

## Prix de l'électricité sur le marché et coût de production, déduction faite des exportations

### Une réplique de l'année 2024 et quelques variantes

à l'aide d'une simulation simplifiée

### Et quelques considérations sur la politique de l'énergie

Le marché de l'électricité a été créé pour équilibrer heure par heure la fourniture et la consommation d'électricité en minimisant les dépenses de production et de consommation, les moyens de production et de stockage et de consommation. Il en ressort un prix, le « prix de marché » ou « prix spot ». *Le marché remplit comme il faut la mission qui est la sienne* : une aide au « dispatching », c'est-à-dire à la façon d'appeler les différents moyens de production et de stockage *tels qu'ils sont* de façon à minimiser les dépenses. *Rien de plus*. Or le prix spot est utilisé très loin du domaine pour lequel le marché dont il est issu a été créé.

Ceux qui tiennent la concurrence et le marché comme le moyen de régulation le plus sûr s'appuient sur les conclusions d'une théorie, développée notamment par M. Boiteux, qui montre que, *si certaines conditions sont réunies*, le prix du marché à court terme permet de financer toutes les dépenses de chaque moyen de production. Or la situation réelle est aux antipodes des conditions d'application de cette théorie<sup>1</sup>.

Cela conduit à transfigurer le prix de marché : *il est devenu une référence incontournable*, une espèce de juge de paix censé guider non seulement les décisions à prendre à très court terme, mais aussi les décisions d'investissement. Des contrats de fourniture sont indexés sur le prix spot ou sa moyenne annuelle ou sur ceux d'un marché à terme sur quelques années ; le tarif régulé de vente l'électricité, un tarif fixé par l'Etat sur proposition de la CRE, se réfère lui-même aux prix de marché ; certains producteurs d'électricité voudront infléchir en leur faveur la politique de l'électricité en prenant comme argument une baisse du prix alors que cela augmenterait les coûts ; d'autres sauront tirer habilement parti des incertitudes foncières générées par le marché.

Cette métamorphose du prix spot est, au sens propre, insensée.

Comme le prix de marché peut varier d'une heure à la suivante de plusieurs centaines d'euros par mégawattheure (€/MWh), c'est à la moyenne annuelle que l'on se réfère souvent. Or cette moyenne annuelle est, elle aussi, est **très sensible** à un grand nombre de paramètres dont beaucoup sont imprévisibles et elle n'est en rien liée aux coûts complets de production.

Mesurer cette instabilité du prix de marché, tel est l'objet de cette étude.

Celle-ci commence par répliquer ce que l'on a observé en France en 2024. Puis elle simule quelques variantes portant sur : le niveau et le profil horaire de la consommation, le prix du gaz, le profil de la production éolienne, le coefficient de disponibilité du nucléaire, la capacité des lignes d'interconnexion avec les réseaux électriques des pays voisins, la politique des stockeurs (qui influe beaucoup sur le prix de marché), le degré de la priorité donnée à la consommation française pour accéder au nucléaire. L'impact sur les recettes annuelles de chacune de ces variantes est de plusieurs milliards d'euros.

D'une façon ou de l'autre, les dépenses devront être financées. Les recettes en provenance du marché couvrent rarement les dépenses totales ; la simulation calcule ce que doit être le complément de financement procuré aux producteurs hors marché ou, rarement, ce que ceux-ci devraient restituer, hors marché, aux consommateurs ou à l'Etat.

Le logiciel utilisé simule d'une part le système électrique français et d'autre part un système électrique de l'« Europe sans la France », l'un et l'autre reliés par des interconnexions. Toutes les composantes de ces systèmes, parmi lesquelles la capacité des interconnexions, sont introduites dans le logiciel par l'utilisateur.

### **Parmi les résultats**

Elle permet d'expliquer le volume des exportations en 2024 et d'évaluer ce qu'elles auraient pu être si les exportations avaient été libres ;

Elle analyse la façon dont se forme le prix à l'exportation ; elle permet ainsi de calculer les recettes apportées aux producteurs par le marché national et par les exportations ; et aussi de comparer ces recettes à leurs dépenses.

Elle mesure les sensibilités du prix et du coût à certains facteurs qui ne dépendent pas des producteurs ni des consommateurs ; le coût y est beaucoup moins sensible que le prix ;

Il arrive que le coût augmente alors que le prix diminue. Par exemple si, en 2024, la capacité photovoltaïque avait été le double de ce qu'elle était, le prix aurait été inférieur de 10 €/MWh et le coût aurait été supérieur de 2,3 €/MWh.

Si, en 2024, une grande partie de la production nucléaire n'avait pas été réservée à la consommation française, les exportations, auraient été encore plus importantes. La durée de fonctionnement des turbines à gaz aurait été supérieure, ce qui aurait fait monter les prix ; les dépenses de production à partir de gaz auraient été supérieures, mais la différence aurait été compensée et au-delà par les recettes d'exportation. Le prix sur le marché aurait été 78 €/MWh au lieu de 57,7 €/MWh. Or les dépenses, déduction faite des exportations, auraient été moindres.

