bas par rapport au vrai coût TTC de l'énergie électrique) est donc acquitté de façon cachée par le citoyen, propriétaire via l'Etat, de EDF, entreprise publique à 85%. Comme ceux de l'Espagne où le retard de paiement aux producteurs privés s'élève aujourd'hui à plus de 20md€, nos gouvernements ont créé une dette croissante au détriment de EDF. Les gouvernements actuels vont devoir proposer une solution pour résorber cette dette et au moins, on l'espère, éviter qu'elle ne s'accroisse plus.

réseau de haute tension. Ceux-ci sont pris en compte dans la loi EEG. Pour 2012, on estime, cette réduction des charges des distributeurs à 437 M€.

- **Recettes de commercialisation (Einnahmen aus Vermarktung).** Même si elle est surpayée à ses producteurs, et n'est pas nécessairement produite lorsque le consommateur en a besoin, l'énergie électrique des renouvelables a néanmoins une valeur marchande. On fait ici le choix de l'estimer à partir du prix de vente moyen sur une des bourses de l'électricité européennes¹⁴. On notera que bien qu'elle ne soit pas imputée comme un surcoût ENR cette somme sera bien sûr en fin de compte acquittée par le consommateur final puisqu'au bout du compte il faut bien couvrir les 19,5 md€ de coûts (Kosten).
- **Prélèvement EEG réduit pour les gros consommateurs d'électricité (Begrenzte EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen).** Pour éviter que le coût des renouvelables ne vienne par trop handicaper l'économie, les industries « électro-intensives » (plus de 100 GWh par an) sont exemptées de l'essentiel de la surcharge financière transmise au reste des consommateurs¹⁵. Ils doivent néanmoins acquitter un prélèvement de 0,5 €/MWh (à comparer à près de 36 €/MWh pour l'utilisateur « normal »). Le montant total acquitté par toutes ces entreprises est de 42 M€. Partant de ce chiffre, on peut calculer que 84TWh sont dispensés de taxation EEG.
- **Lacune de couverture (Deckungslücke).** Si on omet le 1,1md€ qui correspondent au report 2011 et à la réserve de liquidité (0,71+0,39), les coûts 2012 des ENR-EEG sont estimés à 18,4 md€ (19,5-1,1). Les trois rubriques précédentes permettent de « récupérer » 5,4 md€ (0,437+4,915+0,042). Il faudra donc que les consommateurs finals non privilégiés (= non concernés par la rubrique précédente) acquittent le reste, soit 13md€¹⁶. **Ces 13md€ représentent donc le surcoût estimé pour 2012 associé à la loi EEG.**
- **Prélèvement EEG 2012 à l'utilisateur final (Letzverbraucher EEG-Umlage 2012).** Nous passons maintenant à la flèche verte tout à droite de la figure 5. Pour calculer le surcoût EEG à imputer aux factures 2012 des utilisateurs non privilégiés, il faut maintenant rajouter les 1,1md€ qui correspondent d'une part au rattrapage de l'erreur de prévision 2011 et la constitution de provisions pour gérer la production photovoltaïque. On aboutit donc à 14,1 md€. Compte tenu d'une estimation de consommation de 392,8 TWh par ces consommateurs (sur un total de 612 TWh produits) on retrouve le surcoût ENR-EEG de 35,92 €/MWh mentionné dans l'introduction du document original. Sans le rattrapage budgétaire et les provisions le surcoût ENR-EEG 2012 aurait été de 33,12 €/MWh.

VI) Tarifs d'achat et différences de coût EEG

La comptabilité ci-dessus montre bien la différence qu'il y a entre les tarifs d'achat des renouvelables (16,6 md€ Vergütungszahlungen plus 1,36 md€ de Marktprämie) et le surcoût pour le consommateur (13 md€, Deckungslücke). En effet, l'électricité renouvelable, même non économique, possède une certaine valeur. Toutefois cette valeur évolue avec les prix moyen du marché. Ainsi la chute du prix de l'électricité engendrée par la moindre demande à la suite de la crise de 2009 a, de façon différentielle, renchéri les ENR dont les tarifs d'achat n'ont pas été modifiés à la baisse. C'est ce que montre la figure 6 où l'on retrouve pour 2012 les 13 md€ de surcoût ENR-EEG qui a été estimé pour l'année 2012.

Cette figure montre aussi quelles sont les contributions des différentes ENR au surcoût. La plus importante est celle du solaire photovoltaïque qui y contribue pour 7,5 md€. Viennent ensuite la biomasse pour 3.54 md€ et l'éolien terrestre pour 2,07 md€.

¹⁴ De l'ordre de 60 €/MWh ces dernières années.

¹⁵ C'est aussi partiellement le cas en France. Cependant cette situation peut être assimilée à une distorsion de concurrence industrielle au plan international puisque cette disposition fait que les particuliers qui acquittent le surcoût EEG - ou CSPE en France - pour l'ensemble de la production électrique subventionnent de fait leur industrie nationale.

¹⁶ A titre de comparaison, la CRE en appliquant une méthode de calcul vraisemblablement similaire, sur la base des objectifs du Grenelle de l'environnement (10 GW éolien à terre, 6 GW éolien maritime, 5,4 GW solaire PV), estime que le surcoût CSPE des renouvelables sera de 7md€ à l'horizon 2020 si les objectifs du Grenelle de l'environnement sont atteints.

