

Un marché d'électricité « français », un marché « allemand » et un marché « franco-allemand »

Lorsque plusieurs pays ont des systèmes électriques très différents, avec ou sans nucléaire, quel est l'avantage pour les uns et pour les autres de former ensemble un seul marché de l'électricité au lieu de ne regrouper en un même marché que des pays dont les systèmes électriques sont semblables ?

Dans cette étude, un marché « français » a une forte composante nucléaire ; un marché « allemand » n'a pas de production nucléaire ; un marché « franco-allemand » est la « somme » des deux précédents ***au sein duquel les échanges ne sont soumis à aucune limite***. Les consommations et les parcs de production sont à l'image de ce qu'ils pourraient être en réalité en 2030 en France et en Allemagne.

Elle utilise un logiciel qui simule le système de production d'électricité et d'hydrogène et équilibrant heure par heure la fourniture et la consommation d'électricité. Il calcule dans quelle mesure les moyens de stockage et les diverses flexibilités diminuent le besoin de capacité de production pilotable – ce qui est particulièrement utile lorsque la capacité des moyens intermittents est élevée. Plusieurs chroniques horaires de consommation et d'activité éolienne peuvent être utilisées, ce qui permet d'avoir une approximation des marges de capacité nécessaires pour faire face aux situations climatiques défavorables.

Avec les hypothèses retenues dans cette étude (entre autres, un gaz fossile à 60 €/MWh et une électricité nucléaire à 66 €/MWh), le coût moyen de production et de stockage d'électricité d'un système « franco-allemand », 103 €/MWh, est intermédiaire entre le coût moyen d'un système « français » répondant à la consommation française, 75,9 €/Wh, et celui d'un système « allemand » répondant à la demande allemande, 119 €/MWh.

Quant aux prix tels qu'ils émanent de ces différents marchés, c'est tout autre chose. Ils sont de 62 €/MWh sur le marché « français », 78 €/MWh sur le marché « allemand ». Ces deux marchés, pris séparément sont donc déficitaires. Au contraire, sur le marché « franco-allemand », le prix de vente est légèrement supérieur au coût moyen. Il est de, 106 €/MWh. C'est 70 % de plus que sur un marché « français ». L'étude explique ce résultat.

Elle montre aussi qu'il ne faudrait pas s'arrêter à ce résultat. En effet, sur un marché « franco-allemand » la production nucléaire dégage des bénéfices considérables, jusqu'à 40 % de ses dépenses. L'étude montre précisément pourquoi.

Au total, le coût de l'électricité du point de vue de l'économie d'un territoire national peut se mesurer en diminuant les dépenses des consommateurs des bénéfices des entreprises productrices d'électricité situées sur ce territoire, ou en les augmentant des déficits de ces entreprises.

Selon cette étude le coût de l'électricité ainsi mesuré est 75,7 €/MWh sur un marché « français » et 85,7 €/MWh sur un marché « franco-allemand ». Cette différence de 10 €/MWh coûte au total 5,5 milliards d'euros par an - presque un réacteur EPR par an.

Parallèlement, le coût pour l'économie « allemande » est moindre avec un marché unifié qu'avec un marché national ».

Par ailleurs un marché national peut être géré de façon autonome, ce qui n'est pas incompatible avec les règles européennes et éviterait de sérieuses difficultés – mais c'est une autre question.

Pour chaque type de marché sont présentées plusieurs variantes. Elles montrent à quel point les résultats économiques sont sensibles à certains paramètres tels que la part respective des TAC et des CCG et la valorisation de l'électricité déstockée, ou encore l'activité éolienne et les températures hivernales. Cette très grande sensibilité des marchés à toutes sortes de paramètres non maîtrisables et non prévisibles pourrait faire l'objet d'une étude spécifique à l'aide de ce logiciel de simulation.

Au lecteur

Cette étude a demandé que l'on introduise dans le logiciel de simulation un très grand nombre de paramètres. On a essayé de retenir des hypothèses vraisemblables mais tout commentaire sera bienvenu. Il a fallu aussi prendre parti sur des grandeurs qui ne peuvent être qu'arbitraires telles que

l'imputation des dépenses de stockage ou l'évaluation des dépenses de production hydraulique. **A- La méthode suivie pour cette étude, les hypothèses**

B- Quelques résultats

- B 1 Un marché « français »
- B-2 Un marché « allemand »
- B-3 « Un marché franco-allemand »

C- Comparaison entre un marché français et un marché franco-allemand

- La marge de capacité de production
- Les résultats de la production nucléaire, lorsque le prix est celui qui émane du marché
- Les très lourdes pertes du photovoltaïque
- Les coûts de production, les prix,
- Les coûts pour l'économie nationale

Annexe : un tableau de résultats

A- La méthode, les valeurs sur le marché, les coûts

A-1- La méthode

Les parcs de production d'électricité français et allemand sont foncièrement différents. On imagine ici ce qu'ils pourraient être en 2030, avec 60 GW nucléaire et 52 GW d'éolien et de photovoltaïque en France, sans nucléaire, avec un peu de charbon et 430 GW d'éolien et de photovoltaïque en Allemagne. La France dispose d'un potentiel hydraulique très supérieur à celui de l'Allemagne. Il y a aussi des deux côtés une production à partir de biomasse et biométhane.