Le prix est très sensible au mode de gestion des stocks et des flexibilités de production et de consommation : une différence de prix moyen sur l'année de plusieurs dizaines d'euros par MWh selon la valeur déclarée par les stockeurs au gestionnaire de réseau par les stockeurs.

Les facteurs qui déterminent les recettes provenant du marché et ceux qui déterminent les dépenses sont tellement différents qu'il semble vain de chercher à « corriger le marché » pour rapprocher recettes et dépenses.

En 2024, selon la simulation les recettes du nucléaire et de l'éolien en provenance du marché sont très inférieures à leurs dépenses totales ; celles du nucléaire suffisent pour financer l'allongement de sa durée de service mais sont insuffisante pour financer le renouvellement du parc.

Si en 2024 l'exportation avait été libre, les dépenses de production de l'électricité, déduction faite de la valeur des exportations, aurait été inférieures de 3 €/MWh ; le prix sur le marché français aurait été supérieur de 20 €/MWh ; les recettes provenant du marché et de l'exportation auraient été à peu près égales aux dépenses de chaque moyen de production, éolien, photovoltaïque et nucléaire. Cette égalité est fortuite comme le montrent les nombreuses variantes passées en revue dans cette étude.

### **Quelques remarques sur la politique de l'électricité**

- Voici une proposition : le TRVE, tarif réglementé de vente de l'électricité, sera calculé, *sans référence au prix de marché*, pour financer le développement *du système électrique*. Selon quelques options, il sera modulé en fonction de facteurs « structurels » tels que les variations de l'énergie solaire, les profils horaires et saisonniers de consommation, les possibilités de déplacement ou d'effacement de consommation. Une contribution hors marché sera demandée aux consommateurs ayant choisi une tarification qui ne permet pas de financer le coût complet de production.

- La gestion des stocks et flexibilités est nécessairement spéculatrice ; c'est un champ largement ouvert aux « jeux d'acteurs ». Faut-il laisser jouer une concurrence dont on voit mal en quoi elle pourrait être plus efficace qu'une gestion centralisée ? La réponse relève d'un choix politique.

- La production nucléaire doit-elle être largement ouverte aux consommateurs des pays voisins ou bien la consommation française a-t-elle une priorité d'accès au nucléaire ? En 2024, si les exportations avaient été libres dans les limites de la capacité des interconnexions, le prix de marché aurait été supérieur de 20 €/MWh ; les dépenses de production déduction faite de la valorisation des exportations auraient été moindres. La question se posera encore en 2035 ; en 2050, elle ne se posera sans doute pas, tellement si le prix dans les pays voisins sera bas. <sup>ii</sup>

## Table des matières

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

1- Une réplique de l'année 2024

2- Quelques variantes

2.1- La consommation finale : niveau annuel et profil horaire

2.2- Plus de photovoltaïque : baisse du prix et hausse du coût

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

2.4- Si le prix du gaz doublait

2.5- La capacité des interconnexions

2.6- La flexibilité du nucléaire et les prix nuls ou négatifs

3- Le rôle du stockage et autres flexibilités : le « stockage au sens large »

3.1- Le stockage au sens large dans cette simulation

3.2- Les quantités restituées par le stockage : la capacité de pointe évitée

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

4- Le revenu procuré par le marché ; les dépenses

4.1- Comment sont calculés les revenus procurés par le marché

4.2- Avec les hypothèses qui répliquent l'année 2024

4.2.1- Hydraulique, éolien, photovoltaïque... : recettes et dépenses

4.2.2- Nucléaire :

le besoin de financement pour le maintien du parc / un péage sur les exportations / les recettes du nucléaire

4.3- Sans priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française

4.3.1- Eolien, photovoltaïque, production à partir de gaz

4.3.2- Le nucléaire

5- Le coût de l'électricité pour la collectivité nationale selon que l'exportation est libre ou non

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

*Pour une présentation du logiciel, [voir ici](#)*

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 déclarée 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 de marché est le plus haut des prix attachés à ces moyens. Il s'applique à toute l'électricité produite ou déstockée.

### L'exportation d'électricité a – ou n'a pas – d'effet sur le prix de marché.

Lorsque l'exportation se fait avec des possibilités de production qui dépassent les besoins de la consommation, elle n'a pas d'effet sur le prix de marché. Autrement, cette électricité exportée aurait pu être consommée en France ; l'exportation augmente donc le nombre d'heures pendant lesquelles le système électrique a besoin de production à partir de gaz, ce qui fait augmenter le prix. Les deux types d'exportations peuvent coexister. SimelSP4 calcule les unes et les autres. La simulation du marché extérieur montre heure par heure un « désir de nucléaire ». SimelSP4 suppose qu'une certaine proportion de la capacité de production nucléaire est ouverte à l'exportation au même titre qu'à la consommation française. Les exportations répondant à ce désir de nucléaire sont, heure par heure, limitées par la capacité des interconnexions. De plus, la part de nucléaire ouverte à l'exportation ou bien est limitée par une obligation de consommer en France ou bien est ajustée de sorte que le prix moyen annuel en France ne soit pas supérieur au prix moyen sur le marché extérieur.<sup>iiiiiv</sup>

La politique des stockeurs d'électricité, par nature spéculative, est difficile à prévoir. Or le prix de marché y est très sensible comme le montre SimelSP4.

