



**HAL**  
open science

## La régulation du prix de l'énergie nucléaire en France : de l'ARENH au “ corridor ”

Jacques Percebois, Boris Solier

► **To cite this version:**

Jacques Percebois, Boris Solier. La régulation du prix de l'énergie nucléaire en France : de l'ARENH au “ corridor ”. 2020. hal-02942109

**HAL Id: hal-02942109**

**<https://hal.umontpellier.fr/hal-02942109>**

Preprint submitted on 17 Sep 2020

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# La régulation du prix de l'énergie nucléaire en France : de l'ARENH au « corridor »

Jacques Percebois\* et Boris Solier\*

*Document de travail, septembre 2020*

L'ouverture à la concurrence dans le secteur européen de l'électricité, qui a réellement commencé dans les années 2000, exigeait que deux conditions fussent remplies : l'absence de « barrières à l'entrée » dans la branche, d'une part, la lutte contre les stratégies « d'abus de position dominante » d'autre part.

En France la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et l'Autorité de la Concurrence ont en charge de vérifier que les trois principaux cas « d'abus de position dominante » que sont la collusion, la prédation et la forclusion, ne s'observent pas malgré le poids élevé de l'opérateur historique EDF au niveau de la fourniture de l'électricité. La séparation des activités de réseaux et des activités de fourniture en est une des garanties. Les monopoles naturels RTE et Enedis, en charge respectivement du transport et de la distribution de l'électricité, sont régulés et les péages d'accès aux réseaux fixés par la CRE, ce qui en principe évite tout risque de forclusion. Au niveau de la fourniture la question est plus complexe d'abord parce qu'il existe encore des tarifs réglementés de vente (TRV) pour les petits consommateurs finals, ensuite par ce que la part de marché d'EDF demeure très élevée comme le montre le calcul des indices de concentration *HHI* (Hirschmann-Herfindahl Index), même si cette part de marché se réduit au fil du temps avec l'augmentation de celle des fournisseurs alternatifs.

La part très élevée du nucléaire dans la production française d'électricité (75% en 2000 et 71% encore en 2020) constituait une « barrière à l'entrée » pour les « entrants » dans les années 2005 dans la mesure où ce nucléaire était largement amorti, ce qui procurait à EDF un avantage acquis (« stranded benefit ») en termes de coût d'autant qu'à l'époque le coût de production du kWh thermique avait tendance à s'accroître avec l'envolée des prix du pétrole et du gaz (le pétrole dépassera 100 \$ le baril en 2008). La rétrocession de capacités nucléaires était impossible dans la mesure où la loi française dispose que seule EDF peut exploiter des centrales nucléaires en France. Le recours au mécanisme des VPP (Virtual Power Plants) n'était pas non plus une solution puisque l'électricité rétrocédée via ce mécanisme aurait été vendue à un prix proche du prix de gros, ce qui n'aurait pas amélioré la position des « entrants ». La Commission Champsaur créée en 2008 (et qui remettra un rapport en 2009) pour proposer une alternative, a finalement opté pour une rétrocession d'une partie du nucléaire mais à un prix régulé. C'est le mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique) qui permet aux « entrants » d'acquérir du nucléaire à un prix inférieur au prix du marché.

---

\* ART-DEV, Université de Montpellier, Avenue Raymond Dugrand CS 79606, 34960, Montpellier Cedex 2  
Adresses email : [Jacques.percebois@umontpellier.fr](mailto:Jacques.percebois@umontpellier.fr); [boris.solier@umontpellier.fr](mailto:boris.solier@umontpellier.fr)

Mais ce mécanisme de l'ARENH, qui consiste depuis 2011 à autoriser les fournisseurs alternatifs à acquérir 100 TWh d'électricité nucléaire au prix régulé de 42 euros le MWh (soit environ 25% de la production d'électricité nucléaire à l'époque), est aujourd'hui contesté. Les fournisseurs alternatifs souhaitent relever le plafond de l'ARENH à 150 TWh, ce que préconise également la CRE en l'attente d'une réforme en profondeur du dispositif<sup>1</sup>. Le législateur est d'ailleurs favorable au principe, tandis qu'EDF demande que le prix de l'ARENH soit revalorisé bien au-delà de son niveau actuel de 42 euros/MWh.