La consommation française est de 488 TWh, à quoi s'ajoute une consommation de 60 TWh pour produire de l'hydrogène. La consommation allemande est de 630 GWh à quoi s'ajoute une consommation de 70 TWh pour produire de l'électricité.

Le système de production franco-allemand comprend la somme de ces moyens de production de base. La flexibilité de la consommation et celle de la production hydraulique s'ajoutent, de même que les capacités de batteries et des Steps.

Les échanges au sein de ce marché ne sont pas contraints par une limite de puissance.

On retient un profil horaire de consommation et d'activité éolienne de référence, avant déplacements de consommation. Celui d'une année moyenne, l'année 2013.

Si le parc de production et de stockage répond au profil de consommation de l'année 2013 sans marge de puissance, il ne suffira pas à répondre aux autres profils horaires de consommation et d'activité éolienne.

Pour évaluer le besoin de capacité pilotable à partir de gaz, c'est-à-dire les TAC et CCG, on utilise les profils horaires de consommation et d'activité éolienne des années 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 et 2019.

Dans chaque cas le simulateur calcule le besoin de capacité de production pilotable en tenant compte de la diminution de ce besoin rendue possible par le stockage et les flexibilités .

On peut alors calculer ce que devrait être la marge de puissance dans le cas où la consommation aurait le profil de l'année 2013.

Pour le marché français comme pour le marché allemand et pour le marché franco-allemand, nous procédons ainsi.

Introduire dans le simulateur

La consommation et le profil horaire de consommation, les possibilités de déplacement de consommation et d'effacement définitif.

les capacités de production nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque, les quantités pouvant être produites à partir d'hydraulique, de biomasse et de biométhane.

Les possibilités, en GWh, des batteries, des Steps et des flexibilités de consommation et de production hydraulique. Avec l'aide du simulateur, trouver la diminution du besoin de capacité pilotable rendue possible par ces flexibilités.

La marge de puissance que l'on souhaite ou, au contraire, le défaut de puissance que l'on accepte

Eventuellement, la capacité de l'électrolyse pour produire de l'hydrogène qui sera utilisé directement ou en passant par la production de méthane de synthèse pour équilibrer le réseau.

Le simulateur calcule les quantités mises en stock et déstockées, la production à partir de gaz de synthèse, le besoin de capacité de production pilotable à partir de gaz et éventuellement de charbon, et les possibilités de production excédentaires. L'utilisateur répartit comme il l'entend le besoin de capacité de production à partir de gaz entre les TAC et les CCG.

Puis, pour utiliser les possibilités de production excédentaires l'utilisateur introduit la capacité d'une électrolyse et celle d'un autre moyen (dont l'exportation) utilisant une partie de ces possibilités.

On ajoute alors à la consommation finale une consommation d'électricité par une électrolyse alimentée en base tout en pouvant s'effacer lorsqu'il faut faire appel aux TAC. Cette quantité est ajustée pour que l'électrolyse consomme en tout la quantité d'électricité décidée par l'utilisateur.

La consommation finale d'une part, la consommation pour produire de l'hydrogène d'autre part sont les mêmes quels que soient les profils horaires de la consommation, la marge ou le manque de puissance. Elles sont différentes en France et en Allemagne.

La diminution du besoin de capacité pilotable rendue possible par les moyens de flexibilité dépend du profil de consommation et de la composition du parc de production. Elle doit donc être ajustée dans chaque cas.

Commentaire sur la capacité des TACs et des CCG

Le simulateur ayant calculé le besoin de capacité pilotable, les dépenses de production et de stockage dépendent de la répartition de ce besoin entre TACs et CCG. On trouve facilement l'optimum. Celui-ci est extrêmement « plat ». En revanche un léger écart a *une très forte conséquence sur les prix* de marché et sur le revenu des différents moyens de production, comme on le verra par la suite.

Commentaires sur le « stockage » entendu au sens large

Les flexibilités de la consommation et de la production hydraulique ont le même effet sur l'équilibre du réseau qu'un moyen de stockage. La simulation rend compte de deux services rendus par ce « stockage » au sens large : mieux employer les possibilités de production excédentaire et diminuer le besoin de capacité de production pilotables. Ces deux services sont très différents.

A-2- La valeur sur le marché de l'électricité livrée par le des différents moyens de production et de stockage

On suppose ici que la vente se fait au coût marginal.

Le simulateur peut étudier toutes sortes d'hypothèses, telles qu'une limite maximum de prix ou encore la vente au coût marginal moyen pondéré des moyens de production en fonctionnement lorsque le coût marginal du système est au-dessus d'une certaine valeur (comme l'ont étudié J. Percebois et al).