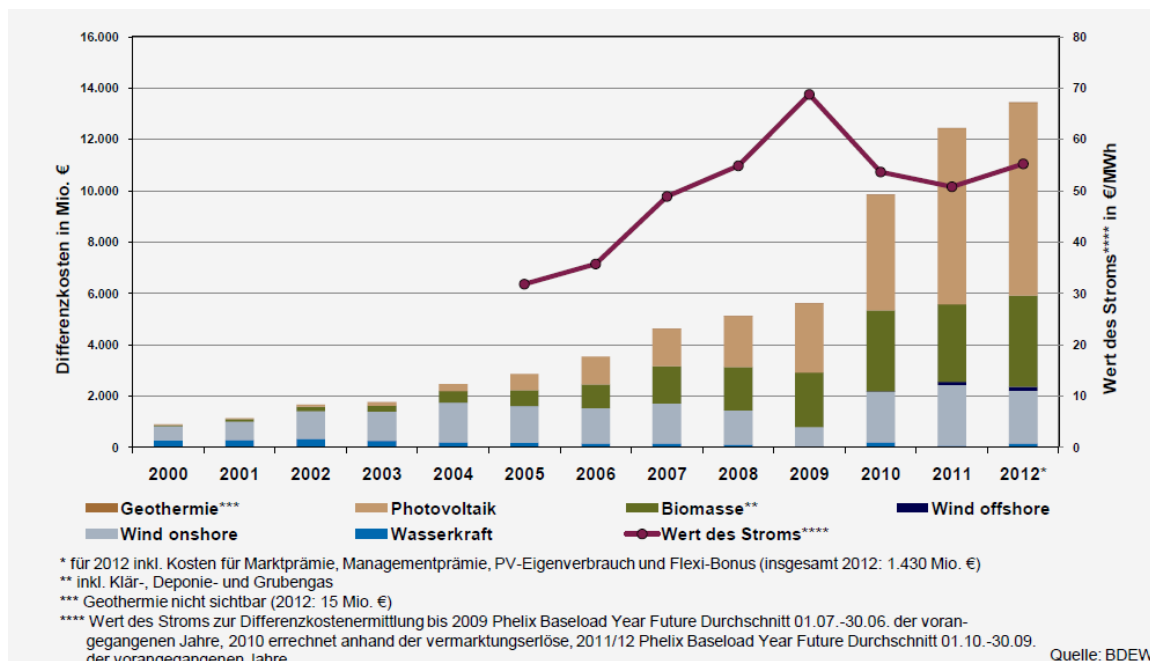


Fig.6 Comparaison des évolutions des surcoûts (Deckungslücke) EEG - barres et échelle de gauche en m€- et du prix moyen du MWh sur le marché de l'électricité - courbe et échelle de droite en €/MWh-.

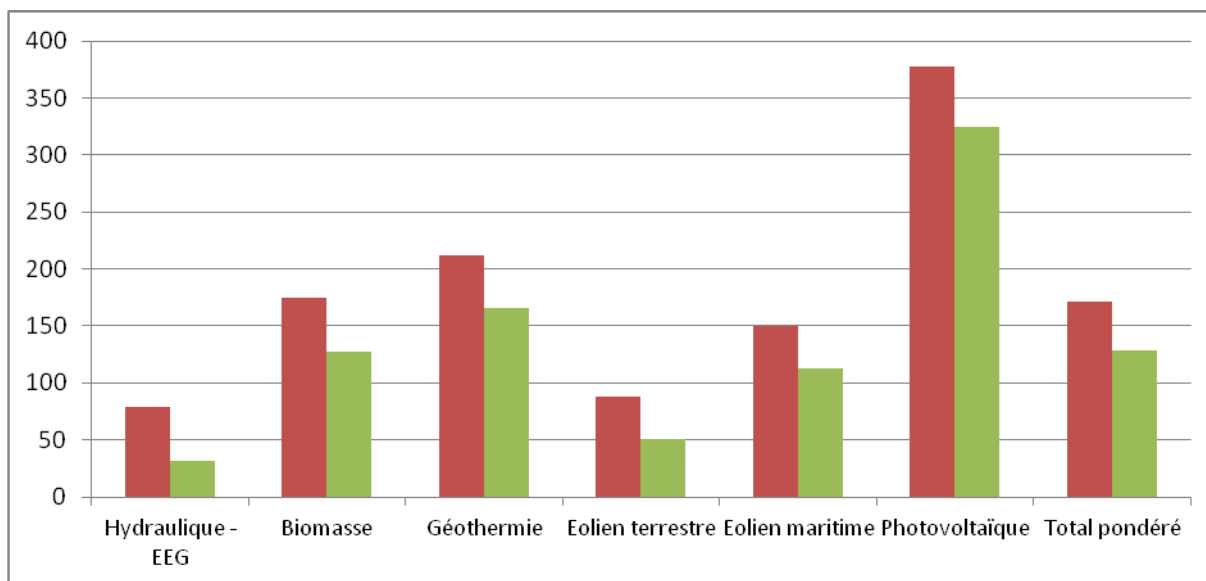


Fig.7 Comparaison pour un MWh produit, en 2011, par un mode de production ENR donné, des tarifs d'achat (barre brunes) et de la contribution au surcoût de la facture du consommateur (barres vertes). L'échelle verticale est graduée en €. Pour une ENR donnée, pour laquelle plusieurs tarifs d'achat sont en vigueur (photovoltaïque par exemple) la valeur indiquée est la moyenne des tarifs pondérés par les volumes de production. Cette figure a été construite à partir des données de la table 4 du document BDEW.

Pour jauger l'impact sur le surcoût EEG d'un mode de production ENR par rapport à un autre, il faut aussi tenir compte des différences de volume de production électrique puisque le MWh est bien la seule vraie mesure du service rendu à la société. On est donc amené à calculer le surcoût en euro induit par chaque MWh des différents types d'ENR. C'est ce que montre la fig.7 pour l'année 2011. On voit que le tarif d'achat est toujours plus élevé que le surcoût de la même quantité : 43 €/MWh¹⁷. En effet, comme sur le réseau personne ne sait distinguer un MWh électrique photovoltaïque d'un

¹⁷ Pour des raisons techniques de révision des tarifs en cours d'année ce n'est pas tout à fait exact pour le photovoltaïque.

MWh éolien¹⁸ la différence entre les totaux des tarifs d'achat et les contributions au surcoût doit être répartie de façon égale sur chaque MWh ENR-EEG.

En 2011 la valeur moyenne du tarif d'achat était de 171,5 €/MWh et le surcoût de 128,3 €/MWh pour la seule production ENR-EEG (130 TWh). Cependant, en 2011 le surcoût sur les factures n'a été « que de » 35 €/MWh puisque l'énergie électrique ENR n'est qu'une fraction des 393TWh utilisés par les consommateurs non-privilégiés.

La figure 8 fournit une illustration différente du même type d'information.