La finalité de l'ARENH est double : permettre aux fournisseurs de concurrencer l'opérateur historique, d'une part, éviter que le prix du kWh payé par le consommateur final soit en grande partie déterminé par un prix de gros dépendant du coût des énergies fossiles importées alors que le parc électrique français est largement décarboné, d'autre part. Il y a d'ailleurs un paradoxe à vouloir éviter cette dépendance et à chercher en même temps à réduire la part du nucléaire dans le mix électrique français à l'horizon 2035 (50% au lieu de 71% en 2019 selon la PPE). Certes le complément ne sera pas nécessairement thermique mais la volatilité des renouvelables risque d'accentuer le recours aux importations d'électricité tant qu'un stockage à grande échelle n'est pas rentable.

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 de nucléaire et les fournisseurs alternatifs lorsque le prix du marché se situe au-dessous d'un prix plancher ou au-dessus d'un prix plafond.

Cette réforme est subordonnée, pour la Commission européenne du moins, à une modification de la structure d'EDF. C'est le plan HERCULE qui vise à scinder EDF en deux : « EDF bleu », une entreprise totalement publique en charge du nucléaire (comprenant sans doute RTE) et « EDF vert » qui regrouperait les autres activités (dont la fourniture d'électricité et le distributeur Enedis), dont le capital pourrait être partiellement ouvert. L'objet de cet article est de rappeler l'évolution du mécanisme de l'ARENH, d'en expliquer les critiques et les faiblesses ; c'est ensuite d'analyser le nouveau mécanisme proposé par la CRE, d'en mesurer les conséquences pour les opérateurs comme pour le consommateur final ; c'est enfin de suggérer quelques recommandations.

---

<sup>1</sup> <https://www.cre.fr/Actualites/la-cre-considere-que-une-reforme-de-l-arenh-est-souhaitable>

## 1. L'ARENH : une « écluse » pour supprimer une rente

### 1.1. Le principe

Imaginé par la Commission Champsaur en 2009<sup>2</sup>, l'ARENH 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. Cette rente a la nature d'une rente de rareté liée à des investissements réalisés avant l'ouverture à la concurrence. Le prix de revient moyen du MWh produit par une centrale nucléaire largement amortie (ce qui est le cas des 56 réacteurs actuellement en fonctionnement en France depuis l'arrêt courant 2020 des deux réacteurs de Fessenheim) 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 » fonction du portefeuille de clients dont disposent les « entrants » : 100 TWh sur les 400 TWh nucléaires (soit 25% environ de la production nucléaire annuelle de l'époque), ceci jusqu'en 2025. Suite aux recommandations de la seconde Commission Champsaur<sup>3</sup>, le prix fut fixé par

---

<sup>2</sup> 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.

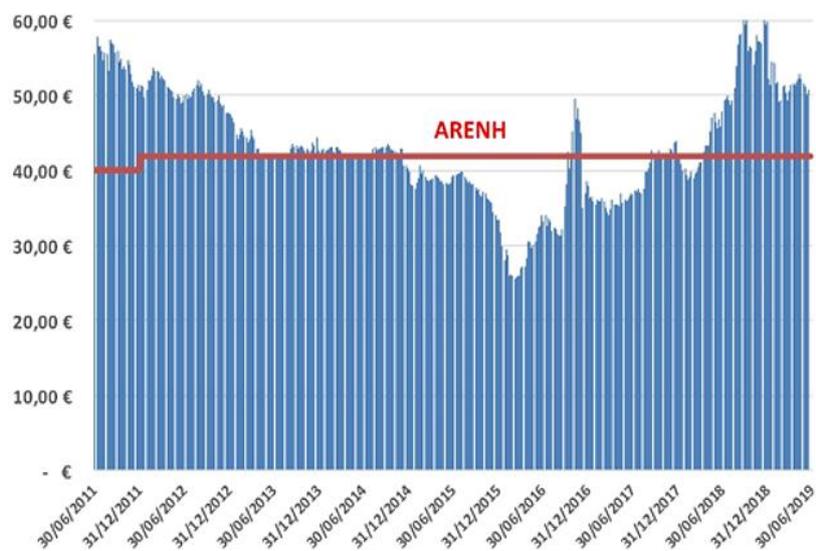
[https://archives.entreprises.gouv.fr/2012/www.industrie.gouv.fr/pdf/rapport\\_champsaur.pdf](https://archives.entreprises.gouv.fr/2012/www.industrie.gouv.fr/pdf/rapport_champsaur.pdf)

<sup>3</sup> Le rapport de la Commission « Champsaur 2 », remis au mois d'avril 2011, n'a pas été rendu public.

les pouvoirs publics à 40 euros par MWh pour les six derniers mois de 2011 et à 42 euros à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012, chiffre toujours en vigueur à mi-2020.

