

Henri Prévot

le 18 mai 2025

Document de travail à relire et à compléter

Présentation d'une étude

Etude d'un marché de l'électricité en relation avec un autre marché
à l'aide d'une simulation simplifiée
Réplique de l'année 2024, et ce qui aurait pu être selon quelques variantes

Première partie : une réplique de ce que l'on observé en 2024 et une étude de la sensibilité des prix et des revenus à un grand nombre de facteurs dont : degré de priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française, capacité des interconnexions, niveau et profil horaire de la consommation d'électricité.

Deuxième et troisième parties : à venir

En 2035, échéance de la PPE ; et en 2050, échéance de la Stratégie bas carbone

Principaux enseignements : ce qui est bien connu mais est ici quantifié : l'extrême sensibilité du prix de marché, donc des recettes du nucléaire, au niveau de consommation, à la variation climatique.

Ce qui est peut-être moins connu : comment les exportations augmentent ou non le prix de marché en France ; les pertes structurelles du photovoltaïque ; dans quelle mesure les recettes du nucléaire financent les investissements selon le montant des exportations ; l'inutilité d'une augmentation de la capacité des interconnexions.

Sauf erreur : l'intérêt pour l'économie nationale d'ouvrir sans réserve l'accès au nucléaire quel que soit le lieu de consommation, en France ou hors de France : dans les circonstances de l'année 2024 le prix de l'électricité sur le marché aurait été supérieur de 50 % à ce qu'il fut, les recettes auraient été suffisantes pour financer les investissements du nucléaire et de l'éolien et presque suffisantes pour financer le photovoltaïque ; *et le coût de l'électricité pour l'économie nationale aurait été inférieur de 4 euros par MWh à ce qu'il fut en réalité.*

Préambule :

Le prix issu du marché de l'électricité, le « prix spot », n'a *aucun rapport* avec les dépenses totales de chaque moyen de production ou de stockage. Il faut voir ce marché comme il est : il permet de bien utiliser le potentiel de production et de stockage d'électricité *tel qu'il est aujourd'hui*. C'est un bon moyen de « dispatching », c'est-à-dire d'appeler les moyens de production de façon à répondre à la demande en dépensant le moins possible.

Comment programmer un parc de production efficace, comment choisir les fournisseurs, comment les financer : le marché de l'électricité n'en dit RIEN. On ne devrait donc pas y attacher trop d'importance. Même des moyennes mobiles de ce prix spot sur quelques années ne donnent *aucune indication valable* sur le choix des investissements à réaliser. Celui-ci relève d'une approche complètement différenteⁱ.

Quoi qu'il en soit, comme le prix de marché sert très souvent de référence – et fait l'objet de nombreux débats -, pour ne pas se contenter d'observer avec déférence ce que « *nous révèle* le marché », et comme il dépend de décisions politiques d'une façon qui n'est pas toujours très visible, il m'a paru intéressant d'analyser comment il est déterminé dans l'hypothèse où toutes les ventes se feraient à ce prixⁱⁱ.

Cette analyse permet de mesurer, entre autres choses, l'effet sur le prix, donc sur les revenus des divers moyens de production et de stockage de quelques facteurs tels que : une priorité d'accès au nucléaire

donnée à la consommation française ; la capacité des lignes de transport entre la France et l'extérieur (les interconnexions) ; les modalités de calcul du « péage » perçu sur les exportations ; le nombre d'heures par an où, pour répondre à la demande, il faut une électricité pilotable produite à partir de gaz, d'origine fossile ou non ; l'effet d'une augmentation de la consommation d'électricité en France ; la part respective du nucléaire et des productions intermittentes dans le parc de production ; la limite minimale de production horaire des réacteurs nucléaires ; une baisse accidentelle de la disponibilité des réacteurs nucléaires ; la capacité de stockage et les flexibilités de la consommation et de la production hydraulique.

La sensibilité des prix et des revenus à chacun de ces facteurs dont beaucoup sont hors de contrôle et même imprévisibles est telle qu'il est manifestement stupide de considérer que le prix émanant du marché spot puisse guider en quoi que ce soit le choix des investissements.

Par ailleurs, la simulation montre à quel point le prix spot et les revenus du nucléaire sont sensibles à la part du potentiel de production nucléaire réservée à la consommation française, soit par la réglementation soit comme résultat de la concurrence. Selon les hypothèses retenues ici, du point de vue de l'économie nationale, il serait intéressant d'ouvrir largement aux marchés extérieurs l'accès au nucléaire : comparées à la situation actuelle, les dépenses de production et de stockage, diminuées du produit de l'exportation, seraient inférieures de 1,8 milliards par an, soit 4 €/MWh, le prix spot augmenterait de 50 % pour aller vers 90 €/MWh, le nucléaire trouverait dans le produit de ses ventes le financement de ses investissements. C'est probablement là un des principaux enjeux de ce que sera la politique de l'électricité après la fin de l'ARENHⁱⁱⁱ et de l'obligation de consommer en France l'électricité qui bénéficie de son tarif.

Cette note, une fois complétée, présentera les résultats de la simulation de dix-huit jeux d'hypothèses : trois échéances temporelles (aujourd'hui, en 2035 et en 2050), deux capacités d'interconnexion (20 GW et 30 GW) et trois valeurs de la part du potentiel nucléaire réservée en priorité à la consommation française (100 % ; ou comme aujourd'hui ; ou aucune priorité).

En son état actuel, elle présente une réplique de l'année 2024 et une étude sur la sensibilité des prix aux changements de divers facteurs.