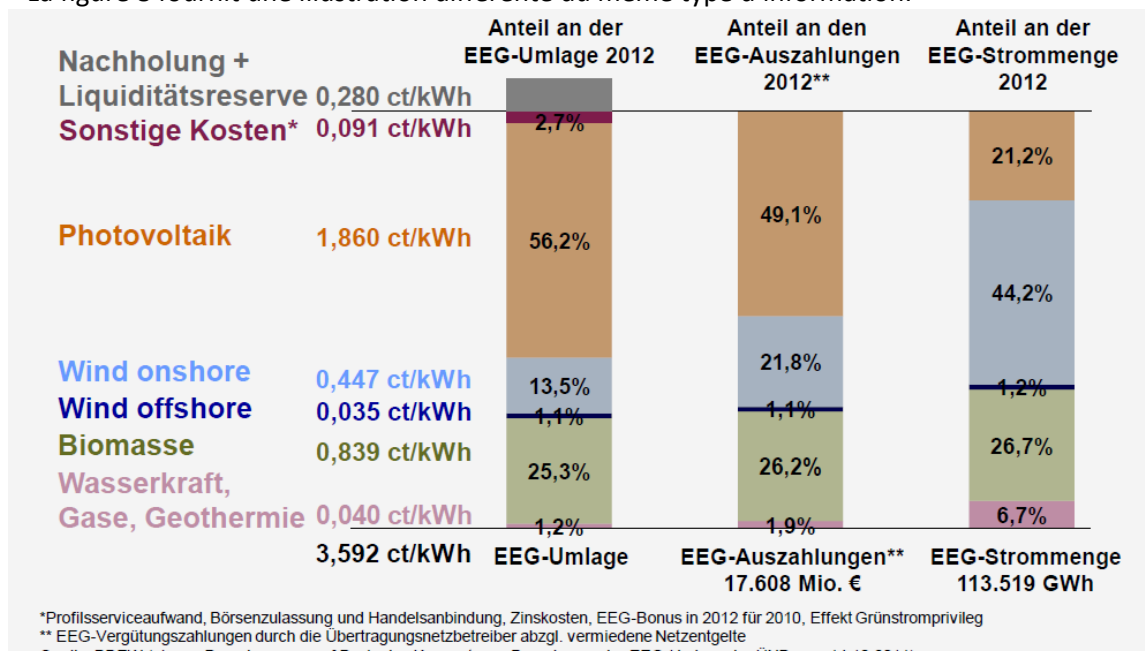


Fig.8 Répartition selon les types de ENR 1) du surcoût EEG 2012 imputé à la facture des consommateurs non privilégiés (barre de gauche) 2) de la contribution au tarif d'achat (auquel on a rajouté les primes d'achat diverses et retranché les bénéfices au réseau) (barre du milieu) et 3) de la production électrique attendue (barre de droite).

On voit que le solaire qui contribue pour plus de la moitié du surcoût aux factures (56,2% en colonne de gauche) ne fournit qu'un peu plus de 1/5 de l'électricité renouvelable subventionnée (21,2% en colonne de droite). Par contre si sur les 35,9 €/MWh de surcoût ENR total, l'éolien terrestre ne contribue qu'au niveau de 4,47 €/MWh, il contribue à près de la moitié de la production. Les valeurs pour l'éolien offshore ne sont pas encore significatives compte tenu de la très faible production 2011 qui rend l'estimation pour 2012 très imprécise. De fait le document BDEW estime que, dès 2012, le surcoût par MWh associé à l'éolien maritime sera environ trois fois supérieur à celui de l'éolien terrestre.

Avant de conclure cette section considérons la situation des tarifs d'achat en Allemagne (figure 9). Le document BDEW présente la situation 2010 et la compare avec celle décidée fin de 2011.

Cette figure appelle quelques commentaires. Tout d'abord les tarifs 2011 ne s'appliquent pas rétroactivement aux installations déjà en fonctionnement ou approuvées pour construction. Toute évolution de tarifs ne concerne que le parc futur non encore décidé.

On constate que l'éolien terrestre allemand a négocié une augmentation de ses tarifs proches de 95 €/MWh¹⁹. Par contre, il est remarquable que l'éolien maritime allemand ne soit racheté qu'au « faible » tarif de 150 €/MWh. Cette valeur est à comparer aux 220€/MWh qui ont été attribués aux compagnies françaises ayant récemment décroché des contrats de parc au large des

¹⁸ Ni bien sûr d'un MWh nucléaire.

¹⁹ La valeur nominale du tarif d'achat est de 82€/MWh en France. Toutefois des dispositifs d'indexation inscrits dans les décrets assurent une croissance régulière du tarif effectif. Selon la CRE, celui-ci atteint actuellement 87€/MWh.

côtes françaises²⁰. Lorsqu'une discussion ouverte sur les tarifs d'achat de l'éolien offshore en France deviendra enfin possible, il sera intéressant de comprendre l'origine de cette forte différence de tarifs (+47 %)

Finalement, on constate que le gouvernement allemand pour tenter de bloquer le gonflement de la bulle photovoltaïque a considérablement réduit et rabaisé le domaine de tarifs d'achat de cette énergie. En général les tarifs d'achat allemands pour les nouveaux projets solaires sont maintenant moins attractifs que les tarifs français²¹. De toute façon, le parc solaire allemand qui a déjà atteint des valeurs de puissance installée supérieure à 25 GW continuera à bénéficier en moyenne des anciens tarifs élevés pendant de nombreuses années et donc de peser lourdement sur la facture des consommateurs.