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 2016<sup>4</sup>. 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 pour 2019 a dépassé pour la première fois le plafond des 100 TWh (133 TWh) et il a fallu réduire les prétentions de chacun des alternatifs en utilisant la technique du prorata. Ce fut le cas aussi pour 2020 lors des souscriptions faites fin 2019 (147 TWh). Les entrants anticipaient à cette époque une hausse du prix de gros de l'électricité en raison de la hausse attendue du prix du pétrole, de la forte hausse déjà constatée du prix du

<sup>4</sup> 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>

quota de CO<sub>2</sub>, 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. La crise sanitaire début 2020 va bouleverser la donne et introduire un nouveau contentieux entre EDF et certains de ses concurrents.

## 1.2. La demande de suspension pour cas de *force majeure*

La crise du Covid-19 a fait s’écrouler le prix de l’électricité sur le marché de gros du fait de la chute de la demande d’électricité liée à la chute de l’activité économique lors du confinement<sup>5</sup>. Certains alternatifs qui fin 2019 avaient anticipé une augmentation de prix sur le marché de gros, ont invoqué la clause de *force majeure* pour ne pas respecter le contrat signé alors. La CRE a contesté cette demande et le Conseil d’Etat a donné raison à la CRE. Mais sur la base de dispositions spécifiques de l’article 10 du contrat-cadre qui lie les alternatifs à EDF, le tribunal de commerce de Paris, a donné raison aux alternatifs qui l’ont saisi en référé le 27 mars (notamment TDE, Total-Direct Energie, et l’AFIEG). EDF a fait appel mais la Cour d’Appel a confirmé le 28 juillet 2020 la décision du Tribunal de Commerce.

On notera que le guichet de mai 2020 permettant aux fournisseurs alternatifs de souscrire des volumes d’ARENH pour la période de livraison allant du 1<sup>er</sup> juillet 2020 au 30 juin 2021 n’a donné lieu à aucune demande, ce qui n’est guère surprenant. Il faudra attendre le prochain guichet de novembre 2020 pour voir si de nouvelles demandes d’ARENH se manifestent. Tout dépendra des anticipations de prix des demandeurs potentiels. S’ils anticipent une augmentation du prix spot en 2021 beaucoup chercheront à souscrire des volumes d’ARENH.

Les prix de l’électricité sur le marché de gros ont oscillé en moyenne entre 10 et 30 euros le MWh entre mi-mars et juillet 2020 en raison de la chute brutale de la demande d’électricité liée à la crise sanitaire. Ces prix sont même parfois négatifs comme ce fut le cas par exemple pour le prix négocié le dimanche 31 mai à 15h (-40,8 euros par MWh). Ils sont légèrement remontés courant août 2020.

L’ordonnance du tribunal de commerce de Paris a été rendue publique le 20 mai et elle ordonne à EDF la suspension de l’accord-cadre qui lie l’entreprise à TDE. L’interruption des livraisons d’électricité au titre de l’ARENH n’intervient toutefois qu’à hauteur de la baisse de la consommation du portefeuille de consommateurs finals détenu par TDE. Une proportion élevée des clients de TDE n’a pas acheté le volume d’électricité négocié du fait du confinement décidé par les pouvoirs publics.

Comme l’électricité ne se stocke pas, TDE a dû revendre à perte sur le marché de gros les volumes d’électricité ARENH négociés et non acquis par ses clients. Une modélisation très simple permet de comprendre la portée de la décision.

---

<sup>5</sup> Percebois, J. et Solier, B. (2020). « Coronavirus : les conséquences sur le marché de l’électricité ». The Conversation, mars 2020. <https://theconversation.com/coronavirus-les-consequences-sur-le-marche-de-lelectricite-134447>

Posons  $Q_1$  le volume d'ARENH négocié par TDE,  $Q_2$  le volume d'ARENH réellement vendu par TDE sur la période,  $p_a$  le prix de l'ARENH et  $p_1$  le prix spot de l'électricité.

