

POLICY BRIEF

LE PROJET DE REFORME DE L'ARENH : DEBATS AUTOUR DU « CORRIDOR »

Jacques PERCEBOIS ^{1,2*} et Boris SOLIER ^{1,2*}

Le mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique), qui consiste depuis 2011 à permettre aux fournisseurs alternatifs d'acquérir 100 TWh d'électricité nucléaire au prix régulé de 42 euros le MWh, est aujourd'hui contesté. Les fournisseurs alternatifs souhaitent relever le plafond de l'ARENH à 150 TWh, tandis qu'EDF demande que le prix de l'ARENH soit revalorisé bien au-delà de son niveau actuel.

Les pouvoirs publics ont soumis début 2020 un projet au débat public qui prévoit de remplacer ce système d'ARENH par un mécanisme du type « corridor » de prix. La totalité de l'électricité nucléaire serait acquise au prix du marché de gros par l'ensemble des fournisseurs (EDF fournisseur compris) et des compensations financières seraient opérées ex post entre EDF producteur et les fournisseurs alternatifs lorsque le prix du marché se situe au-dessous d'un prix plancher ou au-dessus d'un prix plafond.

La mise en œuvre d'un tel mécanisme devrait conduire à un accroissement du coût d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs selon le niveau du corridor retenu et l'évolution du prix de l'électricité sur le marché de gros. Les simulations réalisées dans cette étude permettent de tirer plusieurs conclusions :

- **Le bon niveau du corridor ?** Au-delà d'un corridor du type (39-45) euros, le nouveau système de régulation se révèle plus coûteux pour les alternatifs quelle que soit l'hypothèse d'évolution du prix de gros de l'électricité (moyenne en base à 39, 42 ou 45 €/MWh). Ce surcoût est particulièrement élevé tant que le prix de l'électricité demeure faible, comme c'est le cas actuellement, limitant par là-même le coût du complément ARENH acheté par les alternatifs dans le système actuel. Le niveau du corridor devra donc être déterminé en conséquence et révisé sur une base régulière afin de suivre l'évolution du prix de marché.
- **Un corridor trop étroit ?** Un écart de 6€/MWh entre le prix plancher et le prix plafond tel que prévu dans le document de consultation est trop restreint. Il faudrait élargir les bornes du corridor pour permettre que la part de l'électricité nucléaire vendue au prix du marché, donc sans recourir aux compensations financières ex post, se rapproche de 50% (contre 20 % avec un écart de 6 euros). Un écart de l'ordre de 12 à 15 euros serait nécessaire dans ce cas.
- **Un moindre mal pour les alternatifs ?** Pour les alternatifs plutôt que de revendiquer un relèvement du plafond de l'ARENH à 150 TWh, avec le risque de voir le prix du nucléaire monter à 44 ou 46 €/MWh, mieux vaut accepter un système de corridor du type (42-48) euros. C'est la solution qui s'avère la plus avantageuse, en particulier dans l'hypothèse où les prix de gros de l'électricité remontent fortement.

¹ ART-Dev, Université de Montpellier

² Chaire Economie du Climat, Université Paris-Dauphine

1. Une « écluse » pour supprimer une rente.

Imaginé par la Commission Champsaur en 2009¹, l'ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique) est un mécanisme mis en œuvre par la loi NOME votée en 2010, qui a commencé à fonctionner en juillet 2011. Ce mécanisme avait pour objet de permettre aux concurrents d'EDF, les « entrants », de pouvoir rivaliser à armes égales avec l'opérateur historique dans la compétition qui permettait, depuis juillet 2007, à tous les consommateurs européens d'électricité de choisir leur fournisseur.

Avec l'envolée des prix du pétrole et par ricochet des prix du gaz naturel en 2008, les prix de l'électricité sur le marché de gros de l'électricité avaient fortement augmenté dans la mesure où les centrales thermiques fonctionnant au gaz ou au charbon, combustibles dont les prix suivaient celui du pétrole, étaient « *price maker* » une grande partie du temps. Selon la logique dite du « *merit order* » c'est le coût marginal de la centrale marginale qui « fait » le prix d'équilibre. En période creuse cette centrale récupère ses coûts variables et parvient en général à récupérer ses coûts fixes aux heures chargées de l'année, lorsque le coût variable de la centrale marginale est sensiblement plus élevé. Le coût marginal d'une centrale thermique étant largement supérieur à celui d'une centrale nucléaire, cela donnait à EDF un avantage comparatif, une « rente », et empêchait les « entrants » de gagner des parts de marché. Le prix de revient moyen du MWh produit par une centrale nucléaire largement amortie (ce qui est le cas des 57 réacteurs actuellement en fonctionnement en France) est lui aussi très compétitif si on le compare au coût moyen de l'électricité thermique.

Deux solutions s'offraient à la Commission Champsaur : soit pénaliser EDF en taxant l'entreprise d'un montant correspondant à la « rente » nucléaire dite de rareté et qui correspondait de facto à un avantage lié aux choix publics passés, soit aider les « entrants » à acquérir de l'électricité nucléaire sur la base du coût réel dont bénéficiait EDF, un coût inférieur au prix du marché de gros. C'est un système d'écluse qui revient dans le premier cas à hisser EDF au niveau du coût supporté par ses concurrents (le prix du marché de gros) et dans le deuxième cas à faire tomber les concurrents au niveau du coût avantageux supporté par EDF. La Commission Champsaur a recommandé d'opter pour la seconde solution mais en limitant cet « accès au nucléaire historique » à un niveau raisonnable : 100 TWh sur les 400 TWh nucléaires (soit 25% environ de la production nucléaire annuelle), ceci jusqu'en 2025. Suite aux recommandations de la seconde Commission Champsaur², le prix fut fixé par les pouvoirs publics à 40 euros par MWh pour les six derniers mois de 2011 et à 42 euros à compter du 1^{er} janvier 2012, chiffre toujours en vigueur en février 2020.