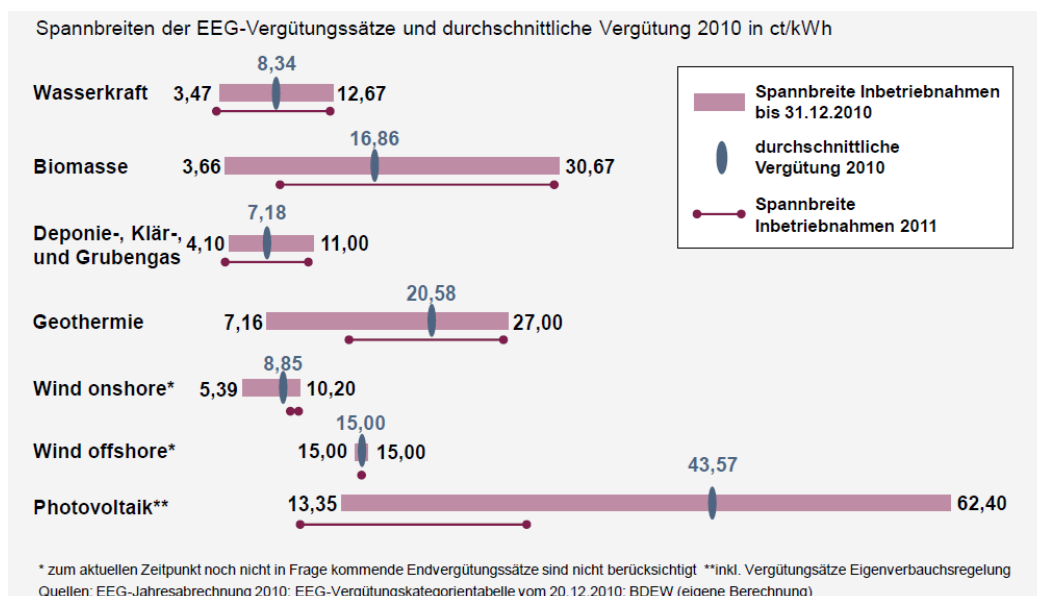


Fig. 9 Domaine de variation des tarifs d'achat des diverses énergies renouvelables. Les chiffres sont donnés en ct/kWh (pour des €/MWh multiplier par 10). Les barres roses décrivent la situation en 2010. Les lignes rouges fines en dessous des barres violette indiquent l'évolution en 2011 suite aux décisions du gouvernement allemand. Les marques bleues donnent la valeur moyenne du tarif d'achat après pondération par la quantité d'énergie électrique fournie.

VII) Le prix du courant pour le particulier

La figure 10 montre l'évolution du prix de l'électricité pour un ménage allemand. Depuis le début du siècle, on constate une augmentation progressive du prix de production jusqu'à 2009 puis une stabilisation voire une légère baisse. En 2010, le surcoût dû aux ENR était de 20,5 €/MWh. Il a grimpé à 35,3 €/MWh par suite du gonflement de la bulle photovoltaïque et correspond déjà à 14% d'un prix de l'électricité. On notera qu'il est très notablement supérieur au prix français car pour ce dernier la part de la production est déterminée à 90% par le coût des productions nucléaires et hydraulique.

Le document BDEW fait d'ailleurs remarquer que le surcoût des renouvelables sur la facture d'un particulier est plutôt de 17% puisqu'il doit être majoré des 6,7 €/MWh car la TVA s'y applique aussi²².

²⁰ Bien que ces tarifs d'achat d'éolien offshore soient, via la CSPE, subventionnés par le consommateur, celui-ci n'a pas le droit de les connaître (le secret commercial est invoqué). L'estimation donnée ici est basée sur des valeurs d'augmentation de la CSPE annoncées par le ministre de l'industrie d'alors (M. Besson). Voir :

<http://www.sauvonsleclimat.org/communiqueshtml/tres-cher-eolien-offshore/35-fparticules/1144-tres-cher-eolien-offshore.html>

²¹ Notons que suite au rapport Charpin, le gouvernement de la dernière présidence a aussi mis en place un mécanisme de contrôle de la bulle photovoltaïque française ; mécanisme placé sous l'égide de la CRE. Ainsi celui-ci vient de conduire à une baisse des tarifs solaire PV au 1^{er} juillet 2012.

²² Il en est de même en France. La TVA s'applique à la CSPE. Puisque le Conseil d'Etat a qualifié la CSPE d' « impôt innommé ». On est donc en présence de la taxation d'un impôt !

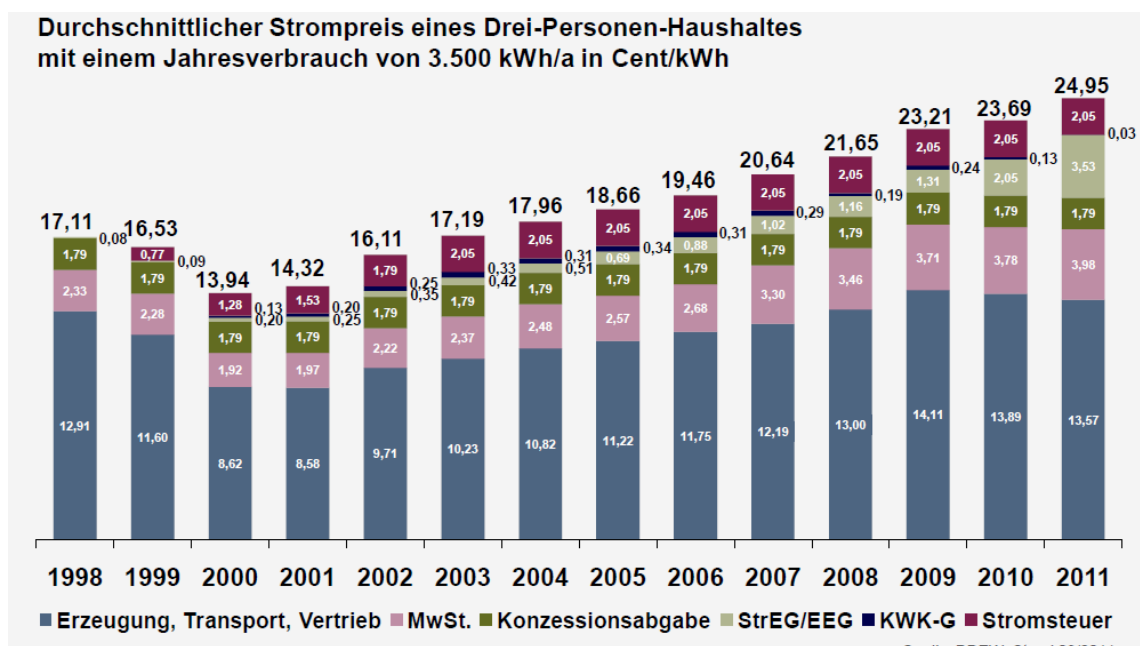


Fig. 10 Evolution annuelle du prix de l'électricité pour un ménage allemand. Les différentes rubriques sont 1) production (Erzeugung), 2) transport et distribution (Transport, Vertrieb) 3) taxes diverses (MwSt et Stromsteuer) 4) frais de concession (Konzessionsabgabe) 5) surcoût ENR-EEG (StrEG/EEG). Les prix sont donnés en c€/kWh (pour des €/MWh, multiplier par 10).