## 1- Une réplique de 2024

Toutes les hypothèses sont présentées ici : <https://www.hprevot.fr/SP4-replq-Fr-2024-06-02-26.pdf>

Dans la réplique, la consommation est la même que la consommation réelle, heure par heure. Celle-ci fut de 428 TWh<sup>v</sup>, comptée avant les pertes dans le réseau de transport et de distribution, les « pertes en ligne ». Elle est donc, hors pertes en ligne, de 400 TWh.

Les productions annuelles des éoliennes, du photovoltaïque, des lacs de montagne et des fleuves, la production par cogénération sont les mêmes dans la réplique que dans la réalité. De plus la production éolienne heure par heure et la production en cogénération avec de la chaleur sont les productions réelles<sup>vi</sup>.

La capacité nucléaire est 61 GW. Le coefficient de disponibilité a été ajusté pour que la production totale nucléaire (pour la consommation française et l'exportation) soit proche de ce qu'elle fut en réalité, soit 360 TWh. Dans la réplique, elle est de 362 TWh.

Les exportations sont, dans la réalité de 104 TWh ; elles sont de 106 TWh dans la réplique.

Une partie de ces exportations aurait pu être consommée sur le marché français. Cette exportation augmente donc le nombre d'heures pendant lesquelles le système électrique a besoin d'une production à partir de gaz, ce qui a pour effet de hausser le prix de marché<sup>vii</sup>.

La valeur de l'électricité déstockée déclarée au gestionnaire de réseau a une forte incidence sur le prix de marché. Elle est comprise en zéro et la valeur déclarée pour la mise sur le marché d'électricité produite à partir de gaz. Elle est ici ajustée de façon que le prix calculé par la simulation soit proche de la réalité. Elle est de 33 €/MWh, ce qui est plausible.

SimelSP4 calcule alors le prix sur le marché français, 57,8 €/MWh – proche de la réalité, qui est 57,7 €/MWh.

La simulation ne peut certes pas reproduire exactement la réalité de 2024. Mais cette réplique autorise à utiliser SimelSP4 pour *étudier toutes sortes de variantes*, en faisant des comparaisons avec la situation réelle.

## 2- Quelques variantes

A partir de la réplique de l'année 2024, la simulation calcule l'effet de modifications apportées à quelques valeurs : la consommation, le degré de la priorité donnée à la consommation française pour accéder au nucléaire, la capacité des interconnexions, le prix du gaz...

Le parc de production et de stockage étant ce qu'il est aujourd'hui, tout cela a un effet sur les volumes, sur les prix (prix horaires et prix moyen sur l'année) et sur les revenus que les producteurs reçoivent du marché.

Pour rappel : on suppose ici que toutes les ventes d'électricité se font au prix du marché.

### 2.1- La consommation finale : niveau annuel et profil horaire

#### - Le niveau de la consommation finale

Si, la consommation annuelle passe de 400 TWh à 420 TWh/an, la valeur moyenne du prix spot<sup>viii</sup> passe de 57,8/MWh à 67,5 €/MWh. Cela fait une différence de 4 milliards d'euros par an.

Inversement, si la consommation est seulement de 380 TWh/an, le prix spot moyen est 47,9 €/MWh ; le revenu procuré par le marché diminue de 4 milliards d'euros par an.

Les dépenses, elles, auront peu changé : environ 2 milliards en plus ou en moins.

#### - Le profil horaire de la consommation finale

SimelSP4 donne la possibilité de se référer aux profils horaires de sept années différentes<sup>ix</sup>.

Sans modifier la consommation annuelle et en changeant seulement son profil horaire, les prix moyens sont dans une fourchette entre 54,0 €/MWh et 66,0 €/MWh. Une variabilité qui se traduit par une incertitude sur les revenus annuels de 4,8 milliards d'euros.

Les dépenses ne dépendent pratiquement pas du profil de la consommation.

## 2.2- Plus de photovoltaïque : baisse du prix et hausse du coût

Si la capacité photovoltaïque avait été de 40 GW au lieu de 20 GW, le prix sur le marché français aurait été de 48,3 €/MWh au lieu de 57,8 €/MWh : une baisse de 10,5 €/MWh. Les exportations auraient été supérieures de, seulement, 3,0 TWh. Les dépenses totales, y compris les dépenses de réseau et déduction faite de la valorisation des exportations, auraient été supérieures de 1300 M€/an, soit une hausse de 3,3 €/MWh.

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

Après la fin du régime de l'ARENH la consommation française n'aura plus de priorité d'accès à la production nucléaire, sauf dispositions contraires.

La simulation peut calculer l'effet de ce changement sur les exportations, la consommation d'énergie fossile, sur les prix et sur les revenus de chaque moyen de production et de stockage.

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 quantité d'électricité exportée *qui aurait pu être consommée en France*, c'est-à-dire du degré de priorité donné à la consommation française pour accéder au nucléaire.