Toutes les valeurs retenues dans cette étude peuvent être modifiées sans aucune difficulté.

A chaque instant, le prix de l'électricité est le même quel que soit le moyen qui la fournisse, moyen de production ou de stockage. Ce prix est égal au coût marginal de celui des moyens qui fournissent de l'électricité à ce moment-là dont le coût marginal est le plus élevé. Certains moyens dont le coût marginal n'est pas nul produisent quelle que soit la demande d'électricité ; il en est ainsi de la production en cogénération. Ils se comportent sur le marché comme si leur coût marginal était nul.

Les moyens sont appelés par ordre croissant de leur coût marginal sur le marché – dans cet ordre :

- Les production fatales : éolien, photovoltaïque, une production à partir de biomasse et à partir d'énergie fossile dite « de base ».
- L'hydraulique de lacs et de fleuve ; elle est répartie en une production de base, qui est heure par heure la moyenne glissante sur trois semaines des productions horaires, et une possibilité de production pilotable, qui est comptée comme un moyen de stockage.
- Le nucléaire : son coût marginal est le coût de l'énergie, soit 9 €/MWh. Selon d'autres approches, le coût marginal serait supérieur, si l'on tient compte d'une usure causée par le fonctionnement des réacteurs.
- Le déstockage : ici figure la livraison d'électricité par un moyen de stockage en ce que celui-ci permet de mieux utiliser les possibilités de production excédentaires. La valeur de l'électricité ainsi fournie est comprise entre le coût marginal du nucléaire et celui du charbon. Cette fourchette est large. L'utilisateur introduit la valeur de son choix. Elle a un effet sensible sur le résultat économique du nucléaire et des productions de base. On la suppose ici égale à 100 €/MWh avec une variante à 150 €/MWh.

La production pilotable à partir de biomasse et la production à partir de charbon et de gaz ont des coûts marginaux égaux au coût de l'énergie. Ici le gaz est à 60 €/MWh et le coût du CO₂ à 80 €/tCO₂.

- Les centrales à charbon : le coût marginal est ici de 193 €/MWh, y compris le coût du CO₂.
- La partie pilotable de la production à partir de biomasse ; cette possibilité n'est pas retenue dans cette étude.
- Les CCG : elles sont alimentées par du gaz fossile, du biométhane et du gaz de synthèse. Ici le coût de ce combustible mixte est de 170 €/MWh.
- L'effacement définitif de la consommation : il a deux composantes : l'effacement de l'électrolyse alimentée autrement à puissance constante et, d'autre part, des effacements selon des contrats qui déterminent le coût variable. La valeur est comprise entre le coût marginal des CCG et le coût marginal des TAC. On retient ici 300 €/MWh.
- La production par les TAC et le déstockage *en ceci qu'il diminue le besoin de capacité de pointe* : ils sont comptés ensemble. Leur valeur est le coût marginal des TAC en tenant compte du fait que celles-ci sont alimentées par du gaz fossile, du biométhane et du gaz de synthèse. Ici 330 €/MWh. Il peut arriver que les flexibilités et les possibilités d'effacement définitif rendent inutiles les TAC. Dans ce cas, l'utilisateur introduit la valeur qu'il juge pertinente.
- La défaillance : elle a un coût qui est introduit par l'utilisateur ; celui-ci peut choisir de la mettre à un niveau tel que le revenu des moyens de pointe (TAC et déstockage servant à diminuer le besoin de TAC) compense leurs coûts fixes. Alors, le coût de la défaillance dépend du nombre d'heures de défaillance.

A-3 Les coûts de production et les dépenses des différents moyens de production et de stockage

Les dépenses sont calculées classiquement à partir des dépenses marginales à court terme et des frais fixes, qui sont la somme des dépenses fixes de gestion et d'annuités constantes représentant l'investissement.

Le taux d'actualisation est 4,5 %.

Les frais fixes du nucléaire sont 400 €/kW/an ; ceux de l'éolien sur terre de 114 €/kW/an, en mer de 370 €/kW/an (en y incluant le coût du raccordement à la terre), ceux du photovoltaïque, moitié au sol et moitié en toiture, de 81 €/kW/an, ceux des CCG de 109 €/kW/an et ceux des TAC de 61 €/kW/an.

Il faut aussi donner une valeur aux frais fixes de l'hydraulique et les répartir entre les deux fonctions de production et de stockage ; au total, les coûts fixes de l'hydraulique « de base » sont ici 250 €/kW/an, et ceux de la flexibilité hydraulique 50 €/kW/an.

Les batteries coûtent 150 €/kWh. On donne également un coût fixe aux Steps aux possibilités de déplacement et d'effacement de consommation de consommation.

Ces valeurs sont sujettes à caution, certes, mais ce n'est pas trop grave car les dépenses représentent seulement quelques pourcents des dépenses totales et n'ont pas d'effet sur les revenus des autres moyens de production.