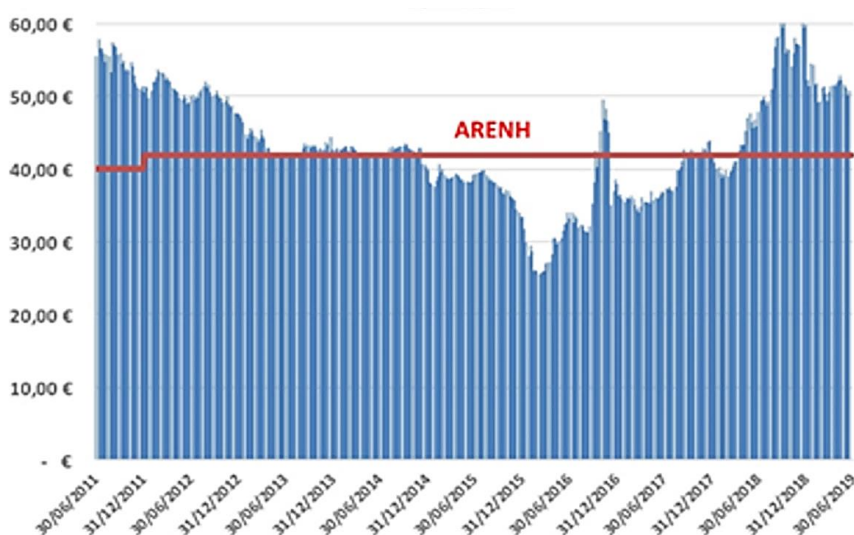
¹ Champsaur, P. (2009). « Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité », Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, Avril 2009.

https://archives.entreprises.gouv.fr/2012/www.industrie.gouv.fr/pdf/rapport_champsaur.pdf

² Le rapport de la Commission « Champsaur 2 », remis au mois d'avril 2011, n'a pas été rendu public.

Ce que ni la Commission Champsaur, ni les pouvoirs publics n’avaient envisagé, c’est que le prix du marché de gros allait s’effondrer quelques années plus tard et rester parfois durablement inférieur au niveau de l’ARENH. La demande d’ARENH a donc eu tendance à chuter, surtout en 2015 et elle fut même nulle en 2016³. Plusieurs raisons expliquent cette nouvelle donne. À compter de 2014-2015, les prix du pétrole ont chuté et avec eux les prix du gaz. Mais surtout les aides massives accordées partout en Europe aux énergies renouvelables, comme le solaire et l’éolien, ont fait chuter les prix sur le marché de gros de l’électricité. Cette électricité renouvelable, financée hors marché via des prix garantis (*feed-in tariffs*), participe aux enchères à son coût marginal qui est proche zéro ce qui, du fait d’une forte surproduction d’électricité dans un contexte où la demande reste stable, conduit à des prix de gros très faibles et parfois négatifs. Les pouvoirs publics ont même dû introduire un « marché de capacité » pour permettre aux opérateurs de financer les coûts fixes de leurs centrales et assurer ainsi que la puissance appelée serait suffisante pour passer la pointe hivernale et éviter le *black-out*.

Figure 1 – Evolution du prix de gros de l’électricité depuis l’institution de l’ARENH



Source : Données Epex Spot.

La demande d’ARENH a en 2019 dépassé pour la première fois le plafond des 100 TWh et il a fallu réduire les prétentions de chacun des alternatifs en utilisant la technique du prorata. Les entrants anticipent une hausse du prix de gros de l’électricité en raison de la hausse attendue du prix du pétrole, de la forte hausse constatée du prix du quota de CO₂, passé de 5 à 25 euros en quelques années et de la fermeture accélérée des centrales au charbon en Europe (en Allemagne notamment). Ils souhaitent dès lors pouvoir acquérir 150 TWh mais EDF s’y oppose sauf à recevoir, en contrepartie, un prix nettement plus rémunérateur.

³ Les volumes d’ARENH alloués depuis l’institution du mécanisme sont consultables sur le site de la Commission de régulation de l’énergie (CRE) à l’adresse : <https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-gros-de-l-electricite/acces-regule-a-l-electricite-nucleaire-historique>

2. Réformer le mécanisme

Une controverse s'est développée depuis quelques mois sur la nécessité de maintenir ou non l'ARENH ou de modifier ce mécanisme⁴. Plusieurs solutions peuvent être envisagées :