Effet de l'exportation d'électricité nucléaire sur les quantités exportées, sur les prix et sur les émissions françaises de CO2.					
Trois scénarios					
1- Seules les possibilités excédentaires peuvent être exportées					
2- Comme en 2024, avec le régime de l'ARENH					
3- L'exportation est libre					
4- La réalité en 2024					
		Trois simulations			La réalité
		1	2	3	4 - en 2024
Exportations d'électricité nucléaire sur excédents	TWh/an	74,6	4,9	0,2	
Exportations qui font monter le prix en France	TWh/an	0,0	100,9	132,6	
Total des exportations	TWh/an	74,6	105,8	132,8	105
Import et production d'électricité à partir de fossile	TWh/an	9,2	32,7	54,7	34
Emissions de CO2 de la consommation française	MtCO2	4,6	16,3	27,4	17,5
Nucléaire desservant directement la conso française	TWh/an	276	243	219	>240 **
Production nucléaire, y/c pour stockage et exportation		352	362	367	360
Quantité pouvant être produite par les réacteurs nucléaires		390	390	390	
Nombre d'h d'import et de production pilotable à partir de gaz *		205	2376	4194	
Prix de marché en France	en €/MWh	18,6	57,8	78,0	57,7

1- Selon la réplique de la situation actuelle, il faut une production *pilotable* à partir de gaz pendant 2400 heures par an (soit 30 % du temps) ; le prix sur le marché français est donc de 57,8 €/MWh, proche de la réalité.

2- Si **tout** le potentiel nucléaire avait été destiné en priorité à la consommation française, l'exportation aurait été de 75 TWh/an, seulement sur excédents. Les Steps, la flexibilité des productions nucléaire et hydraulique, la production à partir de biométhane et la production non pilotable à partir de gaz auraient été presque suffisantes. Sans importation les CCG ou TAC auraient eu une production *pilotable* à partir de biométhane pendant 200 heures par an seulement (sur 8760 heures). Le prix sur le marché aurait donc été donc presque toujours très bas. En moyenne sur l'année, 18,6 €/MWh<sup>x</sup>.

3- Si au contraire le nucléaire avait été accessible de la même façon pour la consommation en France ou pour l'exportation et si l'exportation avait été limitée seulement par la capacité des lignes d'interconnexion, celle-ci étant de 20 GW, selon la simulation les exportations auraient été de 133 TWh/an, limitées par la capacité des interconnexions ; le prix sur le marché français aurait été de 78 €/MWh, inférieur au prix sur le marché extérieur, qui selon la simulation de celui-ci aurait été de 95 €/MWh<sup>xi</sup>. La consommation d'électricité produite à partir d'énergie fossile en France ou importée aurait été de 54,7 TWh/an.

#### **2.4-Si le prix du gaz doublait**

Dans les simulations présentées ici, le prix du gaz est 38 €/MWh thermique et le coût du CO<sub>2</sub>, 70 €/tCO<sub>2</sub>.

Dans la réplique de l'année 2024, la consommation d'électricité produite à partir d'énergie fossile, y compris les importations, est 32,7 TWh et le prix de marché est 57,8 €/MWh. Si le prix du gaz doublait sans changement du coût du CO<sub>2</sub>, le prix spot monterait à 82,8 €/MWh. La différence est 25 €/MWh donc, pour 400 TWh, 10 milliards d'euros. Les dépenses, elles, augmenteraient de 38 €/MWh thermiques pour 66 TWh thermiques soit 2,5 milliards d'euros, ou 6,5 €/MWh électrique.

Si tout le potentiel nucléaire avait été destiné en priorité à la consommation française, le doublement du prix du gaz aurait relevé le prix de marché de 3 €/MWh. La consommation de gaz aurait été de 18 TWh thermique. Le doublement du prix du gaz aurait augmenté les dépenses de 0,7 milliards d'euros, soit 2 €/MWh électrique.

Si les exportations avaient été libres, le doublement du prix du gaz aurait fait passer le prix sur le marché de 78 €/MWh à 118,5 €/MWh. Les dépenses auraient augmenté de 4,2 milliards, soit 10,5 €/MWh.

Dans les trois cas, l'effet d'une hausse du prix du gaz est plus fort sur les prix que sur les dépenses. Et cet effet est très peu sensible si le nucléaire est réservé en priorité à la consommation française.

#### **2.5-La capacité des interconnexions : effet sur les exportations, les prix, les importations**

##### **Les exportations et les prix**

Dans les limites de ce qui est possible, les exportations sont ajustées de façon que les prix moyens annuels sur les marchés français et extérieur soient égaux. La simulation du marché extérieur donne un prix de 95,1 €/MWh sans doute supérieur à la réalité<sup>xii</sup>. Avec un tel prix, si les exportations avaient été libres, elles auraient été limitées par la capacité des interconnexions, ici 20 GW. Elles auraient été de 133 TWh ; le prix sur le marché français aurait été de 78 €/MWh.

Pour que le prix en France rejoigne le prix hors de France, il faudrait que la capacité d'interconnexion soit d'environ 40 GW. Le prix serait, en France et hors de France, de 90 €/MWh.<sup>xiii</sup>

Les exportations seraient de 207 TWh. La production et les importations à partir de gaz fossile seraient de 126 TWh.