Le plan

0- Le logiciel qui simule le marché de l'électricité, SimelSP4 : présentation sommaire

0.1-Le mode de fonctionnement de SimelSP4

0.2- Le calcul des exportations de nucléaire : deux modes d'exportations selon qu'elle a ou non pour effet d'élever le prix spot

0.3- Représenter le marché extérieur à la France

1- L'année 2024 : une réplique de la réalité et des variantes

1.1-Une réplique de 2024

1.2 Les effets d'une modification de quelques facteurs :

1.2.1- La consommation : son niveau annuel et son profil horaire

1.2.2- Le degré de priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française.

1.2.3- Le prix du gaz

1.2.4- La capacité des interconnexions

Effets sur les exportations d'électricité nucléaire

Effets sur les importations d'électricité éolienne et photovoltaïque

1.3.- Le rôle du stockage et autres flexibilités

1.3.1- La valorisation de l'électricités restituée par le stockage et autres flexibilités

1.3.2- Les quantités restituées dépendent des conditions d'accès au nucléaire

1.3.3- La valeur de l'électricité déclarée par le stockeur

1.4- Le revenu procuré par le marché ; les dépenses

1.4.1- Comment sont calculés le revenu procuré par le marché et les dépenses

1.4.2- l'hydraulique, l'éolien, le photovoltaïque : recettes et dépenses

1.4.3 Le cas du nucléaire

Le coût des réacteurs existants / Les recettes du nucléaire s'il n'y avait pas de péage à l'exportation / un péage à l'exportation / Les recettes du nucléaire en tenant compte du péage prélevé sur l'exportation / Les recettes de RTE

1.5- Dans quelle mesure réserver en priorité le nucléaire à la consommation française

1.6 Les dépenses et les recettes du point de vue de l'économie nationale

1.7- Une synthèse provisoire

2- 2035 – à suivre

3- 2050 – à suivre

0- Le logiciel qui simule le marché de l'électricité, SimelSP4

Pour une présentation de ce logiciel, voir la note SimelSP4-fonctionnement.docx

0-1 Le mode de fonctionnement de SimelSP4

Les importations et exportations avec un marché extérieur sont limitées par la capacité des lignes d'interconnexion et par des obligations réglementaires ou contractuelles. Ces limites sont « actives » lorsque, sans elles, l'importation ou l'exportation serait supérieure à ce qu'elle est avec ces limites.

Lorsque ces limites ne sont pas actives, le prix sur le marché étudié est le même que sur un marché unifié qui, lui-même, est simulé par SimelSP4.

SimelSP4, qui simule le fonctionnement d'un marché de l'électricité, est une extension du logiciel SimelSP3 qui reproduit le fonctionnement d'un système de consommation, production et stockage d'électricité et d'hydrogène. Pour réaliser SimelSP4, a été greffé sur SimelSP3 un module qui calcule heure par heure les importations d'électricité éolienne et photovoltaïque et les exportations de nucléaire. A partir de là il calcule un prix spot heure par heure, puis le revenu procuré par le marché à chaque moyen de production et de stockage d'électricité.

L'utilisateur introduit dans SimelSP4, pour chaque moyen de production, le niveau de prix au-delà duquel ce moyen fournira de l'électricité. En général c'est le coût de l'énergie consommée par ce moyen. Néanmoins quand un moyen est obligé de fonctionner quel que soit le prix de marché, sur un marché concurrentiel la valeur de l'électricité qui lui est attachée est 0 €/MWh.

Heure par heure, SimelSP4 note les moyens de production et de stockage qui délivrent de l'électricité. Le prix spot est le plus haut des prix attachés à ces moyens. Il s'applique à toute l'électricité produite ou déstockée.

SimelSP4 représente aussi les mouvements de stockage et déstockage des batteries et des Steps et le jeu des flexibilités de la production hydraulique et de la consommation. Tous ces moyens rendent au système électrique à peu près les mêmes services. Ensemble ils forment le « stockage au sens large ». Celui-ci permet de mieux utiliser les possibilités de production de l'éolien, du photovoltaïque et du nucléaire. Il est difficile de choisir la valeur de l'électricité déstockée ; on sait seulement qu'elle est intermédiaire entre le coût marginal du nucléaire et le coût de l'énergie d'une CCG (production à cycle

combiné au gaz), soit plus de 100 €/MWh. On a retenu ici 50 €/MWh. SimelSP4 montre la sensibilité du prix spot moyen à la valeur sur le marché de cette fourniture d'électricité^{iv}.

Heure par heure, SimelSP4 calcule pour chaque moyen de production et de stockage le nombre d'heures où il est « marginal », c'est-à-dire pendant lesquelles le prix est égal à la valeur qui lui est attachée. Le tableau qui montre les durées de marginalité donne une explication visuelle du prix de marché : une augmentation du nombre d'heures de marginalité de l'ensemble où se trouvent photovoltaïque, éolien et hydraulique pousse le prix vers le bas et une augmentation du nombre d'heures de marginalité des moyens de production à partir de gaz le pousse vers le haut. Lorsque les limites aux échanges entre la France et l'étranger ne sont pas atteintes, le prix en France est le même que le prix hors de France.

0.2- Le calcul des exportations

Au plan économique, on doit considérer que l'électricité exportée est d'origine nucléaire. On peut le montrer de différentes façons. Par exemple, pour répondre à la demande française, du fait que la production éolienne et photovoltaïque est appelée avant la production nucléaire, une diminution de la demande finale diminue la production d'électricité *nucléaire* et en même temps augmente les possibilités d'exportation d'électricité.

La simulation amène à distinguer *deux modes d'exportation différents*. L'exportation de mode A a pour effet d'accroître le besoin d'électricité produite à partir de gaz ou importée, ce qui a pour effet d'élever le prix sur le marché français ; tout se passe comme si elle diminuait le potentiel de production nucléaire disponible pour répondre à la demande de consommation en France. L'exportation de mode B se fait sur les possibilités de production qui dépassent les besoins de la consommation française après exportations de mode A ; elle n'a pas d'effet sur le prix spot du marché français. Pour représenter cela, l'utilisateur de SimelSP4 introduit, sous la forme d'un pourcentage, la part du potentiel nucléaire réservée en priorité à la consommation française.