VIII) Prévion EEG à moyen terme jusqu'à 2016

Dans le cadre de la loi EEG les opérateurs du réseau sont tenus de présenter chaque année une vision de l'évolution à moyen terme des puissances ENR-EEG installées, de leur production électrique ainsi que des prélèvements au titre de la loi EEG. Ces estimations anticipent les effets de diverses modifications techniques de la loi EEG que nous évoquerons plus loin. Les figures suivantes nous indiquent quelles étaient les prévisions au premier janvier 2012.

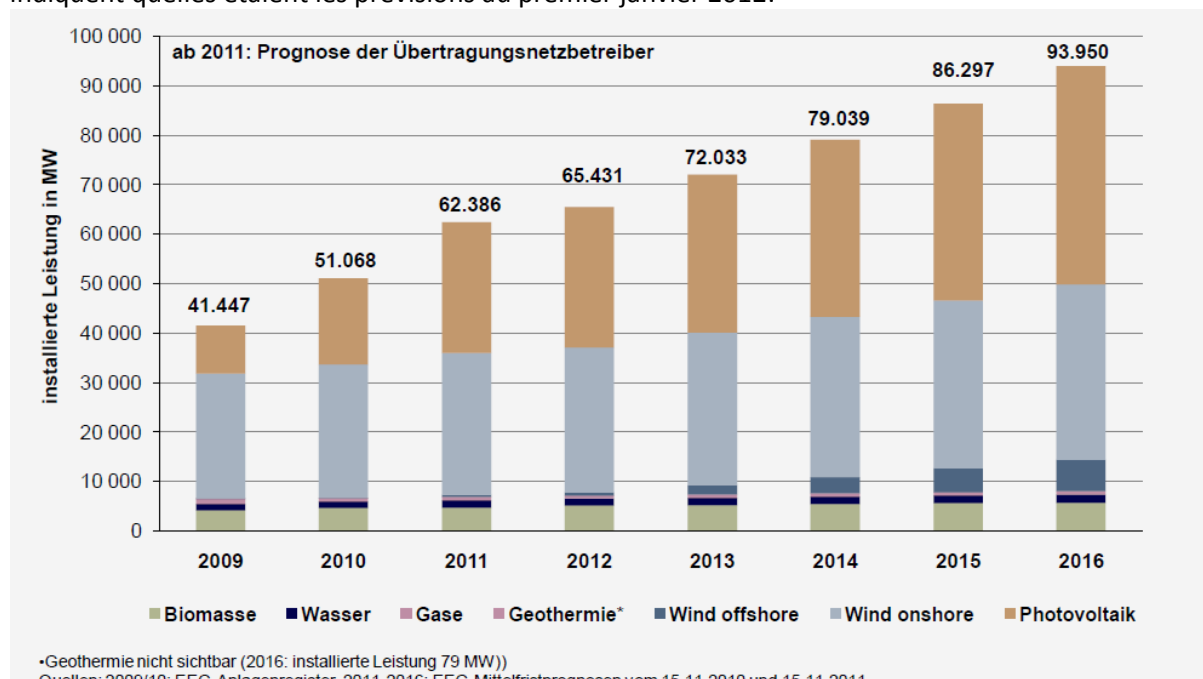


Fig.11 Etat et Prévion (à partir de 2011) de croissance des puissances installées (MW) des divers modes de production ENR qui sollicitent le soutien de la loi EEG. A l'échelle du graphique on ne distingue pas la puissance de géothermie qui, pour 2016, est estimée à 79 MW.

La figure 11 présente l'évolution de la puissance installée du parc ENR sur les quatre années à venir. La puissance installée totale passe de 65 GW aujourd'hui à 94 GW en 2016. La croissance de l'hydraulique et de la biomasse et des diverses contributions à partir de gaz de déchets et de grisou est faible. L'éolien maritime se déploie pour atteindre près de 10 GW. L'éolien terrestre continue à croître essentiellement par le remplacement des éoliennes actuelles par des éoliennes plus hautes et plus puissantes (repowering)²³. D'un peu moins de 30 GW aujourd'hui il monte à environ 36 GW. La baisse des tarifs du photovoltaïque ralentit mais n'arrête pas la croissance de cette forme de production qui passe d'un peu moins de 30 GW à 43 GW.

La figure 12 fournit les prévisions d'évolution des tarifs d'achat moyen. Celles-ci tiennent compte des domaines de tarifs d'achat ainsi que des primes (Marktprämie) destinées à favoriser la mise sur le marché directement par le producteur et divers autres avantages financiers prévus dans la loi EEG ainsi bien sûr que de la production des différentes composantes des divers parc ENR, celles qui existent déjà (rémunérées aux anciens tarifs d'achat) et celles à venir.