1. On peut mettre fin purement et simplement à ce mécanisme de l'ARENH, considérant qu'il a rempli son rôle et a permis l'entrée de nombreux fournisseurs sur le marché de masse de l'électricité. L'opérateur historique a perdu beaucoup de clients et il continue à en perdre, même si sa part de marché sur le segment domestique reste élevée (elle s'élève à 77,6% pour EDF et les entreprises locales de distribution, et à 54,2% chez les clients non résidentiels)⁵.
2. Les fournisseurs dits « alternatifs » revendiquent une augmentation du volume de l'ARENH au-delà de 100 TWh par an (150 minimum), au motif que le nombre de leurs clients s'est accru et que cela leur permettrait d'atténuer la hausse des prix pour le consommateur final en évitant de payer plus cher le « complément marché ». Mais dans un contexte où EDF perd des parts de marché et où la production d'électricité nucléaire tend à baisser et devrait encore diminuer compte tenu des objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (50% de nucléaire à l'horizon 2035), est-il justifié que l'opérateur historique continue à subventionner ses concurrents, surtout lorsque ces concurrents sont aujourd'hui des compagnies pétrolières et peut-être demain des sociétés du numérique comme les GAFA ?
3. On peut envisager de revoir à la hausse le montant de l'ARENH, au-delà de 42 euros le MWh, pour tenir compte de coûts supplémentaires liés au « grand carénage » et aux exigences de sûreté de plus en plus fortes. On parle alors de 46 euros par MWh au moins.
4. On pourrait concevoir de faire de l'ARENH une véritable option et non une « option gratuite » comme c'est le cas aujourd'hui : les fournisseurs d'électricité alternatifs peuvent actuellement bénéficier de l'ARENH s'ils le souhaitent mais sans supporter les engagements à long terme associés au parc nucléaire. Il faudrait pour cela prévoir une prime versée par l'acheteur de l'option.
5. On peut enfin considérer que le nucléaire historique est devenu pour les Français une « *essential facility* » (une infrastructure essentielle), au même titre que les réseaux de transport et de distribution de l'électricité. Autrement dit, une sorte de « bien

⁴ Percebois, J. et Solier, B. (2019). « Accès régulé à l'énergie nucléaire : de l'ARENH à l'AREN ? ». Connaissances des énergies, Décembre 2019. <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/acces-regule-lenergie-nucleaire-la-bataille-ne-fait-que-commencer>

⁵ Commission de Régulation de l'énergie (2019). Observatoire des marchés de détail du 3^e trimestre 2019. <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-du-3e-trimestre-2019>

commun » permettant de garantir à tous les consommateurs un socle minimal d'électricité à un prix stable non corrélé aux aléas du marché de gros de l'électricité.

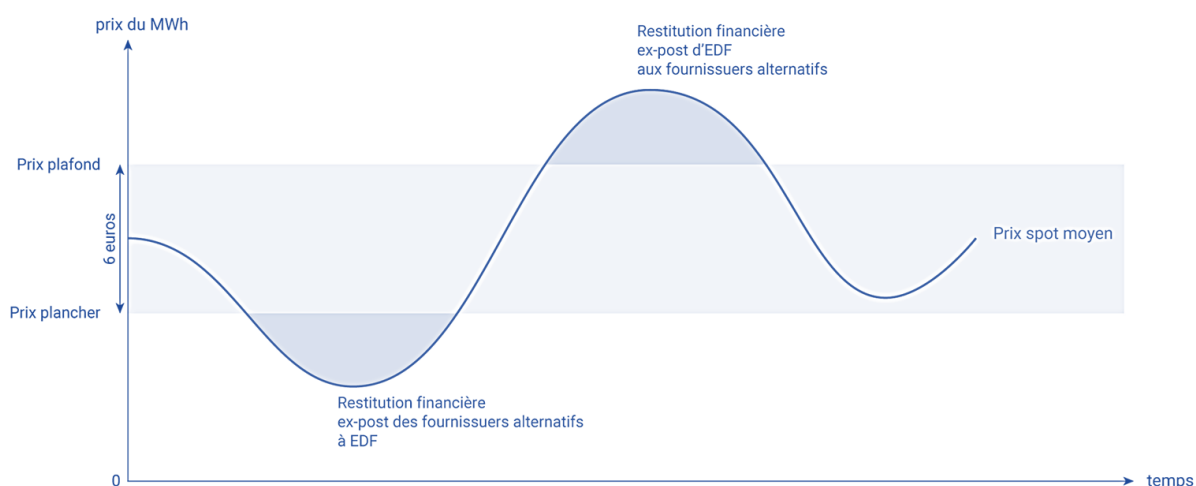
C'est vers cette dernière solution que l'on semble s'orienter suite au projet soumis à débat par les pouvoirs publics. On opterait pour 100% d'ARENH, tous les fournisseurs y compris EDF pouvant y souscrire mais à des conditions financières à préciser.

3. Le projet soumis à débat

Dans le cadre de la consultation du nouveau projet, ouverte jusqu'au 17 mars 2020⁶, la quasi-totalité de la production nucléaire (l'EPR de Flamanville est concerné) serait écoulee sur le marché de gros (on parle d'un « ruban » qui exclut les contrats à long terme signés par EDF, lesquels ne représentent guère plus de 10 à 20 TWh sur un total de l'ordre de 380 TWh vendus en 2019) mais le prix réellement payé par le fournisseur donc son client doit, *in fine*, fluctuer entre un prix-plafond et un prix-plancher, les deux bornes étant distantes de 6 euros par MWh au maximum. Pour obtenir ce résultat on dissocie le marché du « physique » d'un marché « financier » donnant lieu à compensations *ex post* entre EDF et les fournisseurs alternatifs. Le prix-plafond comme le prix-plancher seront fixés par la CRE sur une base objective (les coûts).

Si le prix spot de vente du nucléaire est supérieur au prix-plafond garanti, EDF devra verser la différence aux fournisseurs qui ont acheté du nucléaire pour alimenter leurs clients français. Dans le cas où le prix spot est inférieur au prix-plancher, ce sont les fournisseurs alternatifs qui cette fois devront verser la différence à EDF⁷.

Figure 2 – Mécanisme du corridor de prix sur le marché de gros de l'électricité



Source : Percebois, J. (2020), Connaissances des énergies.