Les exportations de nucléaire sont limitées de plusieurs façons : l'« envie de nucléaire » des pays voisins, la capacité des interconnexions, la priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française ; cette priorité est le résultat de dispositions légales ou réglementaires liées ou non à l'ARENH^v ou de la politique commerciale des fournisseurs.

- 1- SimelSP4 calcule d'abord heure par heure ce que pourrait être l'exportation d'électricité nucléaire en tenant compte de « l'envie de nucléaire » des pays voisins et de la capacité des interconnexions. Puis, en tenant compte de la priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française, il calcule les exportations qui ont pour effet d'augmenter le besoin de consommation d'électricité produite à partir de gaz – les exportations de mode A.
- 2- Pour répondre heure par heure à la demande française d'électricité il calcule ce que doivent être la production pilotable et les importations d'électricité faites à partir de gaz.
- 3- Il calcule les quantités d'électricité pouvant être exportées sur excédents, donc sans effet sur le besoin d'électricité produite à partir de gaz ni sur les prix
- 4- Lorsque l'accès au nucléaire n'est pas conditionné par le lieu de consommation, le volume d'exportation résulte de la compétition entre les consommateurs ; SimelSP4 traduit cela en faisant en sorte que le prix moyen annuel sur le marché français et le prix sur les marchés extérieurs soient égaux.

0.3- Représenter le marché de l'électricité extérieur à la France

SimulSP4 peut simuler approximativement l'« extérieur », c'est-à-dire l'Europe moins la France^{vi}. Il suppose que la circulation d'électricité est libre au sein de ce marché extérieur et que celui-ci est relié seulement avec la France par les « interconnexions ». Pour simuler cette « plaque de cuivre », on suppose que les profils horaires de la consommation et de l'activité éolienne sont les mêmes que ce qu'ils ont été pendant quelques années récentes. Quant à la capacité des moyens de production et de stockage, elle est proche de la réalité mais mérite d'être revue. Le désir de nucléaire du marché extérieur est, heure par heure, égal au total de ce qu'est la production pilotable à partir de gaz ou de biomasse sans cette importation nucléaire ; les possibilités d'exportation d'éolien et de photovoltaïque sont les possibilités de production autres que la production à partir de fossile qui dépassent les besoins de la consommation. Le marché extérieur est sensible aux exportations françaises de nucléaire. L'utilisateur de SimelSP4 ajoute à la capacité nucléaire hors la France une capacité fictive ajustée pour augmenter la production nucléaire d'une valeur égale à l'exportation.

1- L'année 2024 : une réplique de la réalité et des variantes

Avec SimelSP4, il est possible de faire l'hypothèse que la consommation française bénéficie d'une priorité d'accès sur tout ou partie du potentiel nucléaire. SimelSP4 réplique assez bien ce qui a été observé en 2024 si l'on suppose que cette priorité d'accès au nucléaire porte sur 78 % de la capacité nucléaire.

Des variantes montrent l'effet du degré de la priorité donnée à la consommation française pour utiliser le potentiel nucléaire

1.1-Une réplique de 2024

Dans cette simulation, la consommation hors les pertes en ligne est 420 TWh/an, soit 449 TWh/an avant les pertes en ligne. La capacité nucléaire est 61 GW. Le total des capacités éolienne et photovoltaïque est 40,5 GW. Les batteries, les steps^{vii} et les flexibilités de la consommation et de la production hydraulique ont ensemble le même effet sur le réseau électrique qu'une capacité de stockage de 190 GWh.

Si l'on introduit dans SimelSP4 la consommation française et le parc de production et de stockage tels qu'ils sont aujourd'hui en France, et si l'on suppose que *tout* le potentiel nucléaire est destiné en priorité à la consommation française, SimelSP4 calcule que les exportations, qui se font alors seulement sur excédents, sont inférieures à qu'elles furent en réalité ; plus significatif : il calcule que le prix sur le marché est très inférieur à ce qu'il fut en réalité 22 €/MWh contre 58 €/MWh..

En revanche, SimelSP4 retrouve à peu près le prix moyen sur le marché français si on lui indique que la part du potentiel nucléaire réservée en priorité à la consommation française est de 78 %. Les exportations sont 93 TWh et le prix calculé est 59,4 €/MWh (58 €/MWh en réalité). Alors, il calcule aussi la production nucléaire qui dessert la consommation française ; celle-ci, 273 TWh/an, est légèrement supérieure aux quantités bénéficiant du tarif ARENH et qui, de ce fait, *doivent être consommées en France*, qui sont 240 TWh/an^{viii} – cf. le tableau ci-dessous.

Certes la simulation par SimelSP4 repose sur un grand nombre de données incertaines mais le fait que l'on puisse se rapprocher ainsi de ce qui a été observé permet de l'utiliser, d'autant plus qu'elle est parfaitement « transparente », et qu'il est facile de modifier les hypothèses.

Dans la suite, nous passons en revue plusieurs facteurs qui ont un effet sensible sur les exportations, sur la consommation ou l'importation d'électricité produite à partir de gaz, sur le prix spot donc sur le revenu procuré par le marché.

1.2- Les effets de quelques facteurs : consommation, priorité d'accès au nucléaire et autres

1.2 .1- Le niveau et le profil de la consommation finale

- Le niveau de la consommation finale

Si la consommation passe de 420 TWh à 440 TWh/an, la valeur moyenne du prix spot^{ix} passe de 60,4 €/MWh à 70,2 €/MWh. Pour 420 TWh, cela fait une différence de 4 milliards d'euros par an.

Inversement, si la consommation est seulement de 400 TWh/an, le prix spot moyen est 50 €/MWh ; le revenu tiré du marché diminue de 4,2 milliards d'euros par an.