TDE a payé  $Q_1 p_a$  à EDF mais n'a vendu que  $Q_2 p_1$ . La logique de cette « option gratuite » que constitue l'ARENH est que TDE supporte le différentiel  $Q_2(p_a - p_1)$  : c'est le risque « marché » de tout contrat de ce type. Ce que demande le tribunal c'est que TDE soit remboursé non pas du montant  $(Q_1 - Q_2)p_a$  mais du montant  $(Q_1 - Q_2)(p_a - p_1)$ , cette électricité non vendue aux clients ayant été écoulee au prix du marché de gros. En d'autres termes l'entreprise TDE doit supporter le risque « prix » pour les volumes vendus mais pas le risque « volume » lié à la chute de la consommation de ses clients suite à la crise sanitaire. Le tribunal considère que TDE a été amené à prendre livraison des quantités d'ARENH commandées soit  $Q_1$  et a été obligé de vendre à perte sur le marché de gros ce que l'entreprise n'a pas pu vendre à ses clients soit le volume  $(Q_1 - Q_2)$ . La perte unitaire de TDE est égale à  $(p_a - p_1)$ .

Notons que le risque « prix »  $Q_2(p_a - p_1)$  est peut-être hypothétique et non avéré dans la mesure où beaucoup de fournisseurs vendent leur électricité sur la base d'un prix à terme ou d'un prix fixe qui peut être supérieur au prix du marché spot. Cela pose la question de savoir quelle est la pertinence du prix de gros comme critère d'évaluation des gains et pertes des deux parties. La perte subie par TDE sur le volume vendu  $Q_2$  est peut-être inférieure à ce montant si le prix unitaire réellement négocié par TDE est supérieur à  $p_1$ .

L'argumentation du tribunal de commerce, qui se prononce en droit plus qu'en opportunité, s'appuie principalement sur une disposition très spécifique du contrat-cadre, celle de l'article 10 qui dispose que la *force majeure* s'applique de plein droit si l'on est face à une « impossibilité de l'exécution des obligations dans des conditions économiques raisonnables ». La force majeure rappelons-le requiert en général trois conditions : imprévisibilité, indépendance et irrésistibilité. Personne ne conteste l'indépendance (TDE n'est pas responsable de la décision du confinement qui est une décision de l'Etat) ou l'irrésistibilité (TDE ne pouvait pas obliger ses clients à consommer et n'a pas les moyens de stocker l'électricité non achetée ; il fallait donc la vendre à perte). On peut en revanche discuter l'imprévisibilité : la logique du marché de l'électricité fait que le prix est très volatil, beaucoup plus que ce que l'on peut observer pour les autres matières premières, y compris le pétrole. Ce prix a déjà été négatif de nombreuses fois dans le passé. L'article 10 du contrat tel qu'il est rédigé a indiscutablement servi de fondement à la décision du tribunal car il s'écarte de la conception traditionnelle de la *force majeure*.

C'est la dénomination libérale « conditions économiques raisonnables » qui mérite d'être analysée ici avec attention. Le marché de gros de l'électricité fonctionne-t-il toujours dans des conditions économiques « raisonnables » sachant que les prix ont historiquement fluctué entre +2000 et -500 euros par MWh depuis 2009 ? Observons d'abord que ce terme « raisonnable » n'est guère précisé et qu'il peut donc donner lieu à interprétations divergentes. Lorsque récemment faute de pouvoir écouler ou stocker le pétrole qu'ils avaient acheté à terme, certains opérateurs américains ont dû le revendre à un prix négatif, ce n'était pas « raisonnable » non plus et pourtant il ne semble pas que les perdants aient invoqué la clause « Act of God ».

Si cette approche de « conditions économiques raisonnables » fait jurisprudence il est à craindre que de nombreux procès auront lieu dans le futur. Un prix de 42 euros pour le MWh nucléaire « ARENH » et qui n'a pas été revalorisé depuis 2012 doit-il être considéré comme fixé selon des conditions économiques « raisonnables » aujourd'hui ? Notons qu'EDF comme les alternatifs a dû faire face à la chute de la consommation d'électricité et ne profite d'aucun « effet d'aubaine » ou de « windfall profits » en vendant le MWh nucléaire à 42 euros. Il serait judicieux de préciser que les alternatifs ne devraient pas pouvoir se prévaloir de cette clause de *force majeure* si les conditions exceptionnelles invoquées ont un impact sur les deux parties (EDF comme les alternatifs). C'est seulement en cas d'asymétrie manifeste entre les alternatifs et l'opérateur historique que la clause devrait s'appliquer, par exemple si les alternatifs sont pénalisés par les circonstances sans qu'EDF le soit ou le soit au même degré. L'existence d'une réciprocité des situations des deux parties face à la crise, les deux étant pénalisées au même degré avec la chute des prix, devrait enlever toute portée à la clause de *force majeure*. Les choses seraient différentes si l'une des parties était lésée sans que l'autre le soit.