Les dépenses de production d'électricité et d'interconnexion, diminuées du produit des exportations seraient inférieures de 2,3 milliards par an à ce qu'elles furent en 2024, soit une différence de 6 €/MWh.

##### **Les importations**

Selon la simulation, les importations par la France d'éolien et de photovoltaïque sont très faibles. Le système électrique extérieur en effet présente un excédent de 8,2 TWh. Une capacité d'interconnexion de 40 GW réduit les possibilités d'exportation et le besoin en France réduit les importations effectives à 3,7 TWh/an. Avec une capacité d'interconnexion de 20 GW, l'importation est 2,4 TWh.

## 2.6- La flexibilité du nucléaire et les prix nuls ou négatifs

Lorsque la production nucléaire diminue jusqu'à atteindre une limite minimale de production horaire, la valeur déclarée au gestionnaire de réseau est nulle, voire négative – car il faut produire de cette électricité même si le prix sur le marché est nul ou négatif. Cela peut avoir pour effet d'augmenter le nombre d'heures pendant lesquelles la valeur de l'électricité sur le marché est nulle ou négative.

Dans la réplique de l'année 2024, on a supposé que la production horaire du nucléaire ne peut être inférieure à 10 GWh. Au pas horaire, elle touche cette valeur minimale 116 fois dans l'année (sur 8760 heures). Si le minimum est de 20 GW, cela arriverait 1100 fois dans l'année ; c'est donc assez fréquent mais sans grand effet sur le prix moyen : une baisse de 0,5 €/MWh seulement car les quantités affectées sont faibles.

## 3- Le rôle du stockage et autres flexibilités : le « stockage au sens large »

L'économie du stockage et autres flexibilités est très compliquée. Je pense que SimelSP4 évalue correctement leur effet sur le besoin de capacité pilotable et, d'autre part, sur les quantités stockées et déstockées en une année. Mais cette simulation ne peut pas rendre compte de la façon dont le stockeur décide, heure par heure, de proposer ou non de l'électricité sur le réseau. La règle du marché, qui demande à chaque fournisseur d'indiquer une valeur en-dessus de laquelle le producteur s'engage à fournir s'applique-t-elle ? Quoi qu'il en soit, simplement « pour voir », je fais l'hypothèse que le stockeur applique la règle générale : il annonce une valeur et livre de l'électricité dans la limite de ses possibilités lorsque les moyens de production qui ont déclaré une valeur moindre ne suffisent pas à répondre à la demande.

Comme déjà dit, SimelSP4 considère ensemble les batteries, les Steps et les flexibilités de la consommation et de la production hydraulique, et distingue deux services rendus par ce « stockage au sens large » : mieux employer les possibilités de production non pilotables (ce « service courant » se mesure en TWh/an) et diminuer le besoin de capacité pilotable (ce « service de pointe » se mesure en GW). L'objet de ce paragraphe porte sur le premier de ces deux services : mieux exploiter les possibilités de production non pilotables.<sup>xiv</sup>

Pour répliquer l'année 2024, j'ai fait l'hypothèse que le « stockage au sens large » a le même effet sur le système électrique qu'un moyen de stockage de 190 GWh dont 90 GWh de Steps et 100 GWh venant de la flexibilité hydraulique.

### 3.1- Les quantités restituées par le stockage ; la capacité de pointe évitée

Selon la simulation, le « stockage au sens large » est appelé *après* le nucléaire et avant les autres productions pilotables.

#### La réplique de l'année 2024

Ce stockage reçoit 12,9 TWh par an et en restitue 10,4 TWh<sup>xv</sup>.

Par ailleurs, SimelSP4 calcule que ces 190 GWh de flexibilité diminuent le besoin de capacité de pointe de 11,0 GW.

Selon la simulation, ce déstockage au sens large est marginal 2005 heures par an.

#### Si la contenance de ce stockage au sens large était le double, soit 380 GWh,

On ajoute aux capacités de stockage 190 GWh de batteries.

Les quantités restituées seraient de 13,3 TWh ; la diminution du besoin de capacité pilotable serait de 12,8 GW.

Ainsi, ces 190 GWh *de plus* (s'ajoutant à 190 GWh) permettent de restituer après stockage 2,4 TWh /an de plus, et évitent une capacité de production pilotable de 1,8 GW.

Ces quelques résultats suffisent à montrer à quel point l'utilité d'un moyen de stockage ou autre flexibilité dépend des moyens qui sont *déjà installés*.

Ce doublement de la capacité de stockage et autres flexibilités se fait sentir sur le prix de marché : il le fait passer de 57,7 €/MWh à 53,6 €/MWh. Cette baisse de 4,1 €/MWh diminue les recettes procurées par le marché de 1,7 milliards d'euros – tout en augmentant les dépenses de 3600 M€.