- Le profil horaire de la consommation finale

SimelSP4 donne la possibilité de se référer aux profils horaires de six années.

Sans modifier la consommation annuelle ni la production annuelle d'électricité éolienne, en changeant seulement le profil horaire de l'une et de l'autre, les prix moyens sont dans une fourchette entre 51,8 €/MWh et 60,4 €/MWh. Cela montre la sensibilité du prix à la variabilité climatique interannuelle. Une telle variabilité se traduit par une incertitude sur les revenus annuels de 3,6 milliards d'euros.

Les prix ainsi calculés encadrent le prix observé en 2024, qui est 58 €/MWh.

1.2.2- Le degré de priorité d'accès au nucléaire donné à la consommation française.

Effet sur le prix et les exportations

Le prix sur le marché dépend beaucoup du nombre d'heures pendant lesquelles fonctionnent les turbines à gaz ou pendant lesquelles il est nécessaire d'importer. Et ce nombre d'heures dépend beaucoup de la capacité nucléaire disponible pour la consommation française, c'est-à-dire du degré de priorité donné à la consommation française pour accéder au nucléaire.

1- Si **tout** le potentiel nucléaire est destiné en priorité à la consommation française, le nucléaire et les flexibilités de la production hydraulique et les moyens de stockage suffisent presque à y répondre ; les moyens de production *pilotables* à partir de gaz ne fonctionnent que 270 heures (sur 8760 heures). Le prix sur le marché est donc presque toujours très bas. En moyenne sur l'année, 22,2 €/MWh^x. Les exportations, qui se font sur excédents, sont de 73 TWh.

2- Si la priorité d'accès au nucléaire est donnée à la consommation française sur 78 % de sa capacité de production, les quantités produites par des moyens de production pilotables à partir de gaz ou importées pour desservir la consommation française augmentent de 22 TWh, soit 6 % de la consommation d'électricité. Le nombre d'heures pendant lesquelles la consommation a besoin de cette production ou de ces importations est 2300 heures, neuf fois plus que si tout le potentiel nucléaire était destiné en priorité à la consommation nationale. Le prix est alors 60,4 €/MWh – soit 39 €/MWh de plus, pour 420 TWh/an, plus de 16 milliards d'euros de plus.

Selon la simulation, les quantités exportées, on l'a dit, sont 93,3 TWh (elle furent de 100 TWh en 2024).

3-Si le nucléaire était accessible de la même façon pour la consommation en France et si les exportations, en tenant compte des limites de capacité des interconnexions, augmentaient jusqu'à équilibrer le prix spot moyen en France et à l'extérieur, celles-ci seraient de 127 TWh et le prix moyen serait de 90,5 €/MWh^{xi xii}.

Exportations, production ou importations à partir de gaz, et prix spot moyen en 2024 en réalité, ou bien avec une simulation qui réplique à peu près la réalité ou bien selon le degré de priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française				
Part de la capacité nucléaire réservée en priorité à la consommation en France	100 %	78 %	0%	La réalité
Exportations d'électricité nucléaire sur excédents	76 TWh/an	17,0 TWh/an	1 TWh/an	
Exportations en supposant, vu les prix en France et à l'extérieur, que ce qui peut être exporté est exporté	0	76,0	125	
Total des exportations	76	93	126	100
Import et production d'électricité à partir de gaz	13	34,1	64,8	35
Nombre d'heures d'import et prod. pilotable ex gaz *	266	2200	4360	
Prix de marché en France en €/MWh	20,5	59,4	90,4	58
Nucléaire desservant la consommation française	294 TWh	273 TWh	239 TWh	> 240 TWh
* Une production pilotable à partir de gaz tend à faire monter le prix de marché ; si elle n'est pas pilotable, elle a l'effet inverse puisque le producteur doit produire même lorsque l'on n'en a pas besoin.				
** En 2024, la production nucléaire qui, par la loi ou par des contrats commerciaux, est tenue de desservir la consommation française est 240 TWh.				

1.2.3- Le prix du gaz

Le prix du gaz a évidemment un effet sur le prix de l'électricité. SimelSP4 le mesure.

Dans les simulations présentées ici, le prix du gaz est 40 €/MWh et le coût du CO₂, 80 €/tCO₂. Dans la réplique de l'année 2024, la consommation d'électricité produite à partir de gaz est 34 TWh. Elle aurait été de 11 TWh si tout le potentiel nucléaire avait été destiné en priorité à la consommation française. La différence aurait été de 23 TWh, soit 46 TWh th de gaz.

Dans la réplique approchée de la situation actuelle, le prix spot est en moyenne annuelle 59,4 €/MWh. Si le prix du gaz doublait sans changement du coût du CO₂, le prix spot monterait à 88,1 €/MWh. La différence est 29 €/MWh donc, pour 420 TWh, 12,2 milliards d'euros alors que l'augmentation des dépenses de gaz serait de 1,8 milliards d'euros.

En revanche, si l'exportation d'électricité ne se fait que sur des possibilités excédentaires de production, donc sans effet sur la production et les importations d'électricité produite à partir de gaz, un doublement du prix du gaz augmente le prix spot de 4,4 €/MWh soit, pour 420 TWh, 1,8 milliard d'euros par an.

1.2.4- La capacité des interconnexions

Effet sur les exportations d'électricité nucléaire et sur le prix de marché

Si la consommation en France a, à toute heure, une priorité d'accès sur 78 % du potentiel nucléaire comme dans notre réplique de la situation actuelle, avec 20 GW d'interconnexion, les exportations sont 93,3 TWh/ an. Avec 30 GW, elles seraient de 94,2 TWh.

Si l'accès était le même sans priorité donnée à la consommation française, les exportations seraient de 126 TWh, que la capacité des interconnexions soit 20 ou 30 GW.