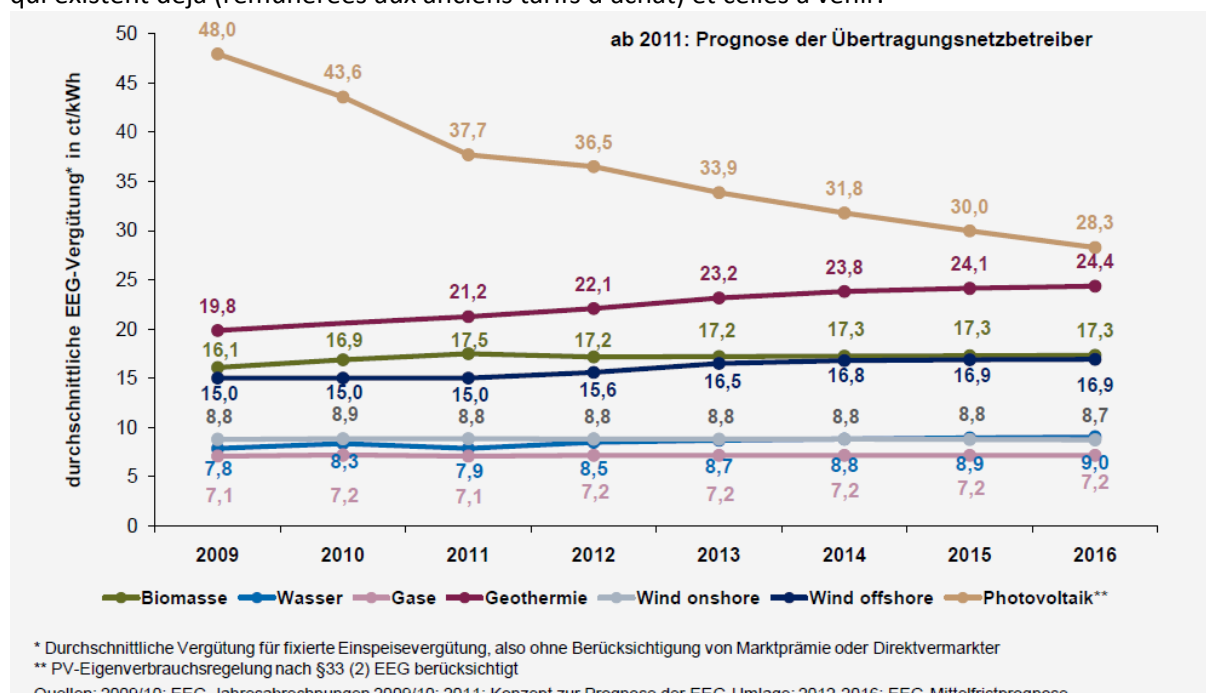


Fig.12 Evolution de la moyenne des « tarifs d'achat+primes de commercialisation » moyens sur le moyen terme. Les valeurs sont données en ct/kWh (pour des €/MWh multiplier par 10).

La baisse importante des tarifs d'achat du photovoltaïque qui va affecter les 13 GW supplémentaires dont la mise en place est attendue dans les quatre années à venir devrait induire une baisse de 365 €/MWh à 283 €/MWh.

Pour les autres formes d'énergie, malgré la dégressivité des barèmes de tarifs d'achat²⁴ on n'observe pas une baisse du tarif d'achat moyen effectif mais bien plutôt une légère croissance. Ceci tient aux avantages supplémentaires que les opérateurs d'installations ENR ont été en mesure d'obtenir dans le cadre de la loi EEG s'ils commercialisaient eux-mêmes leur production. Cette évolution vers une commercialisation directe (surtout pour l'éolien maritime qui est dans les mains

²³ Ceci revient à dire que, de fait, la durée de fonctionnement d'une éolienne est bien inférieure à 20 ans, la valeur pourtant souvent mentionnée. Elles sont remplacées bien avant. Une perte de productivité des turbines au fil des ans pourrait peut-être expliquer l'attractivité du mécanisme dit de « repowering ». Certains récents travaux canadiens et danois suggèrent qu'elle est de 2% par an. Voir <http://windfarmrealities.org/?p=1284>

²⁴ En France, les tarifs d'achat ne sont pas dégressifs. Au contraire, des clauses d'indexation sur l'inflation et sur le coût du travail assurent qu'ils croissent régulièrement même sur les installations en activité.

de grands producteurs d'électricité tel que E.On ou Vattenfall) changera donc la nature du marché ENR mais sans bénéfice notable pour le consommateur²⁵.

Le bilan de cet accroissement de puissance ENR et de l'évolution des tarifs d'achat moyens se traduit dans les résultats donnés en figure 13.

On constate que, selon ces prévisions, l'énergie électrique fournie par les ENR-EEG devrait, en 2016, atteindre 160 TWh, soit 35% de la production électrique nationale, contre 90 TWh en 2010 (+77%). Sur la même période, les paiements aux fournisseurs d'énergie renouvelable (équivalent en gros de la somme des « Vergütungszahlungen plus Marktprämie » en colonne de gauche de la Fig. 5) passeraient de 13 md€ pour l'année 2010 à plus de 23md€ en 2016 (+77%).

La décroissance ou relative stabilisation des tarifs d'achat n'aura donc induit aucune stabilisation du soutien financier aux ENR. Rien n'indique donc que le domaine des ENR s'avance vers la compétitivité économique en dépit des annonces répétées des ses promoteurs.

On notera que sur les 10 md€ d'accroissement des subventions aux renouvelables dans les quatre années à venir, 6 md€ seraient imputables au photovoltaïque et cela bien que sa contribution à la production d'énergie ne croisse pas en proportion de son coût pour les consommateurs.