⁶ Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (2020). « Nouvelle régulation économique du nucléaire existant ». Document de consultation. https://www.ecologie-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/190801_consultation%20r%C3%A9gulation%20C3%A9co%20nucl%C3%A9aire.pdf

⁷ Percebois, J. (2019). « Quand l'ARENH devient « serpent ». Connaissance des énergies, Janvier 2020. <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/quand-larenh-devient-serpent>

Ce système rappelle le « serpent monétaire » européen qui a fonctionné entre 1972 et 1978 et il s'apparente très fortement au mécanisme des « contrats pour différences » mis en place au Royaume-Uni pour financer l'EPR d'Hinkley-Point. Avec ce système, EDF devient un acheteur de droit commun du nucléaire français lorsqu'il vend de l'électricité à ses clients et l'entreprise devra respecter une séparation stricte entre ses activités de producteur nucléaire et celles de fournisseur d'électricité (c'est la dualité « bleu-vert » du projet « Hercule » de restructuration de l'entreprise). Le fait que tout le nucléaire sera vendu sur le marché va en accroître la liquidité alors que, précédemment, le volume d'ARENH était vendu hors marché à un prix régulé.

Le principal avantage du système est que cette fois les engagements entre EDF et ses concurrents sont symétriques et non plus asymétriques comme avec l'ARENH. Cela devrait éviter des surprofits de part et d'autre, dans un cas, pour EDF, quand le prix spot s'envole, dans l'autre cas, pour les alternatifs, quand les prix de gros s'effondrent et deviennent parfois négatifs.

Les prix plancher et plafond seraient fixés par la CRE en euros constants par MWh sur une période pluriannuelle. Il faudra préciser les mécanismes de révision de ces prix pour tenir compte notamment des investissements nouveaux liés aux recommandations de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ou à la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs. L'écart de 6 euros entre le plafond et le plancher du corridor peut paraître faible quand on connaît la forte volatilité des prix de gros de l'électricité et la forte variabilité des coûts dans cette industrie. Notons que rien ne semble dit sur l'hydraulique dans ce projet ; le même mécanisme va-t-il s'appliquer ? Ce point ne sera pas abordé ici.

Il faudrait aussi s'assurer que le prix moyen de l'électricité vendue sur le marché spot ne sera pas durablement soit au-dessus du prix-plafond soit au-dessous du prix-plancher. Dans le premier cas ce serait coûteux pour EDF et cela montrerait soit qu'il existe encore une rente nucléaire importante, soit que les coûts du nucléaire ont peut-être été sous-estimés ; dans le second cas cela indiquerait que le nucléaire n'est plus compétitif et il est probable que les fournisseurs alternatifs auraient des réticences à le subventionner durablement. En d'autres termes il faut s'assurer que le « serpent » que constitue le prix de gros demeure bien une bonne partie du temps à l'intérieur du tunnel (le « corridor » retenu par le projet) que constituent les deux prix-limites.

Le prix TTC payé par le consommateur final va-t-il avec cette réforme baisser ou rester stable ? Il est difficile de le dire car il faut tenir compte des autres composantes du prix final : les taxes qui financent le surcoût, encore élevé, des renouvelables et les péages d'accès aux réseaux qui sont appelés à augmenter si l'on en juge par les investissements programmés par les gestionnaires de réseaux (RTE et Enedis) pour faciliter les interconnexions et l'injection croissante d'électricité renouvelable décentralisée.

Nous allons tester les impacts du mécanisme proposé par les pouvoirs publics dans le document de consultation en procédant à diverses simulations numériques. Nous nous appuyons pour cela sur les données horaires des prix de l'électricité publiées par l'opérateur de marché Epex Spot.

Modélisation du nouveau système

Nous analysons les effets du nouveau système de régulation du nucléaire sur les coûts d’approvisionnement des fournisseurs alternatifs, en prenant l’année 2019 comme référence⁸. Dans le cadre du système actuel, les fournisseurs alternatifs ont demandé en 2019 un volume d’ARENH de 133 TWh, supérieur au plafond autorisé de 100 TWh. Ils ont donc obtenu 100 TWh au prix de 42 €/MWh et ont par conséquent dû recourir au marché pour leur approvisionnement complémentaire (33 TWh). Nous faisons l’hypothèse que le complément de marché est acquis de façon homogène sur l’ensemble des heures de l’année⁹.

Nous représentons ensuite les effets d’un corridor de prix via l’introduction d’un prix plancher (P_{min}) et d’un prix plafond (P_{max}) appliqués à l’électricité nucléaire achetée sur le marché de gros. Avec le nouveau système, les alternatifs doivent acheter la totalité de l’électricité nucléaire demandée (Q_1) sur le marché de gros. Nous considérons comme précédemment que les alternatifs achètent de façon homogène la quantité nucléaire demandée au cours de l’année. Par conséquent, lorsque le prix de gros de l’électricité pour une heure donnée est inférieur au prix plancher, $P_h^* < P_{min}$, les alternatifs devront reverser la différence entre le prix de marché et le prix plancher pour la quantité d’électricité nucléaire $Q_{2,h} = \frac{Q_1}{8760}$. Inversement, lorsque le prix de marché est supérieur au prix plafond, $P_h^* > P_{max}$, les alternatifs reçoivent la différence entre P_{max} et P_h^* pour une quantité $Q_{3,h} = \frac{Q_1}{8760}$. Enfin, lorsque le prix de marché se situe à l’intérieur du corridor, $P_{min} < P_h^* < P_{max}$, les alternatifs achètent le volume ($Q_1/8760$) au prix de marché de l’heure correspondante P_h^* .