A-4- Les résultats fournis par les simulations

Le simulateur calcule pour chaque moyen de production et de stockage, le nombre d'heures de « marginalité » pendant lesquelles le prix est égal au coût marginal de ce moyen.

Il compte ensemble les productions fatales, éolien photovoltaïque, la part « de base » de l'hydraulique et la production non pilotable à partir de biomasse et de gaz fossile. Heure par heure, le revenu de cet ensemble est réparti entre les différents moyens.

Cela vaut d'être précisé car le photovoltaïque ne reçoit rien lorsque la demande est la plus forte et les prix au plus haut, ce qui se ressent dans ses résultats économiques.

De même le simulateur calcule ensemble les revenus des moyens de stockage qui permettent de mieux utiliser les possibilités du vent et du soleil.

A-5 La production d'hydrogène dans le système électricité hydrogène

La production d'électricité et d'hydrogène forment un système, l'hydrogène pouvant dans une certaine mesure participer à l'équilibre du système électrique.

Le mode d'alimentation de l'électrolyse a été choisi pour minimiser l'ensemble des dépenses de production, de stockage d'électricité et de production d'hydrogène.

Le simulateur indique donc les dépenses de production d'électricité et la somme des dépenses de production d'électricité et de production d'hydrogène.

Les possibilités excédentaires après la production d'hydrogène sont consommées dans la limite d'un facteur de charge de 1000 heures environ, et valorisées à hauteur de 20 €/MWh.

A-6 Le coût, le prix de l'électricité ; son coût dans l'économie nationale

Sont calculées les dépenses de production et de stockage qui répondent à la demande finale et qui sont consommées pour produire de l'hydrogène en « base moins la pointe » ou sur excédents..

Le prix moyen et le coût moyen de l'électricité sont calculés en rapportant les recettes ou bien les dépenses totales de production et de stockage d'électricité à la consommation d'électricité par la consommation finale et pour la production d'hydrogène, l'une et l'autre comptées après les pertes en ligne.

Pour l'économie nationale, les dépenses de production d'électricité sont les dépenses des consommateurs augmentées des pertes ou diminuées des bénéfices des entreprises. Ainsi calculé, le coût tient compte de la valorisation des exportations, comptée ici à 20 €/MWh avec une variante à 40 €/MWh.

B- Quelques résultats

Un tableau de résultat est joint en annexe

B-1 Sur un marché « français »

La consommation finale est **488 TWh** à quoi s'ajoutent **62 TWh** pour produire de l'hydrogène.

Le parc de production comporte 60 GW nucléaire, 19 GW d'éoliennes sur terre et 3 GW en mer et 30 GW de photovoltaïque ; la production à partir d'hydraulique, de biomasse et de biométhane est de 77 TWh.

Les flexibilités de la consommation et de la production hydraulique, les batteries et les Steps ont ensemble une contenance de 145 GWh. Elles peuvent ensemble fournir 17 GW. Mais elles ne diminuent le besoin de capacité pilotable que de 11,8 GW.

Répondre à une demande dont le profil est celui de l'année 2013, une année moyenne

Si le profil de consommation est celui de l'année 2013, pour répondre à la demande, il faut une capacité de production à partir de gaz de **15,9 GW**. Pour minimiser les dépenses, la capacité des TACs est seulement de 2 GW. Celle des CCG est 13,9 GW.

Se prémunir contre les risques d'une forte pointe de demande, avec une marge de puissance

Sans modifier la consommation d'électricité, on a appliqué à ce parc de production les profils de consommation et d'activité éolienne de six années différentes (les années 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 et 2019). Le besoin de capacité des TAC et CCG est le plus fort avec les profils de l'année 2012. Il est de 24,7 GW.

La capacité de production à partir de gaz est donc portée 24,7 GW. En année moyenne, la capacité de production pilotable est alors **excédentaire de 8,8 GW**. Pour minimiser les dépenses, la capacité des TAC est de **11 GW**. Celle des CCG est de 13,7 GW.

En année moyenne, les 10,3 GW supplémentaires ne fonctionneront pas ; on choisit donc des moyens de production dont les coûts fixes sont le plus bas.

En annexe une description détaillée de ce parc de production.

Les recettes, les dépenses du système de production, les prix, les coûts par MWh

Les dépenses de production d'électricité sont 41800 M€/an et les recettes 34100 millions d'euros. Le prix moyen de l'électricité est **62,0 €/MWh**. Le coût est de **75,9 €/MWh**. Le déficit sur le marché français est de 7700 millions d'euros.

Le déficit des TAC est de 870 M€. Sur cette somme, 700 M€ sont dus à la marge de puissance.

Le déficit du nucléaire est de 5400 M€, sur 27600 M€ de dépenses, soit 20 % de ses dépenses. Celui de l'éolien est de 28 % de ses dépenses ; celui du photovoltaïque de 64 % de ses dépenses.