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

Le coût marginal du déstockage étant très faible, le stockeur aurait un revenu net même si le prix de l'électricité est très bas. Il pourrait donc déclarer au gestionnaire du réseau électrique une valeur proche de zéro. Le jeu de la concurrence devrait l'y inciter. Mais les quantités qu'il pourra ainsi livrer sont limitées. Il cherchera donc, comme ses concurrents, à en disposer au moment où le prix sur le marché est haut pour obtenir des revenus plus élevés. Il cherchera aussi à équilibrer ses dépenses en sachant qu'un même moyen de stockage rend plusieurs types de services qui peuvent chacun être valorisés. Et, comme vu plus haut, le revenu qu'il tire du marché dépend beaucoup de l'amplitude totale (en GWh) de l'ensemble des flexibilités.

Pour tenir compte de ces multiples possibilités, le stockeur peut donner au gestionnaire de réseau une valeur située dans une fourchette qui va de 0 €/MWh jusqu'au coût marginal d'une production à partir de gaz par CCG, ici 116 €/MWh ; il s'oblige à livrer lorsque les prix sont supérieurs à la valeur déclarée.

Comme dit plus haut, la simulation se fait en supposant que la valeur déclarée est 33 €/MWh. Cette valeur en effet permet de retrouver ce que fut en réalité le prix moyen de l'électricité en 2024.

*Selon que la valeur déclarée par les stockeurs est 0 €/MWh ou 100 €/MWh, le prix moyen de l'électricité est 50,1 €/MWh ou 74,0 €/MWh. Soit une différence de recettes venant du marché de près de 10 milliards d'euros par an.*

Or rien ne permet de prévoir ce qu'il en sera en réalité car, comme pour tout ce qui concerne les stocks, c'est inévitablement le résultat d'une « spéculation », de jeux d'acteurs avec éventuellement des ententes.

Cela conduit à penser que les moyens de stockage et de flexibilité pourraient judicieusement relever d'un service public.

## 4 - Le revenu procuré à chaque acteur par le marché ; les dépenses

### 4.1- Comment sont calculés les revenus procurés par le marché

Dans la simulation, les différents moyens de production et de stockage sont regroupés en classes selon la valeur de l'électricité déclarée au gestionnaire du réseau : « 0 €/MWh » pour les productions à coût marginal nul et les productions obligées même si leur coût marginal n'est pas nul ; nucléaire ; déstockage ; CCG ; moyens « de pointe ». SimelSP4 calcule 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.

### 4.2 Avec les hypothèses qui répliquent l'année 2024

#### 4.2.1 : l'hydraulique, l'éolien, le photovoltaïque... : recettes et dépenses

**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<sup>xvi</sup>.

**L'éolien** : le revenu reçu du marché est inférieur aux dépenses ; la différence est égale à 40 % des dépenses.

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

**La production à partir de gaz** : Les recettes tirées du marché sont inférieures à 60 % des dépenses.

	Recettes	Dépenses	Différence	
hydraulique	3261			
Eolien	1757	2873	-1116	
Photovoltaïque	909	1601	-692	
A partir de gaz	3170	6420	-3250	

La différence est financée hors marché au titre des garanties de ressources accordées par l'Etat.

#### 4.2.2- Le nucléaire

Il s'agit ici d'évaluer dans quelle mesure les recettes du nucléaire pourraient financer le maintien et le développement du nucléaire.

##### Le financement du maintien ou du développement du parc nucléaire

Si les dépenses futures sur un réacteur existant pouvant encore fonctionner 20 ans, sont 2000 €/kW, son LCOE est de 52 €/MWh. Or la production est légèrement inférieure au maximum possible (360 TWh contre 390). Le coût de production est donc 56,3 €/MWh soit pour 360 TWh/an, **20300 M€**. En conséquence, si les recettes venues du marché sont à ce niveau, elles suffiront à financer l'allongement de sa durée de vie.

On peut aussi considérer que le fonctionnement des réacteurs existants doit contribuer au financement des réacteurs qui les remplaceront. Si l'investissement d'un réacteur neuf est 7500 €/kW et si sa durée de vie est de 80 ans, les dépenses fixes annuelles de 61 GW, calculées avec un taux d'actualisation de 4,5 %, sont de **28000 M€**.

##### Les recettes du nucléaire

La simulation permet de calculer ce que seraient les recettes *si toutes les ventes se faisaient au prix de marché*. La réalité est différente ; mais la simulation donne des indications pour comparer plusieurs scénarios.

En 2024, ces recettes sur le marché français auraient été de 13000 M€.

Quant aux exportations, leur valeur est calculée heure par heure en multipliant les quantités exportées par le prix en vigueur sur le marché extérieur durant cette heure-là. Le résultat est 12500 M€, soit 120 €/MWh.

Selon la simulation, les ventes sur le marché national et l'exportation *au prix des marchés en France et à l'étranger* auraient donc rapporté **25500 M€**, avant que soit prélevé un péage lorsque les lignes d'interconnexion sont saturées. Ce péage fut de 3 milliards d'euros en 2024.

##### Un péage sur les exportations

Un péage est prélevé sur les exportations lorsque les lignes d'interconnexions sont saturées. Calculé en temps réel il est proportionnel à la différence de prix sur le marché français et sur le marché extérieur. Son produit est reversé moitié moitié aux gestionnaires des réseaux électriques du pays importateurs et du pays exportateur.