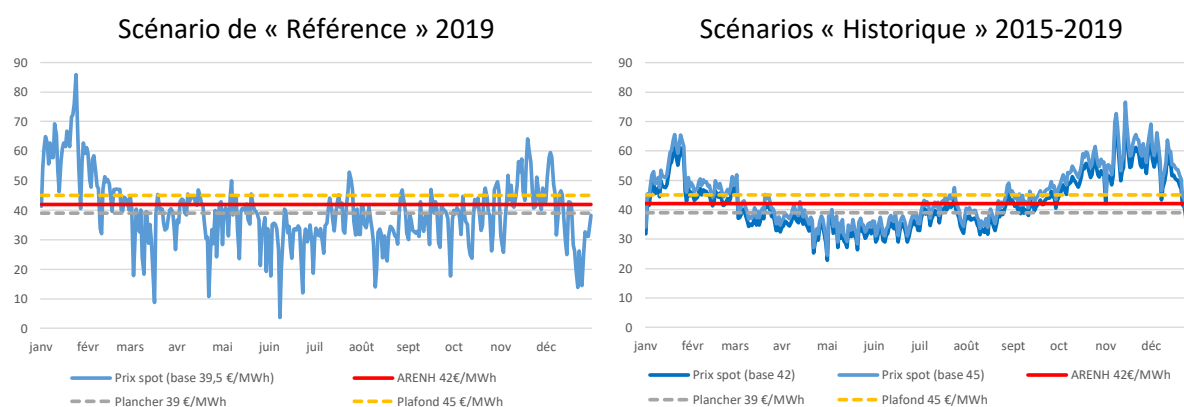
Nous considérons différents scénarios d’évolution du prix de l’électricité sur les marchés de gros. Dans le scénario de « référence », le prix de l’électricité correspond au prix d’équilibre des enchères à J+1 sur le marché français réalisées au cours des 8760 heures de l’année 2019. Ce prix était de 39,5 €/MWh en moyenne en 2019. Nous construisons par ailleurs deux scénarios additionnels basés sur les valeurs « historiques » des prix de l’électricité. Le second scénario est obtenu à partir de la moyenne à chaque heure des prix enregistrés sur la période 2015-2019. Ce qui donne un prix moyen annuel de 42 €/MWh. Dans le troisième scénario, les prix horaires précédemment calculés à partir des données 2015-2019 sont réhaussés uniformément pour atteindre une moyenne annuelle de 45€/MWh.

Comme on peut le constater sur le graphique ci-dessous, le prix de l’électricité sur le marché de gros français s’est établi le plus souvent à un niveau inférieur à celui de l’ARENH en 2019. L’ARENH n’a par conséquent constitué une option intéressante pour les alternatifs qu’environ 40% du temps en 2019. Le chiffre monte à 45% lorsque l’on considère la moyenne historique des prix de marché 2015-2019 (base 42 €/MWh) et à 55% lorsque l’on ramène les valeurs historiques à une moyenne annuelle en base de 45 €/MWh.

⁸ Se référer à l’Annexe 1 pour une présentation détaillée de la méthodologie de calcul des coûts d’approvisionnement supportés par les fournisseurs alternatifs.

⁹ En reprenant les notations de l’Annexe 1, le complément de marché acheté à chaque heure est donc égal à : $(Q_1 - Q'')/8760$. Soit pour l’année 2019 : $Q_h = (33 * 10^6)/8760 = 3767 MWh$.

Figure 3 – Prix journalier moyen de l'électricité dans les différents scénarios



Source : Données Epex Spot.

Un système de corridor généralement plus coûteux pour les alternatifs

Nous comparons le coût total d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs dans le système actuel de l'ARENH, au coût du nouveau système pour quatre niveaux de prix de corridor susceptibles d'être mis en œuvre. Les montants indiqués correspondent aux valeurs centrales des estimations pour des corridors de prix d'une largeur de 6 €/MWh, telle qu'indiquée dans le document de consultation¹⁰.

Les estimations montrent que remplacer le mécanisme actuel de l'ARENH (42 euros/MWh dans la limite d'un plafond de 100 TWh) par des corridors de prix n'est avantageux pour les fournisseurs alternatifs que si ce corridor se situe entre 39 et 45 euros par MWh, ceci quel que soit le scénario (prix de référence, prix « historique 2015-2019 » à 42€/MWh en moyenne annuelle ou à 45 €/MWh).

Pour des corridors plus élevés (40-46, 41-47 ou 42-48) le coût d'acquisition du nucléaire serait sensiblement supérieur. Notons que dans le scénario de référence, les alternatifs auraient intérêt à tout acheter au prix de marché ; c'est moins vrai dans le scénario historique en base 42 €/MWh, où le coût serait le même et cela ne l'est plus dans le scénario historique en base 45 euros/MWh.

Table 1 – Coûts comparés des systèmes de l'ARENH (100 TWh) et du corridor (Millions d'€)

	Référence 2019 (base 39,5€/MWh)	Historique 2015-2019 (base 42€/MWh)	Historique 2015-2019 (base 45€/MWh)
ARENH 42	5 502	5 586	5 685
Corridor 39-45	5 502	5 538	5 624
Corridor 40-46	5 612	5 643	5 727
Corridor 41-47	5 723	5 750	5 831
Corridor 42-48	5 835	5 859	5 936
100% marché	5 247	5 587	5 985

¹⁰ Se référer à l'Annexe 2 pour une synthèse des résultats obtenus à partir de différentes combinaisons de prix plancher et de prix plafond.

Sur la base des prix observés en 2019, un corridor (40-46) engendrerait pour les alternatifs un surcoût de 110,5 millions d'euros au total (soit 0,8 €/MWh en moyenne) par rapport au système d'ARENH en vigueur actuellement. Un corridor (42-48) accroîtrait le surcoût qui passerait à 333,6 millions d'euros (soit 2,5 €/MWh). Notons que le système est à peu près neutre pour un corridor (39-45), avec un surcoût de 0,2 million d'euros.