L'hydraulique est bénéficiaire, ce qui ne surprend pas. Le déstockage, avec nos hypothèses, est juste équilibré.

Dans l'économie nationale, en tenant compte des exportations, le coût de l'électricité est de **75,7 €/MWh** si l'électricité exportée vaut 20 €/MWh ou 75,4 si elle vaut 40 €/MWh.

Variantes

- Si le coût marginal du déstockage au sens large (y compris les flexibilités) est de 150 €/MWh au lieu de 100 €/MW, le déficit total est de 4300 M€ au lieu de 7100 M€. Celui du nucléaire est de 2900. Cela s'explique par la durée de marginalité du déstockage, qui est de 800 heures. Le prix est alors de 67,1 €/MWh.
- Si la capacité des TAC est de 8 GW au lieu de 11 GW et celle des CCG de 16,7 GW au lieu de 13,7 GW, le déficit global est de 9500 M€. Cela s'explique par l'augmentation de la durée de marginalité des CCG. Le prix est alors de 57,5 €/MWh.
- Si la consommation a le même profil horaire qu'en 2012, les dépenses de production sont de 41700 au lieu de 41200 et le prix moyen est de 60,3 €/MWh.

B-2 Sur un marché « allemand » - sans nucléaire et avec peu de ressources hydrauliques

La consommation finale, hors pertes et en ligne et hors production d'hydrogène est 630 TWh.

Pour produire de l'hydrogène, la consommation d'électricité est 73 TWh. La simulation montre que l'hydrogène est produit pour moitié à partir des excédents de production et pour moitié en continu sauf pendant les périodes tendues.

Le parc de production, sans nucléaire, comprend 10 GW de capacité à partir de charbon, 200 GW d'éolien sur terre et 30 GW en mer, 200 GW de photovoltaïque (dont le facteur de charge est 800 h/an) ; les possibilités de production annuelle hydraulique sont de 20 TWh/an. La production à partir de biomasse est de 6 TWh ; à partir de biométhane de 20 TWh. Du méthane de synthèse est produit à partir d'hydrogène produit avec 10 GW d'électrolyse.

Evaluer le besoin de capacité de production pilotable à partir de gaz

Les possibilités de déplacement de la consommation et de l'hydraulique, les batteries et les Steps ont ensemble une capacité de 350 GWh. Ensemble elles diminuent le besoin de capacité de production pilotable de 33 GW.

Il se trouve que la capacité – ou contenance - en GWh et la diminution du besoin de capacité, en GW, des moyens de production sont l'une et l'autre à peu près trois fois supérieures à ce qu'elles sont dans le cas « français ». C'est le résultat de deux évolutions contradictoires. Lorsque la contenance du stockage, en GWh, augmente, le rapport GW évité/ GWh de contenance diminue. Lorsque la part des énergies renouvelables augmente, ce rapport augmente.

Si la consommation finale a le profil horaire de la consommation française en 2013, pour répondre à la demande la capacité de production à partir de gaz est de 54,5 GW, sans marge de précaution.

Cette capacité n'est pas toujours suffisante. En effet, sans modifier la consommation d'électricité, on a appliqué à ce parc de production les profils de consommation et d'activité éolienne de six années différentes (dont 2013). Le besoin de capacité des TAC et CCG est dans une fourchette allant de 48 à 77 GW – ce qui confirme que la variabilité interannuelle des besoins est grande.

Il faut donc ajouter à ce qui serait suffisant avec des profils de consommation et d'activité éolienne semblables à ceux de 2013 **une marge de précaution de 22,5 GW**.

Pour minimiser les dépenses, la capacité des **TAC est de 20 GW** et celle des CCG est 57 GW.

La production à partir d'énergie fossile est 88 TWh.

Les prix, les coûts, les résultats économiques par moyen de production et de stockage

Les dépenses de production et de stockage d'électricité sont de 83400 M€. **Le coût moyen est 119,0 €/MWh.**

Sur cette dépenses, le coût de la marge de précaution est 1300 millions d'euros. Soit 1,6 % des dépenses.

Les recettes dépendent terriblement de la valeur donnée à l'électricité déstockée. Si celle-ci est de 150 €/MWh, les recettes sont de 60800 M€/an et le prix moyen est 86,8 €/MWh. Si l'électricité déstockage est valorisée 100 €/MWh, les recettes sont 54800 M€ ; **le prix moyen est 78,2 €/MWh.** C'est l'hypothèse retenue ici.

Le déficit est de 28600 M€.

Ce résultat est obtenu avec les profils horaires de consommation et de vent de l'année 2013. Le même exercice fait avec les profils horaires des années 2012, 2014, 2015 et 2016 donne un déficit compris entre 17 et 33 milliards d'euros .

Les ventes au coût marginal couvrent 81 % des dépenses des CCG, 69 % des dépenses de l'éolien, seulement 26 % des dépenses du photovoltaïque.