La question de fond est de savoir si, de façon automatique, la clause de *force majeure* s'applique à chaque fois que les conditions économiques « raisonnables » ne sont plus remplies. Si tel est le cas, cela signifierait que l'on passerait d'une conception restrictive à une conception extensive de la *force majeure*.

## 2. Le projet de réforme de l'ARENH

Une controverse s'est développée depuis quelques mois sur la nécessité de maintenir ou non l'ARENH ou de modifier ce mécanisme<sup>6</sup>. 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'élevait fin 2019 à 77,6% pour EDF et les entreprises locales de distribution, et à 54,2% chez les clients non résidentiels)<sup>7</sup>. C'est au législateur de trancher puisque le mécanisme a été créé par une loi.
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

---

<sup>6</sup> 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>

<sup>7</sup> Commission de Régulation de l'énergie (2019). *Observatoire des marchés de détail du 3<sup>e</sup> trimestre 2019*. <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Observatoire-des-marches/observatoire-des-marches-de-detail-du-3e-trimestre-2019>

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'Energie (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 GAFAs dont le chiffre d'affaires est bien supérieur à celui d'EDF?

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. Certains évoquent alors le chiffre 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. Avec un *premium* l'ARENH deviendrait une option de droit commun.
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 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. Dans ce cas tout le nucléaire devrait être régulé comme c'est le cas avec les réseaux : la CRE pourrait déterminer le niveau de la BAR (base d'actifs régulés) et lui appliquer un taux de rendement normatif pour connaître le prix régulé auquel le MWh nucléaire devrait être vendu à tous les fournisseurs.

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 un prix régulé à déterminer.

## 2.1. Le projet en discussion

Selon le nouveau projet<sup>8</sup>, 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

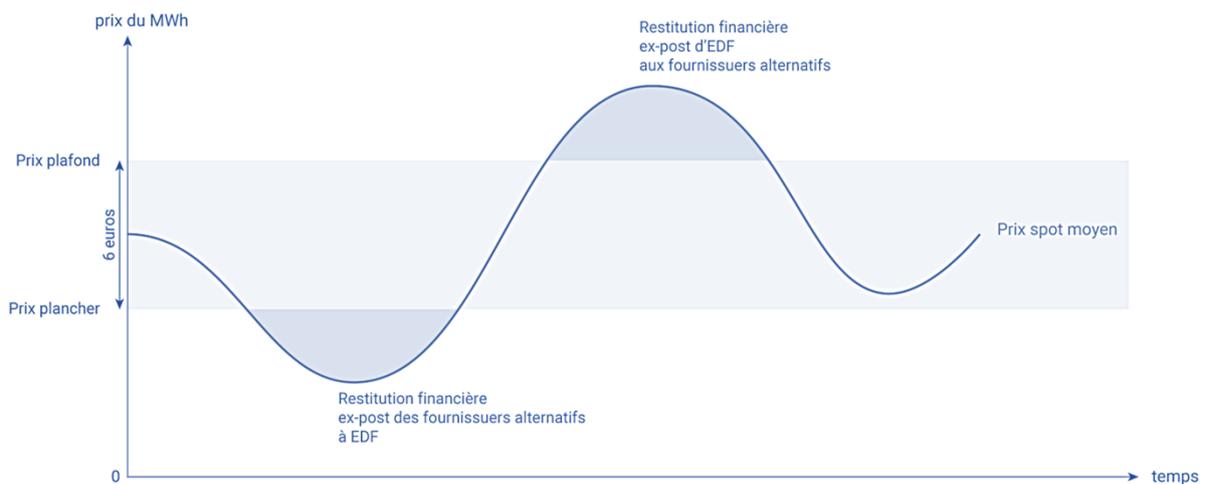
---

<sup>8</sup> Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (2020). « Nouvelle régulation économique du nucléaire existant ». Document de consultation. [https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/190801\\_consultation%20-%C3%A9gulation%20-%C3%A9co%20nucl%C3%A9aire.pdf](https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/190801_consultation%20-%C3%A9gulation%20-%C3%A9co%20nucl%C3%A9aire.pdf)

fournisseur donc son client devrait, *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-producteur 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 de gros 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 de gros est inférieur au prix-plancher, ce sont les fournisseurs alternatifs qui cette fois devront verser la différence à EDF<sup>9</sup>.