Après péage, ces recettes sont **22500 M€**. C'est suffisant pour prolonger la durée de vie des réacteurs actuels, très insuffisant pour en financer de nouveaux.

##### Les effets d'une augmentation du coefficient de disponibilité du nucléaire

Une augmentation du coefficient de disponibilité du nucléaire a deux effets opposés sur les recettes, car elle diminue le prix sur le marché français et elle augmente les exportations.

Supposons que le coefficient de disponibilité soit de 78 % au lieu de 73 %. Cela abaisse le prix sur le marché français de 7,4 €/MWh, et cela augmente les exportations. Au total, les recettes du nucléaire seraient à peu près les mêmes mais cette meilleure disponibilité diminue le coût pour la collectivité de 1300 M€/an.

**Note** : inutile de revenir sur les nombreuses hypothèses sur lesquelles sont fondés ces calculs. L'utilisation de SimelSP4 ne permet sans doute pas d'aller plus loin – mais donne des éléments pour faire des comparaisons.

#### 4.3- Sans priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française

A partir de 2026, la consommation française n'aura pas de priorité d'accès au nucléaire.

La logique du marché conduit à égaliser les prix en France et dans les pays voisins, ce qui implique en France une forte augmentation de la consommation d'électricité produite à partir d'énergie fossile en France ou importée, donc les émissions de CO2.

##### 4.3.1- L'éolien, le photovoltaïque et l'hydraulique

	Revenus	Dépenses	Différence
Hydraulique	4688	2270	2419
Eolien	2687	2873	-186
Photovoltaïque	1403	1601	-198
A partir de gaz	5650	9100	-3450

Il se trouve que les recettes de l'éolien et du photovoltaïque sont à peu près égales à leurs dépenses. Simple coïncidence. La garantie de ressource n'a donc pas à jouer dans ce cas.

##### 4.3.2 - Le nucléaire

Le revenu tiré du marché français est 15300 millions d'euros. La valeur des exportations est de 15500 M€/an.

Comme le prix sur le marché français sur le marché extérieur se seront rapprochés, le montant du péage serait sans doute inférieur.

Sans en tenir compte, les recettes seraient donc de **31,8 milliards d'euros**. Ce serait suffisant pour financer les nouveaux réacteurs.

On rappelle que dans ces conditions, c'est-à-dire sans limite d'exportations autre que la capacité des lignes d'interconnexion, le prix de marché de l'électricité en France serait de 77 €/MWh.

#### 5- Le coût de l'électricité pour la collectivité nationale selon que l'exportation est libre ou non

Le coût est égal au total des dépenses de production, stockage et distribution diminué du produit de l'exportation et rapporté à la consommation finale, ici 400 TWh.

On ajoute aux dépenses la moitié du péage qui est perçu lorsque les exportations sont limitées par la capacité des interconnexions. Cette proportion du péage est en effet reversée aux gestionnaires des pays qui importent.

Les valeurs retenues dans cette étude ne peuvent pas être exactes. En revanche la comparaison entre ce qu'elles sont selon qu'une certaine priorité est - ou non - donnée à la consommation française sont probablement significatives.

Le coût de production de chaque moyen est indiqué ci-dessous par son LCOE, en euro/MWh.

Nucléaire	Eolien sur terre	Photovoltaïque
Nouveau : 71 Existant : 50,0	Sur terre : 61,1 En mer : 94,8	Sur le sol : 65,8 Sur toiture : 84,7

Quant au coût du nucléaire, on peut retenir ou bien la somme des dépenses futures permettant au nucléaire existant encore quelques dizaines d'années, ou bien le coût du nucléaire nouveau. Dans le premier cas, cela permet de financer la prolongation de la durée de vie des réacteurs ; dans le second, cela permet de financer aussi leur renouvellement. Le choix entre les deux, 50 €/MWh ou 71,7 €/MWh, est un choix politique. Entre les deux, pour 61 GW, cela se traduit par une différence de dépenses de 9,9 milliards d'euros par an.

On suppose ici que le choix a été fait de préparer le financement de nouveaux réacteurs.

Et l'on compare comme plus haut deux choix de politique : donner à la consommation française la même priorité d'accès au nucléaire qu'aujourd'hui ou bien ne pas lui donner de priorité.

		Réplique de 2024	Exportations libres
Dépenses pour consommation en France*	M euros /an	38219	39769
Recettes nettes d'exportation, sans péage	M euros /an	11581	14503
Réseau de transport et distribution en France	M euros /an	5540	5540
Interconnexions	M euros /an	1 012	1 012
Dépenses diminuées des recettes d'exportation	M euros /an	33191	31819
Coût pour l'économie nationale	euro / MWh	<b>83,0</b>	<b>79,5</b>
un demi péage versé aux pays importateurs		1500	1000
Dépenses nettes y/c un demi péage	M euros /an	34691	32819
Coût pour l'économie nationale	euro / MWh	<b>86,7</b>	<b>83,0</b>
<b>Emissions de CO2</b>	<b>Mt/an</b>	<b>16,3</b>	<b>27,4</b>
Prix de l'électricité sur le marché	Euro/MWh	57,8	78,0
* hors dépenses de production hydraulique			

Selon la simulation, si l'exportation d'électricité avait été libre, les exportations auraient été supérieures de 28 TWh et auraient rapporté 2,9 milliards de plus, soit 100 €/MWh. Il aurait fallu produire ou importer 28 TWh de plus à partir de gaz, ce qui aurait coûté 0,55 milliards de plus. A cela s'ajoute le fait que les prix en France se seraient rapprochés des prix sur les marchés extérieurs ce qui aurait diminué peut-être le péage à l'exportation.