Le déstockage et les flexibilités de la consommation et la production hydraulique sont correctement rémunérés par les livraisons sur le marché.

Mais il faut redire que l'évaluation des dépenses de « stockage » (au sens large) est nécessairement en partie arbitraire. Or la valeur de l'électricité « déstockée » influe beaucoup sur les résultats de l'hydraulique, de l'éolien, du photovoltaïque et du nucléaire car ce « déstockage » comme moyen d'équilibrage heure par heure est marginal 1600 heures par an, surtout en été, en complément de la production photovoltaïque.

En tenant compte des exportations, le coût pour l'économie « allemande » de la production d'électricité est de **117,3 €/MWh** si l'électricité exportée vaut 20 €/MWh.

Variante

Si la valeur de l'électricité déstockée est 150 €/MWh (au lieu de 100 €/MWh), le prix moyen est 86,8 €/MWh et le déficit des moyens de production et de stockage est 22500 M€/an.

B-3 Un marché « franco-allemand ».

La consommation est la somme des consommations des marchés français et allemand ; ainsi des capacités de production nucléaire, à partir de charbon, éolienne, photovoltaïque, hydraulique.

Les flexibilités de la consommation et de la production hydraulique, les capacités de batteries et de Steps s'additionnent de la même façon. Il n'en est pas de même de la diminutions du besoin de capacité de production pilotable qu'elles rendent possible.

Comme précédemment, un marge de puissance de précaution est évaluée pour éviter la défaillance en cas de conditions climatiques difficiles, périodes de grand froid notamment.

La consommation

La consommation finale est 1118 TWh hors pertes en ligne.

La consommation pour produire de l'hydrogène est 134 TWh. L'électricité est prélevée uniquement sur le réseau à puissance constante sauf lorsque le réseau doit faire appel aux TAC. En effet, une électrolyseur alimenté sur les excédents aurait un facteur de charge trop bas : une capacité de 6 GW consommerait seulement 13 TWh.

Le parc de production et de stockage

Nucléaire : 60 GW ; charbon : 10 GW ; éolien : 219 GW sur terre et 33 GW en mer ; photovoltaïque : 230 GW (avec un facteur de charge moyen de 900 heures par an).

Les possibilités de production à partir d'hydraulique, de biométhane et de biomasse sont 123 TWh.

La flexibilité de la demande et de la production hydraulique, Steps et batteries est 495 GWh. Elle diminue le besoin de capacité de production pilotable de 47 GW.

La production à partir d'énergie fossile est de 120 TWh.

Les possibilités excédentaires sont de 119 TWh. Une capacité de 40 GW permet d'exporter ou de consommer 66 TWh de ces possibilités excédentaires.

Le besoin de capacité de production pilotable à partir de gaz

Si le profil de consommation est celui de l'année 2013, selon la simulation les flexibilités et les moyens de stockage permettent de diminuer le besoin de capacité de production pilotable à partir de gaz de 47 GW.

Sans marge de précaution, la capacité des TAC et CCG serait au total de 62,4 GW.

Si, comme dans les cas précédents, on applique au parc de production et de stockage les profils horaires de consommation et d'activité éolienne des six années déjà mentionnées (2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2019), et si l'on évalue dans chaque cas dans quelle mesure le stockage et les flexibilités diminuent le besoin de capacité des TAC et CCG, il apparaît que, pour éviter toute défaillance pendant ces six années la capacité des TAC et CCG devrait être 77 GW.

Pour éviter de manquer de capacité de production lorsque les conditions atmosphériques sont défavorables, la capacité des TAC et des CCG sera donc de 77 GW, soit **15 GW de plus que ce qui suffirait** si les profils horaires de la consommation et de l'activité éolienne étaient semblables à ce qu'ils furent en 2013.

La répartition de ces 77 GW entre les TAC et les CCG n'a pas d'effet sensible sur les dépenses totales mais a un effet non négligeable sur les résultats des CCG et ceux du nucléaire notamment. Comme dans les cas précédents, la capacité est un peu supérieure à la marge de puissance. On retient ici **17 GW de TAC**.

Les prix, les coûts, les résultats économiques par moyen de production et de stockage

Les dépenses de production et de stockage d'électricité sont de 128100 M€. **Le coût moyen est 103,2 €/MWh.**

Sur ces dépenses, le coût de la marge de précaution est la différence entre les dépenses totales avec ou sans cette marge de précaution. Il est de 900 millions d'euros, soit moins de 1 % des dépenses.

Les prix et les résultats des moyens de production dépendent beaucoup de la valorisation de l'électricité déstockée, qui est marginale 20 % du temps. Ici, comme plus haut, la valeur sur le marché de l'électricité déstockée est 100 €/MWh.