Sur la base des prix moyens observés entre 2015 et 2019, un corridor (40-46) donnerait un surcoût de 56,5 millions d'euros au total (0,4 €/MWh) dans le scénario en base 42 €/MWh. Cela s'explique par le fait que les prix de marché sont en moyenne proches du niveau de l'ARENH. Par conséquent, le complément de marché acheté par les alternatifs est plus coûteux avec le système de l'ARENH actuel. Cela réduit mécaniquement le surcoût du nouveau système qui atteint 42 millions d'euros (0,3 €/MWh) dans le scénario historique en base 45 €/MWh. Pour un corridor (39-45), le nouveau système est moins coûteux pour les alternatifs avec un gain de 48,5 millions d'euros dans le scénario en base 42€/MWh et de 61,5 millions d'euros dans le scénario en base 45 €/MWh. Le point d'équilibre du dispositif se situe donc entre les corridors (39-45) et (40-46).

Un écart de 6€/MWh entre les bornes du corridor trop étroit

Le mécanisme soumis à consultation prévoit un écart de 6 €/MWh entre les bornes du corridor. L'analyse de la répartition des volumes d'électricité échangés montre que, quel que soit le niveau du corridor retenu, la part de l'électricité achetée au prix du marché demeure minoritaire et ce dans les trois scénarios explorés. Cette part est comprise entre 15 et 18 % dans le scénario de référence et de l'ordre de 20 % dans les scénarios historiques où le prix de gros s'établit en moyenne à 42 ou 45 €/MWh. La part de l'électricité achetée au-dessus du prix-plafond est de l'ordre de 25 à 45 % selon le scénario de prix de l'électricité, tandis que celle qui est acquise à un prix inférieur au prix-plancher varie entre 35 et 60 %.

Ces observations soulèvent tout d'abord la question de savoir s'il ne conviendrait pas d'élargir les bornes du corridor afin que le prix de gros devienne le prix majoritairement retenu (que le « serpent » ne sorte pas trop du tunnel). Un écart de 10 €/MWh entre le prix plancher et le prix plafond permettrait par exemple d'après nos calculs que l'électricité nucléaire soit vendue au prix du marché environ un tiers du temps, contre 20 % avec un écart de 6 €/MWh. Avec un écart de 15 €/MWh, cette part augmenterait à 45 voire à 50% selon le scénario de prix de l'électricité.

Ces résultats font apparaître par ailleurs la nécessité de réviser régulièrement les seuils du corridor en fonction de l'évolution des prix de marché. En effet, les proportions respectives d'électricité évoluent de façon symétrique avec le prix de marché : la part de l'électricité achetée au-dessous du plancher diminue avec l'augmentation du prix de marché et inversement pour la part de l'électricité achetée au-dessus du prix plafond. Par conséquent, maintenir un certain équilibre entre les montants versés et les montants perçus par les fournisseurs alternatifs requiert une gouvernance du mécanisme dans le temps.

Figure 4a – Répartition des volumes achetés dans le scénario « Référence » (base 39,5 €/MWh)

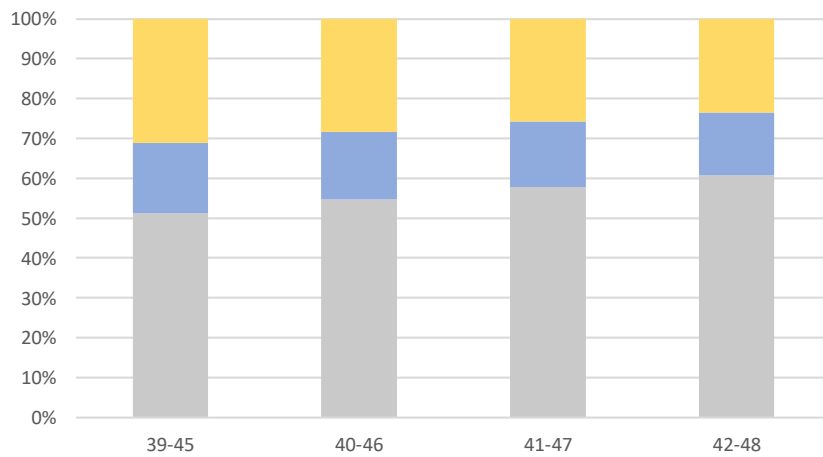


Figure 4b – Répartition des volumes achetés dans le scénario « Historique » (base 42 €/MWh)