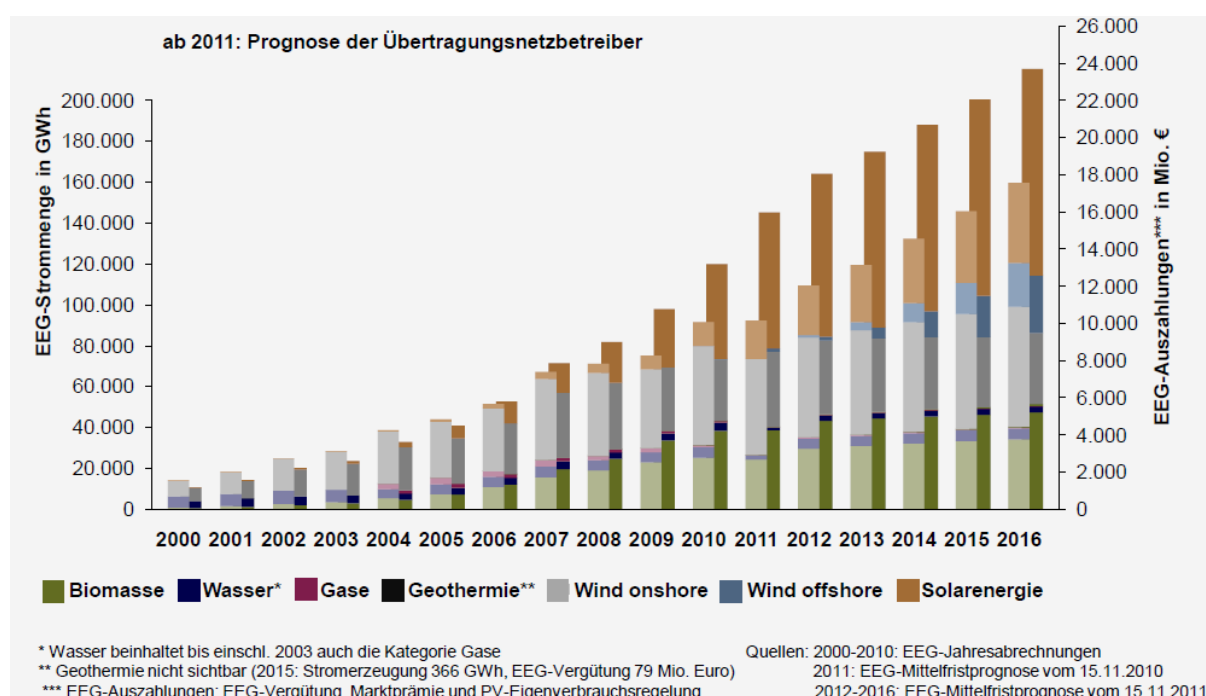


Fig. 13 Evolution des paiements aux fournisseurs d'énergie renouvelables (barres en arrière-plan teintes sombres et échelle de droite, unité M€) sur la période 2000-2016. Evolution de la production d'énergie électrique renouvelable (barres en avant-plan teintes claires et échelle de gauche, unité GWh). Les couleurs (qu'elles soient claires ou sombres) permettent de repérer la contribution de chaque type d'ENR à la production électrique et au surcoût.

IX) Remarques finales

Le document BDEW contient bien d'autres informations intéressantes. Certaines permettent d'apprécier les contributions et les politiques des différents Länder vis-à-vis de telle ou telle ENR et donc de discerner la diversité des politiques régionales qui se trouvent parfois antagonistes²⁶.

Par ailleurs, un chapitre entier est consacré à l'évolution de la loi EEG. A terme, celle-ci souhaite remplacer l'actuelle situation d'assistanat des ENR par la mise en place d'une structure de marché.

²⁵ On notera que même si le tarif d'achat effectif (= tenant compte de la prime de commercialisation) de l'éolien maritime allemand passe en quatre ans de 150 €/MWh à 169 €/MWh, il n'atteint pas les valeurs du tarif français qui est très certainement supérieur à 220 €/MWh.

²⁶ On notera à cet effet, dans *Enerpresse* 25/07/2012, l'article intitulé : « Querelles entre Länder sur les coûts de la transition énergétique »

Celle-ci devrait en particulier prendre en compte que la valeur de l'énergie électrique ne se mesure pas seulement en MWh mais doit aussi intégrer le fait que ce MWh est produit préférentiellement quand le consommateur en a besoin. La nouvelle mouture EEG cherche à inciter les producteurs à se positionner directement sur le marché plutôt qu'à se « débarrasser » de leur énergie sur les réseaux de transport et de distribution en laissant à ceux-ci la tâche de la commercialisation et de la gestion de l'intermittence.

Toutefois, cette modification de fonctionnement ne devrait pas se traduire par un abaissement de la facture du consommateur à terme prévisible. En effet, les producteurs ENR ont fait attention à ce que les primes reçues pour ceux qui renoncent au mécanisme de tarif d'achat compensent la subvention qu'ils auraient reçue en y restant (c'est ce que montre la figure 12). De toutes façons à l'échéance 2016, on estime que moins de 10% du solaire photovoltaïque, et à peu près 50% de l'éolien auront basculé vers une commercialisation directe. Ce mécanisme devrait d'ailleurs concerner avant tout les gros producteurs qui seuls semblent avoir les capacités de comprendre et d'intervenir efficacement sur le marché.

On notera que cette « commercialisation » préserve un des principes fondateurs de la loi EEG : l'obligation d'achat. Tant que ce principe restera en place, il ne sera pas correct de présenter les énergies renouvelables comme des participants comme les autres au marché de l'électricité. De fait, on a le sentiment qu'au moment où le Royaume Uni cherche à s'éloigner du principe du Marché que constituaient les « Renewable Obligation Certificates » pour s'orienter vers le tarif d'achat (Feed-in tarif) l'Allemagne tente le mouvement inverse.