Ces résultats montrent que, les exportations sont limitées par la part qui revient à la consommation française (résultat de dispositions légales ou des échanges commerciaux) pour accéder au nucléaire, non par la capacité des lignes d'interconnexion.

Augmenter la capacité des interconnexions augmenterait donc les dépenses inutilement.

Effet sur les importations d'électricité éolienne et photovoltaïque

Selon une simulation du système électrique des pays voisins, leurs excédents de possibilités de production pouvant être exportés sont de quelques TWh/an. Si la capacité des interconnexions est, comme aujourd'hui, de 20 GW, les excédents pouvant être exportés sont 15 TWh. Cette nouvelle ressource augmente en France la production d'éolien et de photovoltaïque consommée en France de moins de 1 TWh.

Si la capacité des interconnexions est 30 GW, les quantités pouvant être exportées sont un peu supérieures mais ces possibilités nouvelles n'augmentent pas l'utilisation d'éolien et de photovoltaïque pour la consommation française.

1.3- Le rôle du stockage et autres flexibilités

1.3.1- La valorisation de l'électricité restituée par le stockage et les flexibilités

SimelSP4 considère ensemble les batteries, les Steps et les flexibilités de consommation et de production, et distingue deux services rendus par ce « stockage au sens large » : mieux employer les possibilités de production non pilotables et diminuer le besoin de capacité pilotable. Il s'agit ici du premier de ces deux services ; l'autre est assimilable à une production « de pointe ». Ici, cet ensemble a sur le système électrique le même effet qu'un moyen de stockage de 190 GWh. Appelons « stockeurs » ceux qui gèrent ces moyens de stockage et de flexibilités.

1.3.2- Les quantités restituées par le stockage dépendent des conditions d'accès au nucléaire

Ce moyen redonne au réseau 2,8 TWh/an ou 3,9 TWh/an ou 7,3 TWh/an selon que la consommation française a une priorité d'accès sur 100 % ou 78 % du potentiel nucléaire ou bien n'a aucune priorité^{xiii}.

Ces quantités déstockées permettent de diminuer le nombre d'heures pendant lesquelles il faut produire à partir de gaz. Cela se produit pendant 740 heures par an, ou bien 1300 heures ou bien 1700 heures par an selon le degré de la priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française.

Donc, dans une situation voisine de la situation actuelle, pendant 1300 heures, près d'une heure sur six, le prix spot est égal à la valeur déclarée par les stockeurs d'électricité – on rappelle que les stockeurs sont ceux qui disposent de moyens de flexibilité autres que la production à partir de gaz.

1.3.3-La valeur de l'énergie déclarée par le stockeur

La valeur déclarée au gestionnaire du réseau de l'énergie livrée par le stockeur est probablement intermédiaire entre celles qui sont déclarées pour la production d'électricité nucléaire et pour la production au gaz par des CCG, c'est-à-dire entre 10 €/MWh et 100 €/MWh. Le stockeur veut aussi que les revenus procurés par le marché soient au moins égaux à ses dépenses totales^{xiv}.

Faute d'autres points de repère, la valeur retenue ici comme hypothèse est 50 €/MWh. Si 78 % de la capacité nucléaire sont réservés en priorité à la consommation, on l'a dit, le prix spot moyen est 59,4 €/MWh. Si elle était de 100 €/MWh, la valeur moyenne du prix spot serait 67,5 €/MWh. Or rien ne permet de prévoir que la valeur demandée par les stockeurs sera de 50 ou de 100 €/MWh. Comme pour tout ce qui concerne les stocks, c'est inévitablement le résultat d'une « spéculation ». Or cette incertitude a un gros impact sur les résultats économiques : plus de trois milliards d'euros par an de différence sur les résultats du nucléaire par exemple. Cette influence du stockeur sur le prix est encore plus importante si l'accès au nucléaire est libre.

Cela pourrait conduire à penser que les moyens de stockage et de flexibilité relèvent naturellement d'un service public.

1.4 - Le revenu procuré par le marché et les dépenses

1.4.1- Comment sont calculés le revenu procuré par le marché et les dépenses

Dans SimelSP4, les moyens de production et de stockage sont regroupés en « classes » selon une valeur que le producteur a déclarée au gestionnaire du réseau. Par exemple un moyen de la classe 10 sera appelé si le prix du marché est égal ou supérieur à 10 €/MWh. Eolien, photovoltaïque, hydraulique « de base » sont dans la classe zéro ; on y trouve aussi les productions fatales comme l'électricité produite en cogénération ou l'électricité nucléaire lorsque sa production touche un minimum technique. Dans une classe « de pointe » on trouve la production des turbines à combustion, TAC, le déstockage lorsque celui permet de diminuer la capacité des moyens de production de pointe.

SimelSP4 connaît heure par heure le prix de marché et les quantités d'électricité délivrées par chaque classe de moyens ; il répartit le revenu de chaque classe entre les moyens qui la constituent. Le revenu d'un moyen qui fait partie de plusieurs classes est la somme des revenus qu'il perçoit dans les classes auxquelles il appartient. Ainsi, le revenu de l'hydraulique est la somme des revenus perçus comme production de base, comme moyen de stockage pour bien utiliser le potentiel éolien ou photovoltaïque et comme moyen de pointe.

1.4.2 : l'hydraulique, l'éolien, le photovoltaïque : recettes et dépenses

Avec les hypothèses qui répliquent l'année 2024 :

	Recettes	Dépenses	Différence
Hydraulique	3435	2206*	1229*
Eolien	2004	2873	-869
Photovoltaïque	762	1601	-840
A partir de gaz	2850	5380	-2530
Nucléaire LCOE 70 / 50 €/MWh	18409**	27790 / 21647	-9380 / -3238
* Valeur hypothétique			
** après prélèvement du péage : le péage calculé par la simulation est supérieur de 1000 M€ à la réalité			

L'hydraulique : il est très difficile de dire le coût de l'hydraulique de lacs et de fleuves, tellement il dépend de conventions sur la façon de le calculer. Néanmoins SimelSP4 en calcule un en explicitant les composantes du coût.