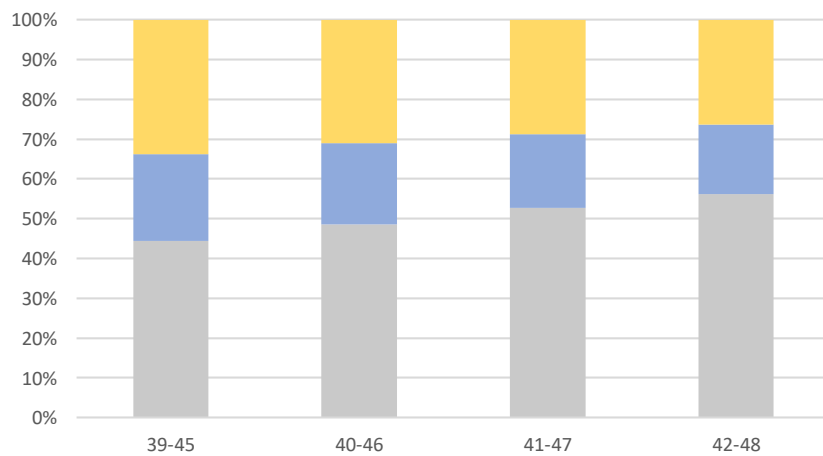
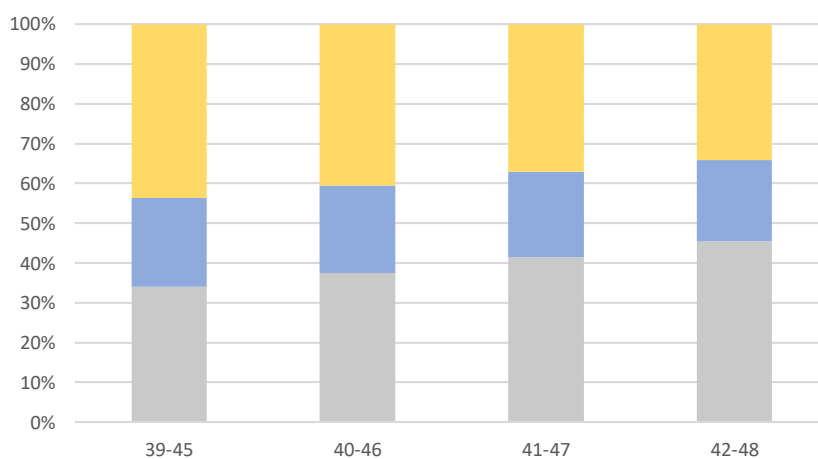


Figure 4c – Répartition des volumes achetés dans le scénario « Historique » (base 45 €/MWh)



- Volume acheté au-dessus du prix plafond (Pmax)
- Volume acheté au prix de marché (P*)
- Volume acheté au-dessous du prix plancher (Pmin)

4. Mécanisme de corridor versus revalorisation de l'ARENH

Fin 2019, les demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs pour l'année 2020 ont totalisé un volume de 150 TWh, soit la moitié de plus que le plafond autorisé des 100 TWh. Parmi les options de réformes possibles, relever le plafond de l'ARENH permettrait de satisfaire les demandes croissantes des fournisseurs alternatifs. Cette voie ne peut toutefois être envisagée sans une augmentation concomitante du prix du MWh nucléaire payé au fournisseur historique. Si le plafond de l'ARENH est relevé à 150 TWh et qu'en contrepartie on envisage d'accroître le prix de vente de l'électricité nucléaire, qui passerait de 42 à 44, voire 46 €/MWh selon les cas, un mécanisme de corridor peut se révéler avantageux pour les alternatifs.

Table 2 – Coûts comparés des systèmes de l'ARENH (150 TWh) et du corridor (Millions d'€)

	Référence 2019 (base 39,5€/MWh)	Historique 2015-2019 (base 42€/MWh)	Historique 2015-2019 (base 45€/MWh)
ARENH 42	6 300	6 300	6 300
ARENH 44	6 600	6 600	6 600
ARENH 46	6 900	6 900	6 900
Corridor 39-45	6 205	6 246	6 342
Corridor 40-46	6 330	6 364	6 459
Corridor 41-47	6 455	6 485	6 576
Corridor 42-48	6 581	6 608	6 695
100% marché	5 918	6 301	6 750

Si le niveau de l'ARENH reste fixé à 42 euros/MWh, seul le corridor (39-45) est avantageux tant que les prix de marché de l'électricité s'établissent en moyenne annuelle à 39 ou 42 €/MWh. Si ce prix s'élève à 45 euros ce n'est plus le cas. Les autres corridors (40-46, 41-47, 42-48) ne sont pas avantageux pour les alternatifs.

Si les pouvoirs publics décident de porter le prix de l'ARENH à 44 €/MWh, le système du corridor (39-45, 40-46, 41-47, 42-48) est en général nettement plus avantageux pour les alternatifs, sauf dans le cas qui combinerait un corridor (42-48) avec un prix de marché en base de 45 €/MWh. Si le prix de l'ARENH est fixé à 46 €/MWh, le système du corridor est plus avantageux pour les alternatifs dans tous les cas. Notons là encore que ces alternatifs auraient intérêt à tout acheter sur le marché tant que le prix de gros demeure inférieur à 45 €/MWh.

Pour les alternatifs plutôt que de revendiquer un volume d'ARENH plafonné à 150 TWh avec le risque de voir le prix de l'ARENH monter à 44 ou 46 euros le MWh, mieux vaut accepter un système de corridor du type 42-48 euros. Il faut aussi regarder les conséquences d'un tel mécanisme pour le producteur du nucléaire qui aurait certes la garantie que le prix de vente de son électricité ne tomberait pas en-dessous de 42 euros le MWh mais qui subirait un manque à gagner par rapport à un système d'ARENH à prix fixe revalorisé.

Annexe 1 – Méthodologie de calcul du coût d’approvisionnement des fournisseurs alternatifs

Nous représentons le coût total d’approvisionnement d’un volume donné d’électricité pour les fournisseurs alternatifs selon le système de l’ARENH en vigueur et le nouveau système de corridor tel qu’envisagé dans le document de consultation publique.

Nous notons C le coût d’approvisionnement pour les alternatifs et P^* le prix de l’électricité sur le marché de gros.

Dans le cadre du dispositif actuel, le plafond d’ARENH Q' (100 TWh en 2019) est acquis par les alternatifs à un prix P' fixé par le régulateur (42 €/MWh en 2019, soit 42×10^6 par TWh). Si la demande d’électricité nucléaire des alternatifs Q_1 (133 TWh en 2019) dépasse le plafond, ils doivent acquérir le complément ($Q_1 - Q'$) au prix du marché de gros.