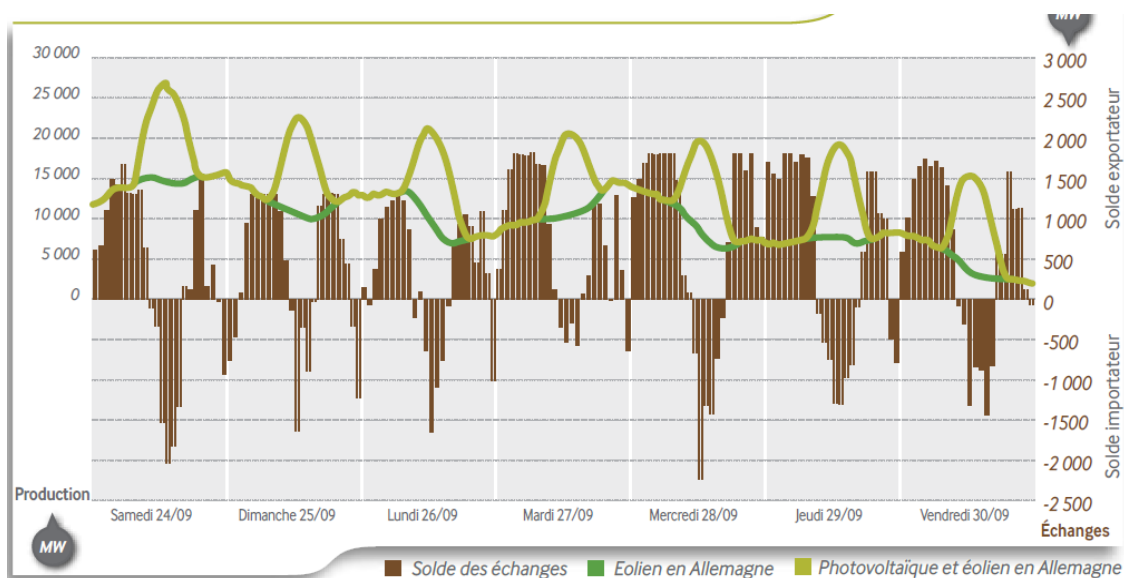


Fig.14 Solde des échanges de courant franco-allemand vu du côté français (barres brunes) comparé à la production des énergies solaire et éolienne allemande (courbes vertes) pour une semaine du mois de Septembre 2011 (figure préparée par RTE utilisant pour partie des données du site allemand eex).

Le document BDEW n'aborde pas de façon directe des questions qui semblent pourtant devenir de plus en plus prégnantes dans le développement actuel des ENR en Allemagne : celui de la déstabilisation physique des réseaux haute tension (éolien) et basse tension (solaire) et celui de la déstabilisation financière des marchés engendrée par des injections massives d'énergie électrique renouvelables, sans rapport avec la demande (prix de vente faibles voire négatifs d'une électricité non désirée qui reste néanmoins achetée cher au producteur ENR et ensuite facturée au consommateur)²⁷.

²⁷ En Allemagne, la production intempestive de grandes quantités d'énergie électrique par les ENR peut dès maintenant déstabiliser le réseau. Les opérateurs du réseau ont donc obtenu l'autorisation d'arrêter des parcs (éolien ou solaire) s'ils le jugent nécessaire pour garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique. Toutefois, le dispositif dit

De fait, la politique allemande de renouvelables ne se contente pas de causer des difficultés au réseau national, elle conduit aussi à les exporter. C'est ce qu'illustre la figure 14, extraite du bilan RTE, qui, compare le solde import-export France-Allemagne et la production des énergies renouvelables allemandes (parc éolien ~28 GW, parc solaire ~20 GW). On constate que les pics de production solaire-éolien sont corrélés à des exportations vers la France. Ceci peut refléter soit une difficulté technique du système allemand pour exploiter sa production de renouvelables (insuffisante flexibilité des centrales à combustible fossile ?) et doit donc l'exporter soit une baisse des prix de marché qui rend financièrement intéressant pour la France l'importation de courant allemand²⁸. On peut aussi noter de récentes protestations des tchèques, hollandais, belges et polonais suite aux perturbations que l'éolien allemand engendre sur leur réseau. La Pologne a même indiqué envisager l'établissement des systèmes de contrôle de fréquence de façon à directement contrôler les flux à leur frontière.

En dépit de ces informations manquantes, le lecteur français ne peut qu'être impressionné par la transparence du système allemand dont les coûts sont présentés et expliqués avec clarté au public. Quelque soit les interrogations qu'on puisse avoir sur la voie choisie par l'Allemagne en matière d'ENR, force est de reconnaître que ce pays s'y engage avec les yeux ouverts. On ne peut que souhaiter que la France adopte une telle franchise dans un domaine dont nos politiques nous assurent qu'il serait important pour le développement du pays.

Les rédacteurs du rapport BDEW ont systématiquement fait le choix d'un ton extrêmement détaché – donc différent de celui adopté dans ce document – dans le texte présentant les données objectives reprises ici. On peut penser qu'ils ont agi ainsi car ils savaient qu'à eux seuls, les chiffres fournis inciteraient à la réflexion l'éventuel lecteur allemand, indépendamment de sa position a priori sur les ENR.

Finalement, dans le dernier paragraphe du document, les experts du BDEW, pour exprimer leur inquiétude face à l'ambitieux déploiement des ENR dans leur pays, adoptent une formulation très diplomatique ; un bel exemple d'« understatement ». Ce paragraphe pourrait en effet se traduire :

« Un poids plus important dans la production de courant implique aussi une responsabilité plus grande dans le système global d'approvisionnement électrique. L'interdépendance entre l'augmentation quantitative des énergies renouvelables et l'investissement croissant pour son intégration dans le système global devra être clairement mis au point focal des efforts du dispositif économique énergétique. A côté d'une intégration graduelle au Marché, ceci implique avant tout que les énergies renouvelables livrent une contribution à la stabilité du réseau et à la sécurité de l'approvisionnement. Cette année, l'amendement de la loi EEG fait les premiers pas. Pour un approvisionnement électrique futur qui soit à la fois sûr et abordable, d'autres pas et des développements technologiques seront nécessaires. »

Remerciements

L'auteur remercie J.P. Le Gorgeu, J.P. Pervès, F. Poizat et B. Tamain et le comité scientifique de SLC pour des informations complémentaires et des suggestions de rédaction.

« Abschaltungsverordnung » de la loi EEG prévoit que les opérateurs de parc ainsi arrêtés seront rémunérés au tarif d'achat comme s'ils avaient produit l'électricité qu'on les a empêchés de produire.

²⁸ La baisse des prix du marché engendré par des excès de production solaire ou éolienne n'affecte pas bien sûr les producteurs « verts » allemands qui restent rémunérés aux tarifs EEG aux dépens du consommateur national. On se trouverait alors plutôt dans une situation où ceux-ci paieraient pour les consommateurs des autres pays. Cette situation est assez systématique entre le Danemark (qui produit trop d'électricité éolienne subventionnée) et la Norvège (qui l'achète à bas prix pour la stocker dans ses barrages et la revendre ensuite cher aux heures de pointe). Il semble donc qu'en matière d'ENR, il soit plus intéressant d'être le voisin de pays suréquipés, sans en avoir construit sur son sol et d'avoir constitué des moyens de stockage. Une telle situation permet, comme le montre l'exemple de la Norvège et dans une certaine mesure celui de la Suède, d'exploiter efficacement les difficultés rencontrés par les voisins lorsque leur parc ENR se met à produire de façon intempestive et mal contrôlable.