Le revenu que lui procure le marché se décompose ainsi : production de base (69 TWh/an) : 3390 M€ ; flexibilité (50 €/MWh) : 115 M€ ; comme moyen de pointe : 49 M€.

L'éolien : le revenu reçu du marché est inférieur aux dépenses ; la différence est égale à 30 % des dépenses.

Le photovoltaïque : le revenu reçu du marché est inférieur à la moitié des dépenses.

1.4.3- Le cas du nucléaire :

Le coût des réacteurs existants

On retient comme indicateur de coût le LCOE, avec un taux d'actualisation de 4,5 % et une durée de vie de 60 ans. Les dépenses d'investissement, y/c le gros entretien sont celles d'un « réacteur neuf de série » ou bien, pour les réacteurs existants, la somme actualisée des dépenses futures avec une durée de bien moindre. Dans le premier cas, 70 €/MWh ; dans le second, 55 €/MWh. Les dépenses du nucléaire ainsi comptées sont 27,8 ou 21,6 milliards par an.

Les recettes du nucléaire s'il n'y avait pas de péage à l'exportation

Les recettes que le marché français procure au nucléaire sont 14,8 milliards, pour 269 TWh, soit 55 €/MWh.

L'exportation calculée par SimelSP4 est 93,3 TWh. Si le consommateur paie le nucléaire importé au prix en vigueur sur son marché au moment où l'électricité est importée, la valeur de l'exportation ainsi calculée est 9,1 milliards ; soit 102 €/MWh. C'est calculé sans le péage.

Un péage à l'exportation

Ce paragraphe est à vérifier car il peut y avoir une erreur sur la façon dont est calculé le péage

Lorsque de l'électricité franchit les frontières entre deux marchés où les prix spots sont différents, un « péage » est prélevé, égal à la différence entre ces prix spots. Le produit de ce péage est réparti également entre les gestionnaires des marchés sans que rien ne revienne à l'exportateur.

SimulSP4 calcule un péage heure par heure^{xv}. C'est la quantité exportée multipliée par la différence, à ce moment-là entre le prix de marché en France et en Allemagne lorsque le prix en Allemagne est supérieur au prix spot en France. **Ceci est-il correct ?**

La simulation d'un marché fictif « Europe hors la France » donne un prix moyen en 2024 égal à 90,6 €/MWh. La différence entre ce prix et le prix en France est donc 31 €/MWh. Si le péage est calculé sur une base annuelle, il serait, selon cette simulation, de 2,9 milliards, ce qui est très proche de ce qu'il fut en réalité, soit 3 milliards d'euros.

1.5 – Sans priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation en France

On rappelle que, selon cette réplique de l'année 2024 par SimelSP4, l'exportation est 93 TWh. Le prix sur le marché français est de 59,4 €/MWh, très proche de ce qu'il fut en réalité (58 €/MWh). Le prix sur un marché extérieur, l'« Europe hors la France », est de 90,6 €/MWh. La différence s'explique par une certaine priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation en France.

Cette priorité pourrait disparaître à la fin de 2025. La simulation montre que les exportations sont les mêmes si la capacité des interconnexions passe est 30 GW au lieu de 20 GW, ce qui montre que les exportations ne sont pas gênées par la capacité des interconnexions. En conséquence, les prix en France et à l'extérieur seront très proches. SimelSP4 peut représenter cette situation. Aux conditions de l'année 2024, les exportations françaises seraient 126 TWh, la production à partir de gaz et les importations seraient au total de 66 TWh. Le prix spot moyen de l'année ^{xvi} serait de 90,4 €/MWh.

Avec une capacité des interconnexions de 30 GW au lieu de 20 GW la situation serait la même.

	Recettes	Dépenses	Différence
Hydraulique	5456	2245*	3211*
Eolien	3364	2873	491
Photovoltaïque	1426	1601	-175
A partir de gaz	6522	9779	-3258
Nucléaire LCOE 70 / 50 €/MWh	28563**	27827 / 21981	735 / 6581
* Valeur hypothétique			
** après prélèvement du péage : le péage calculé heure par heure par la simulation est supérieur de 2000 M€ à la réalité			

Selon la simulation, si l'accès au nucléaire est ouvert sans condition sur le lieu de consommation de l'électricité, le produit des recettes pourrait suffire à financer les dépenses totales d'un nucléaire dont le coût d'investissement serait de 6000 €/kW (et le LCOE de 70 €/MWh). Par ailleurs les recettes provenant du marché couvriraient bien les dépenses de l'éolien et à peu près celles du photovoltaïque.

En revanche elles seraient loin de couvrir les dépenses de la production à partir de gaz, cela pour deux motifs. D'une part, la simulation suppose qu'il existe une marge de capacité de précaution de 8 GW, différence entre les besoins selon que le profil horaire de consommation est celui de l'année 2013 (l'année utilisée ici comme référence) ou de l'année 2012. D'autre part, d'une façon générale, les dépenses de production à partir de gaz ne peuvent être couvertes par les ventes que s'il existe quelques heures de défaillance pendant lesquelles le prix de l'électricité est de quelques milliers d'euros par MWh.^{xvii}

Il ne suffit pas de considérer le prix de marché, qui intéresse le consommateur (ou le trader) et le producteur. En effet, lorsque le produit de la vente ne suffit pas à couvrir les dépenses, les producteurs se tournent vers l'Etat. Regardons donc les dépenses et les recettes du point de vue de l'économie nationale.

1-6 Les dépenses et les recettes du point de vue de l'économie nationale

Du point de vue de l'économie nationale, il suffit de calculer l'ensemble des dépenses et d'en retrancher les recettes d'exportation. Le résultat, rapporté à la consommation, donne le coût de production de l'électricité.