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



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

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-fournisseur 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.

<sup>9</sup> Percebois, J. (2019). « Quand l'ARENH devient « serpent ». *Connaissance des énergies*, Janvier 2020. <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/quand-larenh-devient-serpent>

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 mais il ne faut pas perdre de vue que l'hydraulique représente encore 12% en moyenne de la production française d'électricité, ce qui est loin d'être négligeable. La Commission Champsaur avait déjà soulevé la question en 2009 mais la réponse des pouvoirs publics avait été à l'époque que la mise aux enchères imminente des concessions hydrauliques devait régler la question. Cette mise aux enchères n'a pas encore été faite.

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, puisque l'on peut trouver beaucoup d'électricité à un prix inférieur au prix-plancher du nucléaire, 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. Encore faut-il que les prix de gros soient de bons révélateurs des coûts de production, ce qui n'est pas le cas avec l'électricité qui bénéficie de subventions.

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.

## 2.2. Modélisation du système proposé

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

référence<sup>10</sup>. 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'année<sup>11</sup>.

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. Ils achètent à chaque heure l'équivalent de  $1/8760$  de la quantité d'électricité nucléaire demandée. Il n'y a donc pas de comportement stratégique cherchant par exemple à acquérir une quantité plus grande d'ARENH lorsque les prix de gros s'envolent ou une quantité plus faible lorsque ces prix sont déprimés. 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  $P_h^*$ .

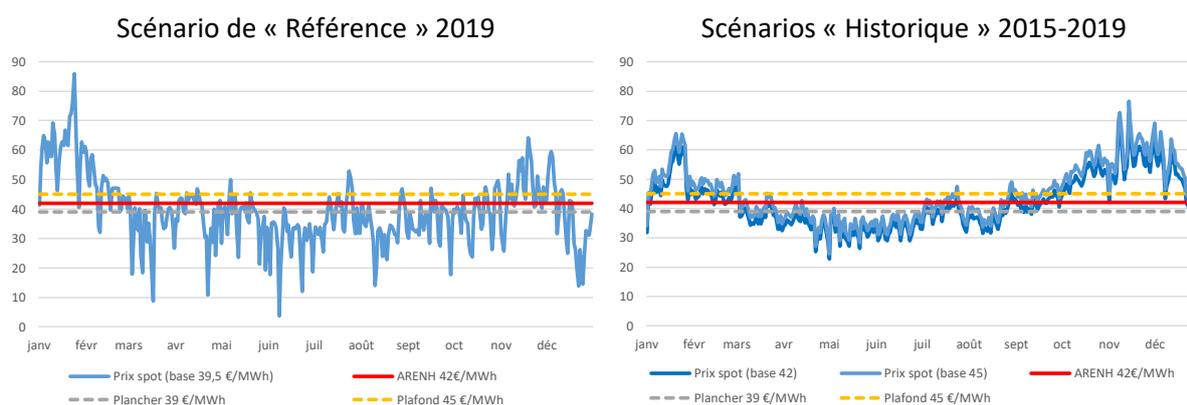
Nous considérons différents scénarios d'évolution du prix de l'électricité sur les marchés de gros. Dans le scénario de « référence », le prix de l'électricité correspond au prix d'équilibre des enchères à J+1 sur le marché français réalisées au cours des 8760 heures de l'année 2019. Ce prix était de 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 rehaussés 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.

<sup>10</sup> Se référer à l'Annexe 1 pour une présentation détaillée de la méthodologie de calcul des coûts d'approvisionnement supportés par les fournisseurs alternatifs.

<sup>11</sup> En reprenant les notations de l'Annexe 1, le volume du 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.

### 2.3. Un système de « corridor » 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 consultation<sup>12</sup>.

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.

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.

<sup>12</sup> Se référer à l'Annexe 2 pour une synthèse des résultats obtenus à partir de différentes combinaisons de prix plancher et de prix plafond.