Rappel : il s'agit ici de l'électricité qui est mise en stock lorsque la possibilité de production hydraulique, éolienne, photovoltaïque ou nucléaire dépasse la demande et qui est déstockée pour éviter une production à partir de charbon, de biomasse ou de gaz ou une importation. On donne à l'électricité qui est déstockée pour diminuer le besoin de capacité de production pilotable une valeur égale au coût marginal de la production des TAC, soit ici 330 €/MWh.

Le prix de l'électricité sur un marché franco-allemand ; un résultat presque équilibré

Le produit de la vente d'électricité sur le marché, 131200 millions d'euros est ici légèrement supérieur au total des dépenses de production et de stockage, 128100 millions d'euros. Le prix moyen de l'électricité est **105,7 €/MWh.**

Si l'énergie déstockée vaut 100 €/MWh et si la capacité des TAC est 10 GW, le prix est 100,4 €/MWh. Les ventes sur le marché couvrent exactement les dépenses.

Si l'énergie déstockée vaut 150 €/MWh et si la capacité des TAC est 17 GW, le prix moyen de l'électricité est 116 €/MWh.

Le nucléaire , grand bénéficiaire du marché franco-allemand

Le nucléaire est largement bénéficiaire. Son bénéfice dépend de la valorisation de l'électricité déstockée et de la capacité des TAC. Si l'électricité déstockée vaut 100 €/MWh et que la capacité des TAC est 17 GW, le bénéfice du nucléaire est de **10100 millions d'euros**. C'est 38 % des dépenses..

Si l'électricité déstockée vaut 150 €/MWh et si la capacité des TAC est 18 GW, le bénéfice est de 14400 millions d'euros par an.

Les résultats économiques des autres moyens de production

Comme toujours le photovoltaïque est très déficitaire : pertes supérieures à la moitié de ses dépenses.

L'éolien est légèrement déficitaire.

Les résultats des CCG sont équilibrés. Les TAC sont très déficitaires comme c'est toujours le cas en l'absence de défaillance.

C- Comparaison entre un marché français et un marché franco-allemand

Dans les situations étudiées ici, la consommation « française » est 550 TWh et la consommation « allemande » 702 TWh et les capacités de production sont suffisantes pour ne pas en manquer même dans les situations climatiques défavorables. Elles sont donc supérieures à ce qui suffirait à répondre à la demande dans une situation moyenne.

La marge de capacité de production

La marge de puissance de précaution a été évaluée en se référant à plusieurs chroniques horaires de consommation et d'activité éolienne. Cette évaluation simplifiée permet à tout le moins d'indiquer une valeur minimum si l'on veut éviter le manque de capacité. Ici pour un marché « français » 9 GW ; pour un marché « allemand » 22,5 GW et pour le marché « franco-allemand » 15 GW.

Le coût des marges des capacité de production est peu élevé : il est de l'ordre de 1 % des dépenses.

Les résultats de la production nucléaire, lorsque le prix est celui qui émane du marché

Le plus remarquable est que, sur un marché franco-allemand, le nucléaire est bénéficiaire de 10200 à 14400 millions d'euros (selon la valorisation de l'électricité déstockée) alors que ses dépenses sont de 27200 millions : un bénéfice égal à environ 40 % des dépenses.

Ce résultat s'explique ainsi. Sur le marché français où la consommation est de 488 TWh, même avec peu d'éolien et de photovoltaïque une capacité nucléaire de 60 GW dont les coûts fixes sont de 400 €/kW/an est légèrement supérieure à ce qu'elle serait dans un parc de production « adapté » à la demande – c'est-à-dire un parc qui répond à la demande avec le minimum de dépenses. Dans un marché « parfait », chaque composante d'un parc de production « adapté », vendant sa production au prix de marché c'est-à-dire au coût marginal du parc de production, est exactement rémunérée par la vente de sa production. Mais dès que la capacité d'un moyen de production s'écarte un tant soit peu de celle qu'il aurait dans un parc adapté, ce moyen de production connaît des bénéfices très confortables si sa capacité est moindre ou, si sa capacité est supérieure, de très grosses pertes.

Les très lourdes pertes du photovoltaïque lorsque le prix est celui qui émane du marché

A noter également les très lourdes pertes du photovoltaïque dans toutes les configurations. Le photovoltaïque produit très peu lorsque le coût marginal du système de production est haut. souvent lorsque l'on n'en a pas

besoin et inversement. Ce résultat doit être tempéré néanmoins en tenant compte de la valeur de l'électricité déstockée, dont une partie est d'origine photovoltaïque.

Les coûts de production, les prix

Les coûts de production sont voisins de 76 €/MWh sur le marché « français », 119 €/MWh sur le marché « allemand » et 103 €/MWh sur le « marché franco allemand », ce qui n'appelle pas de commentaires.

En revanche, il faut expliquer les différences de prix : 62 €/MWh, sur le marché « français », 78 €/MWh sur le marché allemand et 105 €/MWh sur un marché « franco-allemand ».

On comprend ces différences en regardant la durée de marginalité des différents moyens de production.