Ici, les dépenses sont les dépenses de production et de stockage de l'électricité, le produit de l'exportation après prélèvement du péage, la restitution de la moitié du péage, les dépenses d'interconnexion. On ne compte pas les dépenses du réseau interne à la France, qui ne dépendent pas du degré d'ouverture de l'accès au nucléaire ni de la capacité des interconnexions.

En 2024, pour accéder au potentiel de production nucléaire une certaine priorité a été donnée à la consommation française. Sans cette priorité, les exportations auraient été supérieures, ce qui aurait élevé les dépenses, diminué le péage, fait monter les prix sur le marché national et fourni des recettes plus abondantes aux producteurs^{xviii}.

Aux conditions de 2024, si la consommation en France ne bénéficie d'aucune priorité d'accès au nucléaire, selon la simulation le prix moyen sur le marché est 90,4 €/MWh au lieu de 59,4 €/MWh (58 €/MWh en réalité).

Alors, du point de vue de l'économie française, les dépenses de production, de stockage et d'interconnexion sont inférieures à ce qu'elles sont dans la situation actuelle. La différence est de 1,8 milliards par an, ce qui représente 4 €/MWh.

Avec une certaine priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française – comme en 2024

	Nucléaire : son LCOE	euro / MWh	70,0	50,0
France				
			production, stockage, réseau, export	
dépenses hors réseaux	M € /an		41195	35283
Recettes d'exportation	M € /an		3616	3616
Demi péage *	M € /an		2754	2754
Dépenses de réseau interne à la France pm	M € /an		pm	pm
interconnexion	M € /an		1 012	1012
Dépenses nettes de la valorisation des exportations	M € /an		41311	35399
Coût total de l'électricité	Euro / MWh		98,4	84,3

- Péage calculé sur la différence de prix entre le prix spot en France et sur le marché extérieur selon la simulation, s'il est calculé heure par heure. S'il est calculé sur une base annuelle, la simulation donne 3,4 milliards, proche de la réalité, qui est 3 milliards.

Sans priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française			
Nucléaire : son LCOE	euro / MWh	70,0	50,0
France	production, stockage, réseau, export		
dépenses hors réseaux	M € /an	45743	39832
Recettes d'exportation	M € /an	8943	8943
Demi péage *	M € /an	1712	1712
Dépenses de réseau interne à la France pm	M € /an	pm	pm
interconnexion	M € /an	1 012	1012
Dépense nette de la valorisation des exportations	M € /an	39524	33612
Coût total de l'électricité	Euro / MWh	94,1	80,0

- Péage calculé sur la différence de prix entre le prix spot en France et sur le marché extérieur selon la simulation, s'il est calculé heure par heure. S'il est calculé sur une base annuelle, la simulation donne 3,4 milliards, proche de la réalité, qui est 3 milliards.

1.7- Une synthèse provisoire

En somme, *selon une simulation* qui réplique assez bien ce qui a été observé en 2024 :

- La production d'électricité nucléaire consommée en France fut légèrement supérieure à ce qu'elle doit être au minimum selon le régime ARENH, un régime qui s'achève à la fin de 2025.
- La simulation retrouve à peu près le montant de l'exportation d'électricité en supposant que la consommation en France a bénéficié d'une priorité d'accès à une grande partie du potentiel nucléaire ; cette partie étant de 77 %.
- Si la priorité d'accès au nucléaire avait porté sur la totalité du potentiel nucléaire, selon cette simulation l'exportation aurait été moindre que ce qu'elle fut, les importations ou la production en France à partir de gaz auraient été inférieures à la réalité ; les prix auraient été beaucoup plus bas (22 €/MWh au lieu de 58 €/MWh en réalité) ; les revenus procurés par le marché aux différents moyens de production auraient été inférieurs d'environ 15 milliards d'euros par an.
- Sans aucune priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française, les exportations auraient été limitées par le jeu de la concurrence. Elles auraient été de 115 TWh. Le prix spot moyen aurait été de 90 €/MWh – 59 €/MWh selon cette simulation ou 58 en réalité.
- D'une façon générale, la simulation montre à quel point le prix de marché est sensible aux niveaux annuels et aux profils horaires de la consommation, de l'activité éolienne, de la production hydraulique qui elles-mêmes dépendent des aléas climatiques.
- Elle montre à quel point le prix de marché est sensible à la disponibilité de la production nucléaire, qui elle-même dépend d'aléas techniques.
- Elle montre qu'il est inutile et coûteux d'accroître la capacité des lignes d'interconnexion.
- Elle montre aussi que les prix sont sensibles à la valorisation demandée par les gestionnaires de stockage et autres moyens de flexibilité, alors que cette valorisation, par nature, ne peut être que spéculative. Les principaux moyens de flexibilité sont les barrages barrage de lacs et barrages sur les fleuves ; on comprend qu'ils soient objets de la convoitise des systèmes électriques des pays voisins.
- Selon cette simulation, le marché procure à l'éolien des recettes légèrement inférieures à ses dépenses et procure au photovoltaïque seulement moitié de ses dépenses. Quant à l'hydraulique, comme elle rend des services de nature différente et comme elle utilise des équipements qui existent déjà depuis longtemps, l'évaluation de ses dépenses est nécessairement arbitraire. On peut néanmoins calculer que les recettes sont supérieures aux dépenses.