Au total, si les exportations avaient été libres, le coût pour l'économie française aurait été de 83 €/MWh au lieu de 86,7 €/MWh ; le prix aurait été de 78 €/MWh au lieu de 57,8 €/MWh.

Encore une fois, on voit ici la discordance entre les prix de marché et le coût de l'électricité. Ici encore, le prix de marché, s'il est invoqué à tort et à travers, est trompeur.

---

<sup>i</sup> Marcel Boiteux a démontré que, si le marché de l'électricité était « parfait », la vente au prix de marché aurait de nombreuses vertus. Dans cas en effet, si le parc est optimum le marché permet de financer exactement toutes les dépenses (y compris les dépenses d'investissement) de chaque moyen de production. De plus, si la capacité d'un moyen est supérieure à ce qu'elle serait dans un système optimal, ce moyen sera déficitaire ce qui incite à en réduire la capacité, et inversement. C'est magique ! Or dans la réalité, un marché de l'électricité est *aux antipodes d'un marché parfait*. Donc Marcel Boiteux a construit une tarification qui, tout en restant assez simple, se rapproche des prix qui sortiraient d'un marché parfait.

<sup>ii</sup> Cette étude sera complétée par deux autres portant sur l'année 2035 et sur l'année 2050.

<sup>iii</sup> SimelSP4 permet de respecter cette troisième condition (le prix moyen annuel sur le marché français n'est pas supérieur au prix sur le marché extérieur) en ajustant une proportion de la capacité nucléaire réservée en priorité à la consommation française. Pour retrouver les exportations réelles durant l'année 2024, cette proportion est de 66 %.

<sup>iv</sup> Avec cette façon de limiter les exportations (le prix moyen annuel en France n'est pas supérieur au prix moyen sur le marché extérieur), il arrive que des exportations se fassent alors que le prix sur le marché français est supérieur au prix sur le marché extérieur. C'est ce que l'on voit en réalité lorsque les contrats s'appuient sur des prix moyens, non sur les prix horaires.

<sup>v</sup> Sans corrections des aléas climatiques.

<sup>vi</sup> Je n'ai pas introduit dans la simulation la production hydraulique réelle heure par heure car la simulation distingue une production hydraulique « de base » et les fluctuations de la production autour d'une moyenne mobile sur quelques semaines des productions horaires. Les écarts à la moyenne mobile agissent de la même façon que les charges et décharges de Steps. Le profil horaire de l'activité solaire est celui de l'année 2013.

<sup>vii</sup> Pour évaluer la quantité d'électricité exportée qui aurait pu être consommée en France, il faut tenir compte du fait qu'une partie de la production à partir de gaz ne dépend pas du besoin du système électrique : il s'agit de la production en cogénération et d'une production dont le seul but est de maintenir les turbines au chaud pour un démarrage rapide. On confronte donc heure par heure les exportations, la production à partir de gaz, la production en cogénération et un minimum de production.

<sup>viii</sup> 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.

<sup>ix</sup> Les années 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2019 et 2024.

<sup>x</sup> 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.

<sup>xi</sup> SimelSP4 couple des images représentant le marché en France et hors de France. Les exportations depuis la France ont ainsi un effet sur le prix hors de France : seulement quelques €/MWh.

<sup>xii</sup> Le prix sur le marché extérieur est calculé par SimelSP4 à partir des informations disponibles. Or, comme on l'a dit, le prix est très sensible au volume de production « obligatoire » pour laquelle la valeur annoncée sur le marché est nulle et d'autre part à la valeur déclarée pour l'électricité déstockée.

<sup>xiii</sup> Par ailleurs, une interconnexion peut être justifiée pour rendre possible un transit ; se pose alors la question du financement de cet investissement qui ne présente pas d'intérêt pour la France.

<sup>xiv</sup> Le stockage rend aussi d'autres services : amortir les rapides et faibles déséquilibres entre la demande et la fourniture (« réserves primaires » et réserves secondaires), aider à franchir des « goulets d'étranglement » sur le réseau électrique, ou encore amortir les brusques variations de puissance de l'éolien et du photovoltaïque (une réduction brutale 1 GW s'amortit en une heure avec 0,5GWh de batteries).

<sup>xv</sup> En 2024, le turbinage fut de 8,3 TWh.

<sup>xvi</sup> Les recettes de l'hydraulique : Le revenu que lui procure le marché se décompose ainsi : production de base (64 TWh/an) : 2980 M€ ; flexibilité : 23 M€ ; comme moyen de pointe : 22 M€.