Sur le marché français, la durée de marginalité du nucléaire, qui est légèrement surcapacitaire, est de 6500 heures, ce qui tire les prix vers le bas. Sur la marché allemand, le déstockage est marginal 1600 heures, les CCG 2100 heures ; la durée de marginalité des productions à coût marginal nul est de 4300 heures, c'est-à-dire la moitié du temps. Sur un marché franco-allemand, les productions à valeur nulle sont marginales seulement 240 heures et le nucléaire 3850 heures ; c'est pourquoi le prix est supérieur de 66 % sur le marché franco-allemand à ce qu'il serait sur le marché français.

Les coûts pour l'économie nationale

Du point de vue de l'économie nationale, « française » ou « allemande », le coût de production de l'électricité est égal aux dépenses de consommation « françaises » ou « allemandes » diminuées des bénéfices ou augmentées des pertes des producteurs localisés sur le territoire national. Pour être complet, il faut aussi tenir compte de la valorisation de l'électricité qui sert autre chose que la consommation finale et la production d'hydrogène.

Au total, pour l'économie nationale « française », avec un marché « français » le coût est 75,7 €/MWh ; avec un marché « franco-allemand », il est de 85,7 €/MWh. La différence est de 5,5 milliards d'euros par an.

Annexe à une étude sur le marché de l'électricité

Comparaison entre un marché « français », un marché « allemand » et un marché « franco-allemand »

La consommation avant effacement et hors pertes en ligne		France	Allem	Fr Allem
consommation finale hors production d'hydrogène et pertes en ligne	TWh/an	488,0	630,0	1118,0
pour produire de l'hydrogène - y/c sur excédents	TWh/an	62	72,2	133,8
Profil de la consommation et de l'activité éolienne de l'année 2013				
Nucléaire	GW	60,00	0,0	60,0
Charbon	GW	0	10,0	10,0
Eolien sur terre	GW	19,0	200,0	219,0
Eolien en mer	GW	3,0	30,0	33,0
Photovoltaïque	GW	30	200,0	230,0
dont, sur le sol	%	50%	0,5	0,5
Production hydraulique, biométhane, biomasse	TWh/an	77,0	46	123
Flexibilité de conso, hydro et capacités des batteries et Steps	GWh	145,00	350,0	495,0
Diminution du besoin de capacité pilotable	GW	11,80	33,0	47,0
Marge de capacité	GW	8,80	22,50	15,00
Besoins de capacité de production flexible à partir de gaz	GW	24,67	77,0	77,4
dont CCG	GW	13,7	57,0	60,4
dont TAC	GW	11,0	20,0	17,0
capacité de l'électrolyse pour produire du gaz de synthèse	GW	0,0	10,0	10,0
Production à partir de gaz fossile et charbon	TWh/an	23,74	115,3	155,5
Quantités excédentaires consommées ou exportées	TWh/an	74,53	86,7	66,4
dont consommée par l'électrolyse	TWh/an	66,7	35,8	0,0
Durées de marginalité du nucléaire		6568	0,0	3844,0
Valeur de l'électricité déstockée - hors l'écèlement	€/MWh	100	100,0	100,0
Prix moyen si la vente se fait au coût marginal	€/MWh	62,0	78,2	105,7
Coût moyen de production et de stockage d'électricité	€/MWh	75,9	119,0	103,2
Dépenses totales de production d'électricité, hors excédents	M€/an	41789	83377	128111
Recettes de production d'électricité, hors excédents	M€/an	34099	54816	131178
Résultats globaux de production et vente d'électricité hors excédents	M€/ann	-7690	-28561	3067
Résultat économique du nucléaire	M€/an	-5447	0	10185
en proportion des dépenses		-20%		0
Résultat économique du photovoltaïque	M€/an	-1465,9	12031,2	-11012,3
en proportion des dépenses		-60%	-74%	-59%
Résultat économique de l'éolien	M€/an	-921	10357,5	-1039,9
en proportion des dépenses		-28%	30,53%	-2,79%
Résultat économique des CCG	M€/an	-627	-3584,6	330,5
en proportion des dépenses		-17%	-19%	1%
Résultat économique des TAC et du déstockage pour écèlement	M€/an	-873	-1644	-2035
en proportion des dépenses		-64%	-74%	-55%
Coût moyen pour l'économie « française » / « allemande » *	€/MWh	75,7 / -	— / 117	85,7 / 114,3
* dépenses de consommation diminuées des bénéfices ou augmentées des pertes de production en Fr ou en All				

Cette étude a été faite en utilisant un logiciel qui identifie heure par heure les modes de production et de stockage « marginaux ». C'est une extension, non publiée, du logiciel de simulation du système de production d'électricité et d'hydrogène SimelSP3, qui permet notamment d'évaluer les besoins de capacité des moyens de production pilotables et d'utiliser plusieurs chroniques horaires de consommation et de vent - publié ici : www.hprevot.fr