- Quant au nucléaire, parmi les diverses façons de calculer son coût, on en retient ici deux : un coût LCOE de 70 €/MWh qui pourrait être celui d'un nucléaire nouveau « de série » et un coût LCO2 de 50 €/MWh qui pourrait être celui du nucléaire existant.
- Le producteur d'électricité nucléaire reçoit du marché et de l'exportation (après prélèvement du péage), moins que ses dépenses : 3,1 milliards de moins si son LCOE est 50 €/MWh ou 9,3 milliards de moins si son LCO2 est 70 €/MWh.
- RTE reçoit la moitié du péage, prélevé sur l'exportation ; ce péage est la différence des prix sur le marché français et les marchés extérieurs. Il a été de 3 milliards d'euro en 2024. La simulation trouve la même somme si le calcul se fait sur une base annuelle – *ce j'ignore*.
- En 2024, si l'accès au nucléaire avait été le même quel que soit le lieu de consommation, le prix spot aurait été supérieur de 50 % à ce qu'il fut (90 €/MWh au lieu de 60 €/MWh), les recettes du nucléaire sur le marché national et à l'exportation auraient été suffisantes pour financer à long terme le nouveau nucléaire et le coût de l'électricité pour l'économie nationale aurait été inférieur de 4 €/MWh.
- Préférera-t-on financer le nouveau nucléaire par les recettes de vente d'électricité au prix de marché ou préférera-t-on un prix de marché très bas et financer le nucléaire par la fiscalité ? La réponse est politique.

On rappelle qu'il s'agit d'une étude, que les hypothèses sur les systèmes électriques des pays voisins ne peuvent être qu'une approximation.

Chapitres suivants : 2035 ; 2050.

Notes

ⁱ La théorie économique montre que, dans le cas d'un marché « parfait », le prix qui émane du marché permet de financer les coûts complets de production. Mieux : si le marché de l'électricité était parfait, dans un parc qui ne serait pas optimal un moyen de production dont la capacité de production serait excessive serait en déficit et inversement, ce qui aurait pour effet de corriger la structure du parc pour la rapprocher de celle d'un parc optimal. Sur un marché « parfait », l'information est parfaite durant toute la vie des moyens de production, aucun acteur n'a le pouvoir d'agir sur le marché, il n'y a pas de barrière à l'entrée – ce qui est à l'opposé du système électrique. Marcel Boiteux a eu la bonne idée de fixer des tarifs publics qui se rapprochent autant que possible de ce qu'ils seraient sur un marché parfait.

ⁱⁱ A la fin de 2025, le régime de l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique), sera remplacé par un autre qui, selon toute vraisemblance, se référera au prix de marché.

ⁱⁱⁱ ARENH : accès régulé à l'énergie nucléaire historique

^{iv} Le « stockage au sens large » (batteries, Steps et flexibilités de la consommation et de la production hydraulique) permet aussi de diminuer le besoin de capacité de production « de pointe ». Pour rendre ce service, il doit se charger avant les « pointes », quelle que soit la façon dont l'électricité a été produite pour cela. Ici, SimelSP4 comme valeur à l'électricité déstockée le coût du gaz consommé par les moyens de production de pointe.

^v Les distributeurs d'une électricité qui ont bénéficié du tarif ARENH sont tenus de ne la vendre qu'à des résidents français

^{vi} Précisément l'Union européenne sans la France et le Royaume Uni, la Suisse, la Norvège et l'Ukraine

^{vii} Step : Stations d'échange d'énergie par pompage : deux réservoirs, un supérieur et un autre inférieur, une station de pompage du second vers le premier et une station de turbinage dans le sens opposé.

^{viii} Si l'on tient compte de l'ARENH des alternatifs, de l'ARENH du TRV (tarif régulé de vente) et de l'ARENH des offres de marché d'EDF (qui duplique la structure du Tarif réglementé de vente dans ses offres) et de l'ARENH vendue aux réseaux on aboutit à 240 TWh d'ARENH (estimation de 2024). L'ARENH ne profite qu'aux résidents français, c'est la loi. ⁱ

^{ix} Dans cette étude ce qui est noté « valeur moyenne du prix spot » ou « prix spot moyen » est la moyenne des prix observés heure par heure pondérée par les quantités vendues pendant cette heure. Le prix spot moyen est donc différent de la moyenne des prix horaires.

^x Il existe une production à partir de gaz obligatoire, lorsque celle-ci se fait en cogénération avec de la chaleur par exemple. Sur le marché cette production fatale déclare une valeur égale à zéro, comme l'éolien et le photovoltaïque. En l'absence de cette production fatale, il faudrait un peu plus de production *pilotable* à partir de gaz, ce qui élèverait le prix spot de quelques euros par MWh.

^{xi} *Tout se passe comme si* une priorité d'accès à 63 % de la capacité nucléaire au nucléaire était donnée à la consommation en France.

^{xii} Comme dit plus haut, les exportations sont limitées par le « désir de nucléaire » du marché extérieur, la fraction de la capacité nucléaire qui leur est accessible et la capacité des lignes d'interconnexion. Cela conduit la simulation à calculer des exportations même lorsque le prix à l'extérieur est inférieur au prix sur le marché français. Il peut en être ainsi en réalité sachant que les prix moyens annuels sont les mêmes en France et hors de France.

^{xiii} La capacité des interconnexions est 20 GW. Lorsque la consommation française n'a pas de priorité d'accès au nucléaire, l'équilibre du marché conduit à ce que serait la situation en donnant à la consommation française une priorité sur 63% du potentiel nucléaire.

^{xiv} Le stockeur peut aussi avoir pour objectif de livrer de l'électricité pendant les heures où il est nécessaire de produire avec des moyens « de pointe ». Alors il déclare une valeur supérieure au coût marginal des CCG.

^{xv} Sans être sûr que c'est ainsi que l'on procède en réalité

^{xvi} Valeur des ventes au prix spot horaire rapportée au total des volumes vendus

^{xvii} Ici, supposant que la valeur e l'électricité pendant la défaillance est de 7000 €/MWh, il « suffirait » de 5 heures par an de défaillance. Le prix spot moyen serait de 114 €/MWh.

^{xviii} Et augmenté les émissions de CO2 depuis le territoire national