**Table 1a – Coûts totaux 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

**Table 1b – Coûts moyens comparés des systèmes de l'ARENH (100 TWh) et du corridor (€/MWh)**

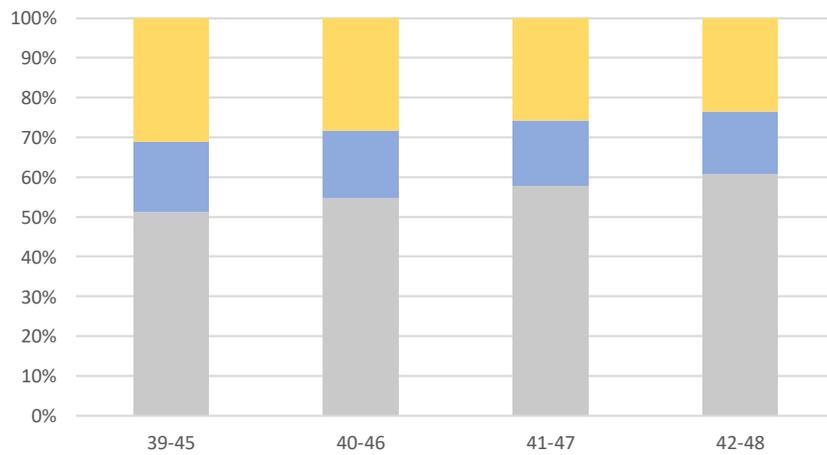
	Référence 2019 (base 39,5€/MWh)	Historique 2015-2019 (base 42€/MWh)
ARENH 42	41,4	42,0
Corridor 39-45	41,4	41,6
Corridor 40-46	42,2	42,4
Corridor 41-47	43,0	43,2
Corridor 42-48	43,9	44,1
100% marché	39,5	42,0

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).

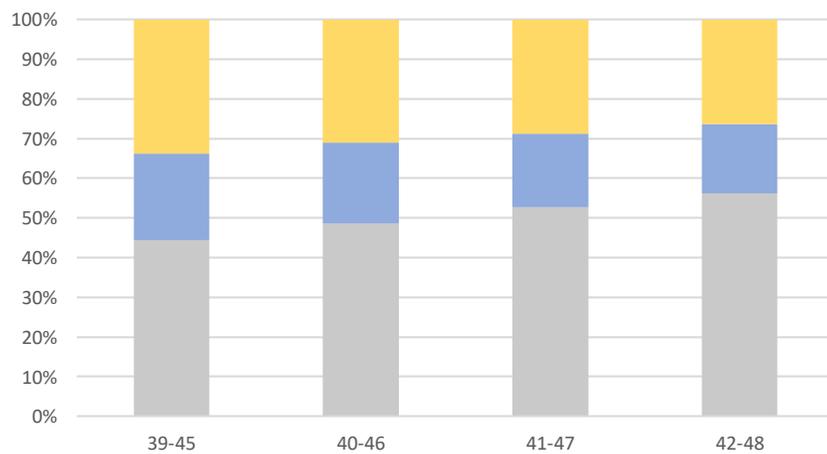
#### 2.4. La largeur du « corridor » est-elle suffisante ?

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 %.

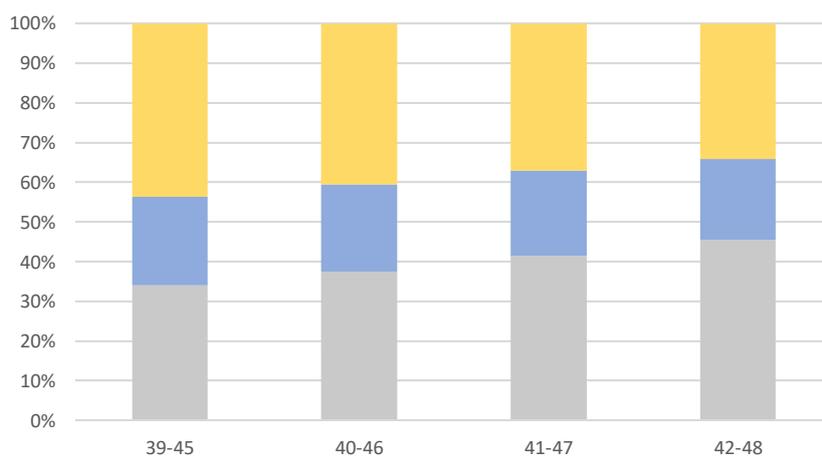
**Figure 4a – Répartition des volumes achetés dans le scénario « Référence » (base 39,5 €/MWh)**



**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)

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.

### 3. Le choix entre le « corridor » et une revalorisation du prix de l’ARENH

Fin 2019, les demandes d’ARENH des fournisseurs alternatifs pour l’année 2020 ont totalisé un volume proche de 150 TWh (147), 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 2a – Coûts totaux 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

**Table 2b – Coûts moyens comparés des systèmes de l'ARENH (150 TWh) et du corridor (€/MWh)**

	Référence 2019 (base 39,5€/MWh)	Historique 2015-2019 (base 42€/MWh)	Historique 2015-2019 (base 45€/MWh)
ARENH 42	42,0	42,0	42,0
ARENH 44	44,0	44,0	44,0
ARENH 46	46,0	46,0	46,0
Corridor 39-45	41,4	41,6	42,3
Corridor 40-46	42,2	42,4	43,1
Corridor 41-47	43,0	43,2	43,8
Corridor 42-48	43,9	44,1	44,6
100% marché	39,5	42,0	45,0

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 regarder également 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.

#### **4. Recommandations**

Au terme de l'étude nous pouvons faire les recommandations suivantes :

- 1) Revoir les conditions de la *force majeure* si l'on maintient le mécanisme de l'ARENH. La *force majeure* est généralement interprétée de façon restrictive par les tribunaux et cette conception doit continuer à prévaloir. Une des deux parties peut invoquer la *force majeure* dans le cas où elle est dans l'impossibilité absolue de respecter son contrat (on cite généralement le cas de conflit armé, d'inondation, d'insurrection). C'est la théorie des 3 « i » : indépendance, irrésistibilité, imprévisibilité. Invoquer seulement l'apparition de conditions économiques qui ne sont plus « raisonnables » ne saurait justifier en soi de faire jouer une telle clause car ce serait ouvrir la voie à un énorme contentieux. Il faut également que les deux parties au contrat ne soient

pas lésées au même degré par le fait générateur qui préside à la décision de l'une des parties de faire jouer cette clause.

- 2) Accroître le prix de l'ARENH si le volume passe de 100 à 150 TWh ou plus (dans le cas où l'on maintient le mécanisme de l'ARENH). Le prix auquel le nucléaire historique est vendu n'a pas été revalorisé depuis 2012. Certes les prix du marché de gros ont chuté mais ils sont devenus très volatils. Dans le même temps les coûts de la maintenance et de la sûreté du parc nucléaire ont plutôt eu tendance à s'accroître. Les coûts anticipés de prolongation de la durée de vie des centrales qui ne seront pas arrêtées (le « grand carénage ») sont en nette augmentation. Certes le prix de l'ARENH n'a pas pour objet de financer le nouveau nucléaire (des solutions ad hoc doivent être retenues comme les *contrats pour différence* par exemple) mais il doit permettre de financer les investissements de prolongation du parc comme cela est rappelé dans le Rapport Champsaur et dans la Loi NOME.
- 3) Si l'on opte pour un mécanisme de *corridor* il importe de bien sélectionner au départ le niveau du prix-plancher et celui du prix-plafond et de prévoir les conditions d'ajustement périodique de ces prix régulés. Il faut mener une étude empirique pour comparer le mécanisme du *corridor* au système d'un ARENH revisité pour voir qui est gagnant et qui est perdant au vu des divers scénarii de prix *spot*. Dans tous les cas il apparaît qu'une marge de 6 euros pour ce corridor est insuffisante au vu de la volatilité des prix de gros. Cet écart entre le prix-plancher et le prix plafond devrait être de l'ordre de 12 à 15 euros en valeur moyenne.

## 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  $42 \times 10^6$  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 totaux 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	<b>-217</b>	-170	-127	-87	-51	-18	12	39
38	-206	-156	<b>-109</b>	-66	-26	10	43	73	100
39	-141	-90	-43	<b>0</b>	40	76	109	139	166
40	-70	-19	28	71	<b>111</b>	147	180	210	237
41	5	56	103	146	185	<b>221</b>	254	284	312
42		135	182	225	264	301	<b>334</b>	364	391
43			264	307	347	383	416	<b>446</b>	473
44				393	433	469	502	532	<b>559</b>
45					523	559	592	622	649

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

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

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

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