Le nouveau système introduit un prix plancher P_{min} et un prix plafond P_{max} pour les TWh nucléaires achetés pas les alternatifs. On note Q_2 le volume de nucléaire vendu à un prix supérieur au prix plafond et Q_3 le volume vendu à un prix inférieur au prix plancher.

Système de l’ARENH en vigueur

$$C_a = P'Q' + (Q_1 - Q')P^*$$

Système nouveau du corridor

$$C_n = P^*Q_1 - (P^* - P_{max})Q_2 + (P_{min} - P^*)Q_3$$

$$C_n = P^*(Q_1 - Q_2 - Q_3) + P_{max}Q_2 + P_{min}Q_3$$

Soit :

- $P^*(Q_1 - Q_2 - Q_3)$: le coût de la quantité de TWh achetée au prix du marché
- $P_{max}Q_2$: le coût de la quantité de TWh achetée au prix plafond
- $P_{min}Q_3$: le coût de la quantité de TWh achetée au prix plancher

Ainsi les alternatifs :

- Reçoivent $(P^* - P_{max})Q_2$
- versent $(P_{min} - P^*)Q_3$
- le bilan net des subventions-restitutions c’est la différence entre ce qu’ils reçoivent et ce qu’ils versent

Le nouveau système est préférable à l’ancien pour les alternatifs si :

$$C_a > C_n \Leftrightarrow [P'Q' + (Q_1 - Q')P^*] > [P^*(Q_1 - Q_2 - Q_3) + P_{max}Q_2 + P_{min}Q_3]$$

Annexe 2 – Synthèse des coûts comparés des deux systèmes

Table 3a – Coûts moyens relatifs dans le scénario « Référence » base 39,5 €/MWh (en Millions d'€)

	42	43	44	45	46	47	48	49	50
36	-324	-273	-226	-183	-143	-107	-74	-44	-17
37	-268	-217	-170	-127	-87	-51	-18	12	39
38	-206	-156	-109	-66	-26	10	43	73	100
39	-141	-90	-43	0	40	76	109	139	166
40	-70	-19	28	71	111	147	180	210	237
41	5	56	103	146	185	221	254	284	312
42		135	182	225	264	301	334	364	391
43			264	307	347	383	416	446	473
44				393	433	469	502	532	559
45					523	559	592	622	649

Table 3b – Coûts moyens relatifs dans le scénario « Historique » base 42 €/MWh (en Millions d'€)

	42	43	44	45	46	47	48	49	50
36	-355	-299	-248	-202	-159	-119	-82	-48	-17
37	-309	-254	-203	-156	-113	-73	-36	-3	29
38	-258	-203	-152	-105	-62	-22	14	48	79
39	-202	-146	-95	-48	-5	34	71	105	136
40	-140	-84	-33	14	57	96	133	167	198
41	-73	-17	34	81	124	164	200	234	265
42		56	107	153	196	236	273	306	338
43			184	230	273	313	350	384	415
44				313	356	395	432	466	497
45					442	481	518	552	583

Table 3c – Coûts moyens relatif dans le scénario « Historique » base 45 €/MWh (en Millions d'€)

	42	43	44	45	46	47	48	49	50
36	-374	-304	-239	-178	-122	-71	-24	20	61
37	-339	-269	-204	-144	-88	-36	11	55	95
38	-300	-230	-165	-105	-49	3	50	94	134
39	-257	-187	-122	-61	-6	46	93	137	178
40	-209	-139	-74	-14	42	93	141	185	225
41	-157	-87	-22	39	95	146	193	237	278
42		-29	36	97	152	204	251	295	336
43			99	159	215	267	314	358	399
44				227	283	335	382	426	466
45					356	407	455	498	539

Note : Ces tableaux donnent le coût estimé pour les alternatifs d'un système de corridor comparé au système de l'ARENH (Prix de 42 €/MWh, Plafond de 100 TWh). Les valeurs en ligne indiquent le niveau du prix plancher, celles en colonne celui du prix plafond. La diagonale en gras représente les corridors de prix avec un écart de 6€/MWh entre les deux bornes. Un chiffre négatif (vert) signifie que le corridor est relativement moins coûteux que le système actuel de l'ARENH et réciproquement pour les valeurs positives (jaunes).

POLICY BRIEF

DERNIÈRES PARUTIONS

The road to greater EU climate ambition Aligning the carbon market and the market stability reserve with medium to long term climate targets N°2020-01

Simon QUEMIN, Raphaël TROTIGNON

Taxe carbone : comment sortir de la « crise socio-climatique » ? N°2019-01

Anthony RUIZ

Projet de loi de finances 2019 : Taxe carbone, l'heure de vérité N°2018-04

Christian de PERTHUIS, Anouk FAURE

European carbon market : impacts of the reform and the stability reserve until 2030 N°2018-03

Simon QUEMIN, Raphaël TROTIGNON

La co-combustion de bois dans les centrales charbon aux États-Unis : Un moyen détourné de prolonger l'usage du charbon ? N°2018-02

Vincent BERTRAND

The 2018 Finance Bill: Towards a Swedish-style carbon tax? N°2018-01

Christian de PERTHUIS, Anouk FAURE

Climate Policy in the new US Administration N°2017-02

Jonathan B. WIENER

The Winter Package: are its objectives always consistent? N°2017-01

Anna CRETI, Jacques PERCEBOIS, Boris SOLIER

Directeur des publications Policy Briefs : Raphaël Trotignon

Les opinions exprimées dans ces documents par les auteurs nommés sont uniquement la responsabilité de ces auteurs.

Ils assument l'entière responsabilité de toute erreur ou omission.

La Chaire Économie du Climat est une initiative de l'Université Paris Dauphine, de la CDC, de Total et d'EDF, sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance.