

ne ser



MARCHE DE L'ELECTRICITE

Réviser la régulation pour mettre fin à
l'explosion des tarifs



mai 2021

UFC-QUE CHOISIR • Service des études • <http://www.quechoisir.org>

RESUME DE L'ETUDE

Le 1^{er} février 2021, l'évolution du tarif réglementé de vente de l'électricité (TRV) a en moyenne renchéri de 1,61 % la facture des consommateurs disposant d'une offre à prix réglementé. Cette hausse prolonge une longue série d'augmentations du TRV, qui depuis le début des années 2010 a entraîné une augmentation des factures d'électricité de l'ordre de 50 %, soit 4 fois plus que l'inflation sur la période (12,4 %). Concrètement, un ménage chauffé à l'électricité et ayant une consommation annuelle de 8 500 kWh en heures pleines/heures creuses aura vu passer sa facture passer de 1019 € en 2010 à 1522 € en 2020.

Bien que la fiscalité pesant sur l'électricité soit massive, l'étude de l'UFC-Que Choisir met en évidence que ce n'est pas son évolution qui constitue la principale explication de cette inflation galopante ; les prix hors taxes ont en effet augmenté de 40 % au cours des dix dernières années. De plus, alors que les frais liés au transport de l'électricité et ceux liés à l'activité de fourniture d'électricité participent à parts égales aux augmentations constatées depuis 2016, on se rend toutefois compte que sur une période plus récente, c'est principalement cette dernière activité qui pilote la hausse du TRV.

Notre étude permet de mettre en évidence les deux causes profondes de la hausse de la partie « énergie » du TRV : la façon même dont ce dernier est construit – qui en fait un prix plafond du marché – et la limitation du volume de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui est un dispositif permettant aux concurrents d'EDF de bénéficier d'une partie de la production nucléaire d'EDF. La hausse de la part de marché des fournisseurs alternatifs conjuguée à une situation de cherté sur le marché de gros font que ces causes profondes mettent les consommateurs dans un cercle vicieux de hausse des factures d'électricité.

Alors que l'actuelle régulation de l'accès au nucléaire doit prendre fin en 2025, ses limites montrent l'intérêt de penser le périmètre de celle qui doit lui succéder... d'autant plus que cette succession pourrait avoir lieu plus tôt que prévu. En effet, une refonte de l'organisation d'EDF, et de fait du marché de l'électricité dans son ensemble, est négociée dans une opacité déplorable, par le gouvernement, EDF et la Commission européenne, pour être mise en place bien en amont de 2025.

Au-delà du fait qu'il soit inacceptable que les consommateurs, pourtant les principaux intéressés par les discussions concernant le nouveau cadre d'un marché les affectant tous, soient tenus à l'écart des négociations, la première piste gouvernementale pour une nouvelle régulation du nucléaire analysée par l'UFC-Que Choisir engendre de nombreuses craintes.

C'est notamment le cas concernant la question du maintien d'un tarif réglementé de vente qui paraît plus menacé que jamais alors que sa présence sur le marché reste indispensable, que ce soit pour disposer d'une offre à marge dûment encadrée, ou encore pour constituer un pivot tarifaire permettant de limiter la jungle tarifaire du secteur grâce à une meilleure comparabilité des offres.

C'est encore le cas à propos des déterminants du futur tarif régulé d'accès au nucléaire, qui aujourd'hui avancent masqués alors que toute la transparence devrait être faite sur les coûts réels supportés par EDF. En effet, les consommateurs devraient être assurés que ce tarif n'aura jamais vocation à compenser, via une hausse des factures, les errements financiers d'EDF, notamment dans la construction de l'EPR de Flamanville dont le coût initial est déjà multiplié par 5 !

Compte tenu des constats dressés, l'UFC-Que Choisir demande au pouvoir exécutif un moratoire sur les discussions tripartites engagées par le gouvernement, EDF et la Commission européenne sur la nouvelle régulation du nucléaire et la mise en place d'un

débat public sur le devenir de cette régulation, sur la base d'une transparence sur les coûts réellement supportés par EDF pour produire son électricité d'origine nucléaire.

Dans ce cadre, l'UFC-Que Choisir défendra :

- Le maintien d'une régulation de l'accès à l'énergie d'origine nucléaire produite par EDF à un tarif reflétant les coûts réels de production du nucléaire et excluant toute prise en compte des coûts en lien avec les dérives financières liées à l'EPR de Flamanville ;
- Le maintien d'un tarif réglementé de vente de l'électricité, ce tarif devant être orienté vers les coûts de fourniture réellement supportés par EDF.

Enfin, dans l'attente de la mise en place d'une nouvelle régulation de l'accès au nucléaire, l'UFC-Que Choisir demande au gouvernement un dé plafonnement immédiat des volumes d'ARENH accessibles par les fournisseurs alternatifs, pour mettre un coup d'arrêt à la spirale inflationniste actuelle.



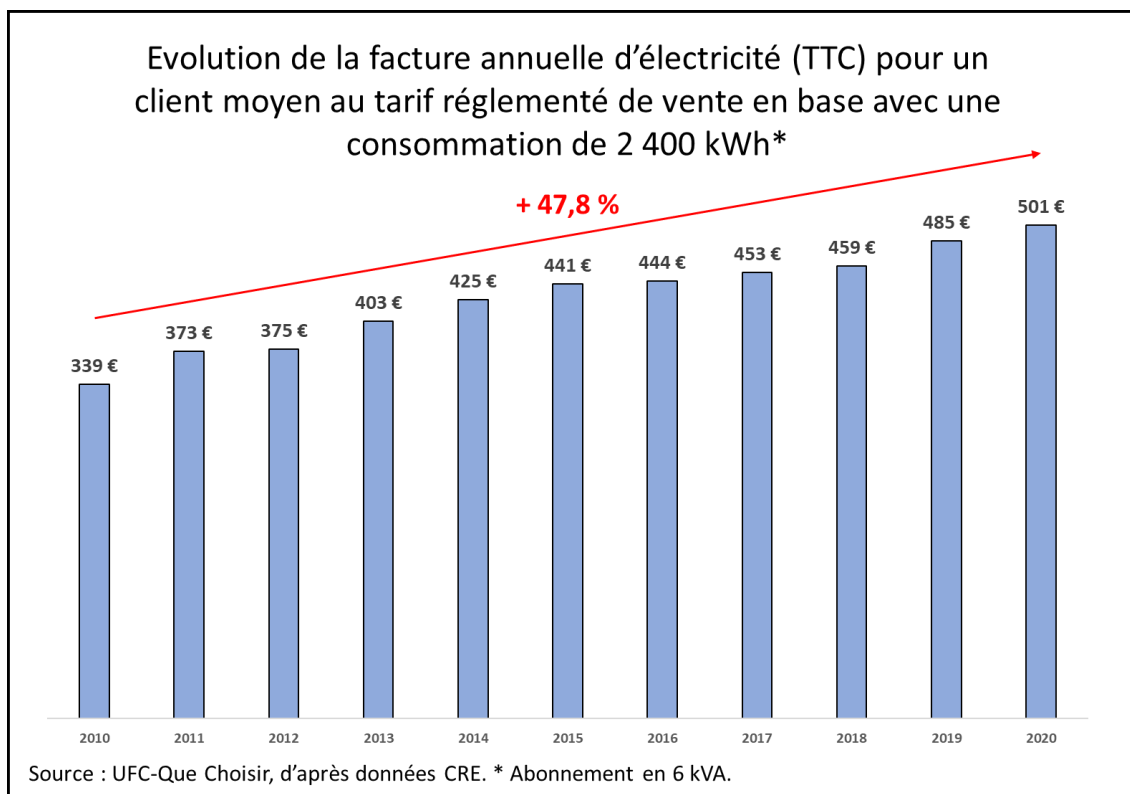
TABLE DES MATIERES

RESUME DE L'ETUDE.....	1
TABLE DES MATIERES.....	4
I. L'INFLATION GALOPANTE DU PRIX DE L'ELECTRICITE.....	5
1. L'électricité constitue un poste de dépense toujours plus important pour les consommateurs	5
2. Une hausse portée par les prix hors taxes	6
3. Les coûts de transport et ceux liés à la fourniture participent à parts égales aux augmentations tarifaires	10
II. UNE REGULATION DU MARCHE PROPICE A LA HAUSSE DES TARIFS.....	11
1. L'ARENH : pivot de la régulation du marché	11
2. Les facteurs explicatifs des besoins en ARENH.....	11
3. Les fâcheuses conséquences de l'atteinte du plafond de l'ARENH.....	14
4. Un unique plafond s'imposant aux particuliers et aux professionnels.....	16
5. Les consommateurs condamnés à s'inscrire dans un cercle vicieux d'augmentation des tarifs ?.....	18
III. DE NOMBREUSES INQUIETUDES SUR LA FUTURE REGULATION.....	21
1. Le projet de nouvelle régulation du nucléaire poussé par le gouvernement.....	21
2. Les points clés du projet de nouvelle régulation du nucléaire.....	23
3. La nouvelle régulation du nucléaire a vocation à se fondre dans la restructuration d'EDF.....	26
DEMANDES DE L'UFC-QUE CHOISIR	29

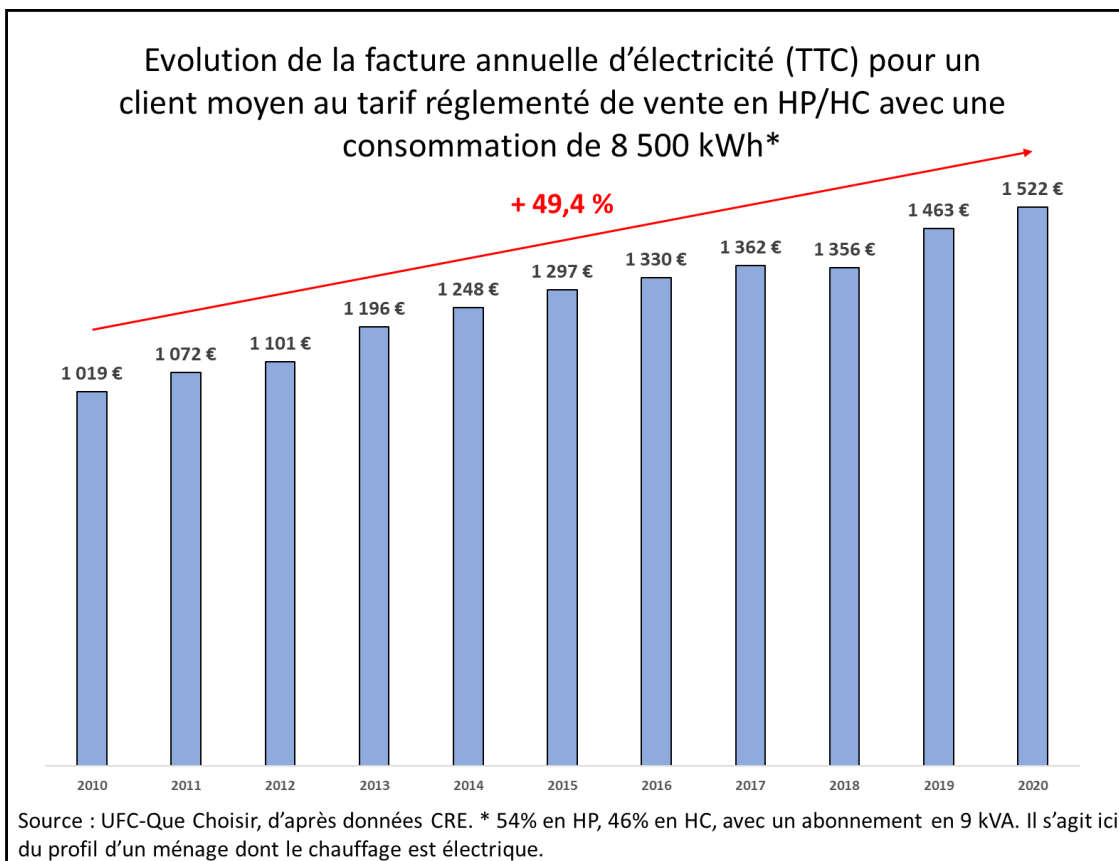
I. L'INFLATION GALOPANTE DU PRIX DE L'ELECTRICITE

1. L'électricité constitue un poste de dépense toujours plus important pour les consommateurs

Le 1^{er} février 2021, l'évolution du tarif réglementé de vente (TRV) de l'électricité a en moyenne renchéri de 1,61 % la facture des consommateurs disposant d'une offre à prix réglementé, et a mécaniquement provoqué une hausse des offres de marché indexées sur le TRV. Ce mouvement tarifaire prolonge une dynamique fortement haussière du coût de l'électricité pour les consommateurs.



Un client moyen au TRV en base avec une consommation de 2 400 kWh par an aura ainsi vu sa facture bondir de 47,8 % entre 2010 et 2020.



Pour un profil moyen en heures pleines/heures creuses (ci-après HP/HC) ayant une consommation annuelle de 8 500 kWh, la croissance de la facture sur 10 ans aura été encore plus importante (+ 49,4 %). Évidemment, l'impact sur le budget sera plus élevé ici que pour le profil précédent, compte tenu de sa consommation supérieure d'électricité. C'est ainsi qu'à consommation identique, un ménage ayant ce profil de consommation en HP/HC au TRV aura ainsi constaté en 2020 une facture d'électricité 503 € plus importante qu'en 2010.

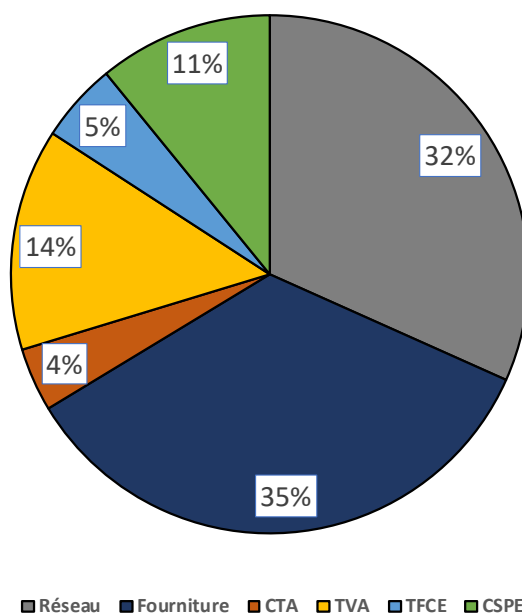
La lecture de ces deux graphiques, bien qu'ayant une valeur très concrète lorsqu'il s'agit de décrire la réalité à laquelle sont confrontés les consommateurs quant à leurs factures d'électricité, ne permet pas d'appréhender de manière optimale l'impact de l'organisation du marché de l'électricité – et de son évolution – sur les prix. Il pourrait être en effet argué qu'un élément majeur ayant dicté cette explosion des factures est l'augmentation massive de la fiscalité.

2. Une hausse portée par les prix hors taxes

a. La fiscalité représente un tiers de la facture d'électricité

La fiscalité qui pèse sur l'électricité est massive.

Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente au 30 septembre 2020



Source : CRE

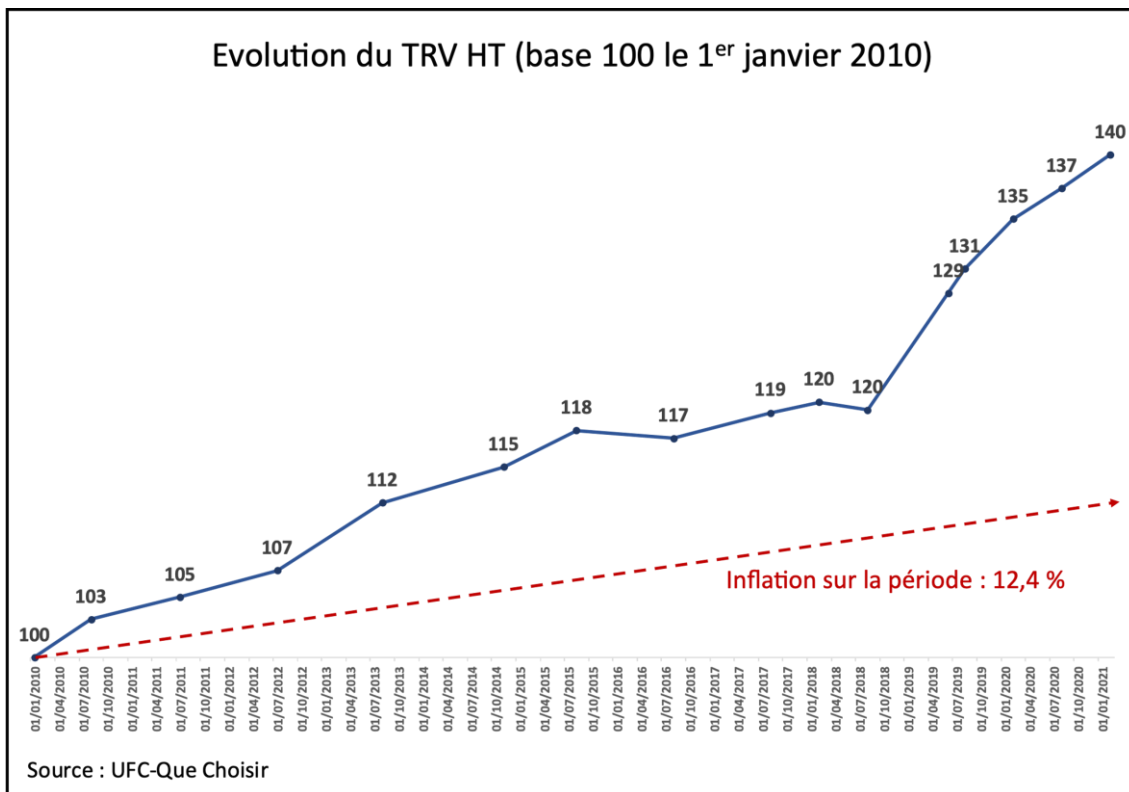
Les informations les plus récentes fournies par la CRE permettent en effet d'indiquer que les contributions et taxes pèsent pour 34 % de la facture d'électricité (CTA+TFCE+CSPE+TVA). Autrement dit, cela signifie que le prix HT est augmenté de 50 % !

Cela étant, même si la fiscalité appliquée à l'électricité est très élevée, sa part dans la facture reste aujourd'hui stable par rapport à celle constatée en 2016 (35 %) et la hausse de cette proportion par rapport à 2010 (où elle était de 26 %)¹ est loin d'expliquer à elle-seule la forte augmentation des factures.

¹ <https://www.epsilon.insee.fr/jspui/bitstream/1/93833/1/ip1746.pdf>

b. Un prix hors taxes en hausse de 40 % depuis 2010

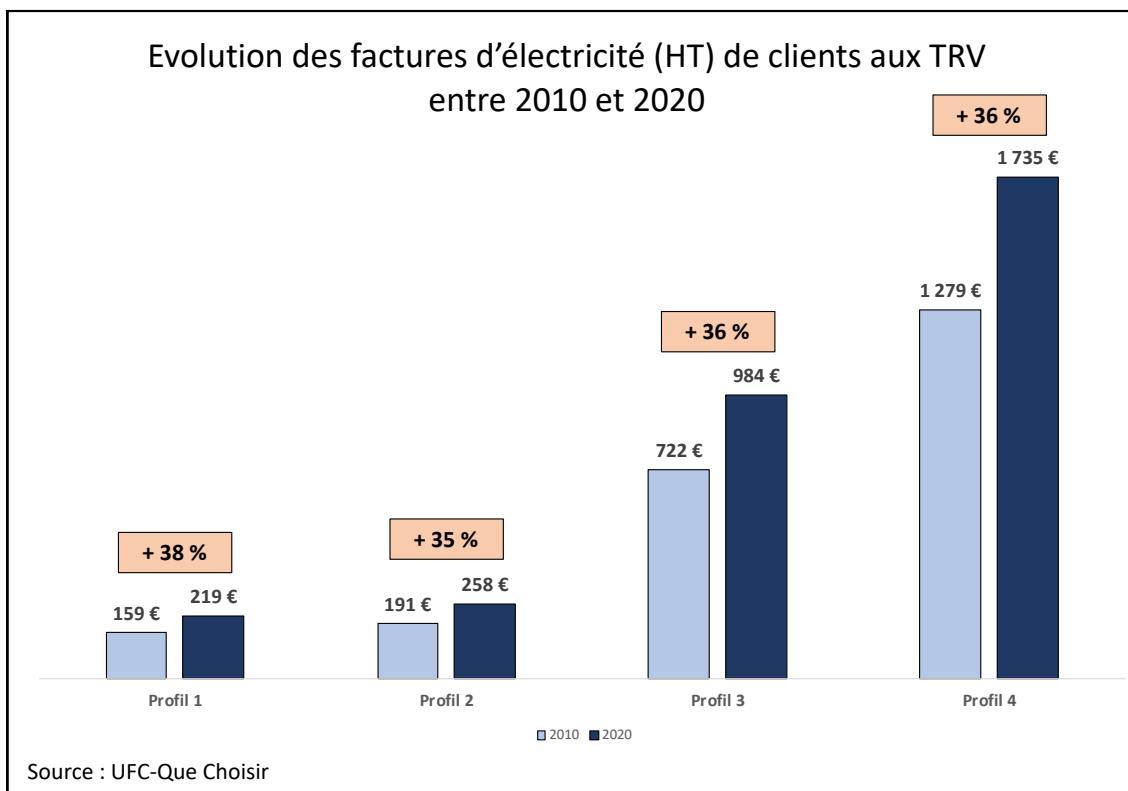
Depuis le 1^{er} janvier 2010, et en prenant en compte la dernière hausse du 1^{er} février 2021, le TRV a augmenté de 39,6 %. Cette hausse est d'autant plus impressionnante qu'elle est plus de trois fois supérieure à celle de l'inflation sur la même période (12,4 %).



Cette évolution prend en compte les augmentations moyennes HT des TRV, et peuvent potentiellement marquer une certaine disparité selon le profil de consommation. Pour le vérifier, nous avons établi quatre profils.

	Profil 1	Profil 2	Profil 3	Profil 4
Logement	Appartement de 50 m ²	Maison de 100 m ²	Appartement de 50 m ²	Maison de 100 m ²
Chauffage et eau chaude à l'électricité	NON	NON	OUI	OUI
Consommation annuelle (en kWh)	1 200	1 600	8 500	16 000
Abonnement	Base 6 kVA	Base 6 kVA	HP/HC 9 kVA	HP/HC 9 kVA

Les profils 1 et 2 sont des petits consommateurs d'électricité, qui n'utilisent cette énergie ni pour le chauffage, ni pour l'eau chaude. Cette consommation justifie le recours à un abonnement en base d'une puissance de 6 kVA. Les profils 3 et 4 ont des logements respectivement identiques à ceux des profils 1 et 2. Cela étant, ils sont au tout électrique ce qui entraîne une consommation d'électricité bien plus importante, notamment en raison du chauffage. Une puissance de 9 kVA est indispensable, et l'option HP/HC est la plus appropriée.



Pour ces quatre profils nous retrouvons des augmentations de factures (HT) approchant les 40 % entre 2010 et 2020. Si ces profils ne prétendent pas couvrir l'ensemble de l'éventail des types de consommation de l'électricité, la relative homogénéité que nous constatons semble souligner le traitement globalement indifférencié des consommateurs face à cette hausse.

c. Une comparaison européenne de moins en moins flatteuse

Si les consommateurs ont légitimement de quoi s'inquiéter de cette hausse du prix de l'électricité, lorsque cette préoccupation est relayée auprès des pouvoirs publics il est constant que leur réaction soit d'indiquer que les consommateurs français n'ont pas vocation à se plaindre, puisqu'ils bénéficient néanmoins d'une énergie électrique bien moins chère qu'à l'étranger.

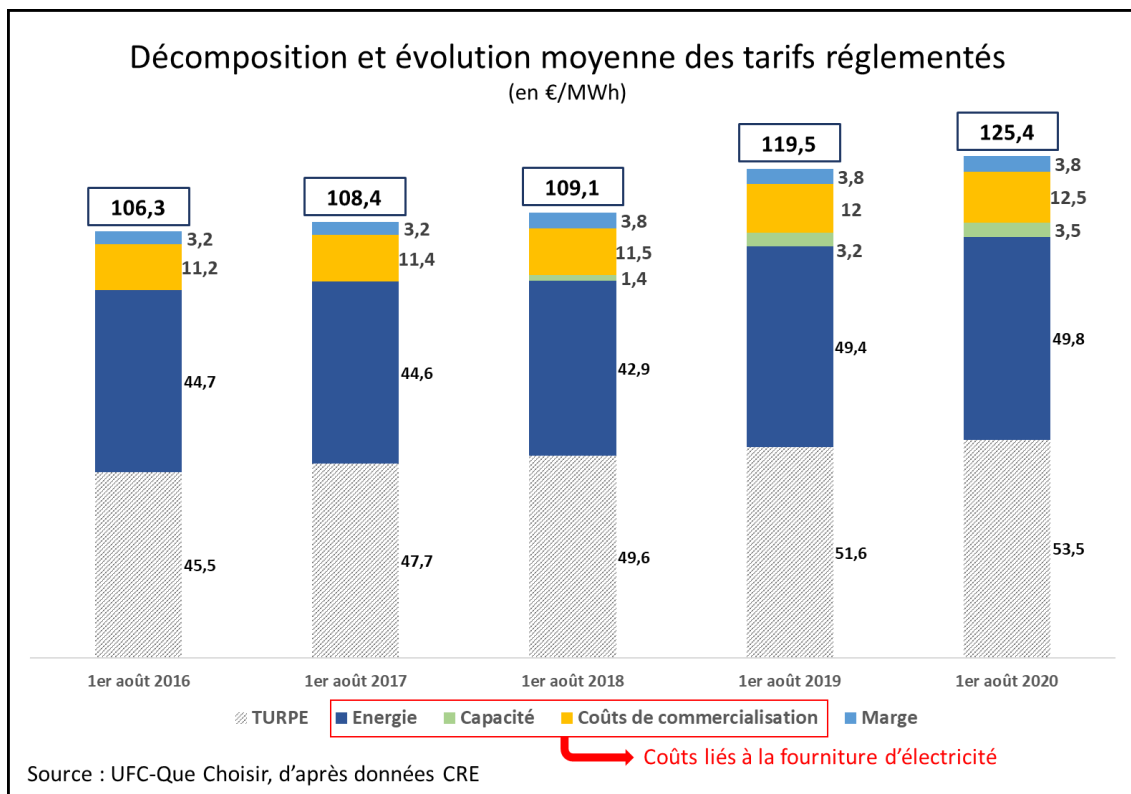
Au-delà du fait que se comparer n'est pas nécessairement en mesure de réduire la peine des consommateurs voyant constamment croître leurs factures d'électricité, notons, sans aller jusqu'à une analyse exhaustive des situations à l'étranger, que cet argument tend à ne plus être valable.

Effectivement, en se référant aux données² publiées par Eurostat sur le prix de l'électricité en Europe, on se rend compte, en sortant la question de la fiscalité, que l'écart de prix se resserre, puisque si en 2016 les prix liés à la fourniture d'électricité étaient 13,5 % moins élevés en France que la moyenne européenne, ils n'étaient plus que 1,7 % moins élevés en 2020. Indiquons également que l'écart avec nos voisins allemands reste toujours favorable aux consommateurs français (- 12,8 % en France en 2020), il l'est presque deux fois moins que 4 ans auparavant (- 21,7 %).

² https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en

3. Les coûts de transport et ceux liés à la fourniture participent à parts égales aux augmentations tarifaires

L'introduction en 2015 de la construction du TRV par la méthode de l'empilement des coûts a permis de mieux préciser les causes profondes de ses augmentations. Bien que cela amoindrisse notre aptitude à analyser sur le temps long ces causes, nous pouvons tout de même regarder les dynamiques les plus récentes.



Notre illustration montre qu'entre 2016 et 2020³ le Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) – autrement dit les coûts de transport et de distribution de l'électricité – explique une partie importante de l'augmentation du TRV, puisque le TURPE augmente de 17,6 % sur la période. Parallèlement, et excluant la marge, les coûts liés à la fourniture – incluant l'énergie, la capacité et les coûts de commercialisation – ont crû de manière similaire (+ 17,7 %).

Si ce constat souligne l'évident l'intérêt à s'intéresser à la question de l'évolution du TURPE, l'UFC-Que Choisir a souhaité ici focaliser son attention sur la partie fourniture. En effet, bien que sur la période 2016-2020 la fourniture et le transport expliquent pour part égale l'augmentation du TRV, on se rend compte en réduisant le point de départ de l'analyse à 2018 que c'est la partie fourniture qui en est récemment la principale cause.

Plus particulièrement, on constate que le seul élément « énergie », correspondant au coût d'approvisionnement en énergie, croît de 15,2 % entre 2018 et 2019, et qu'à lui seul il explique 62,5 % de la hausse totale du TRV sur un an. L'intérêt de se focaliser sur cet élément et non pas sur la partie TURPE est que les évolutions tarifaires liés à la partie énergie sont intimement liées à des choix de politique publique, affectant la régulation du marché.

³ Nous prenons la décomposition des TRV en milieu d'année, car c'est systématiquement en milieu d'année que les évolutions du TURPE sont intégrées au TRV, quand généralement les évolutions de la partie fourniture sont décidées lors du premier trimestre de chaque année.

II. UNE REGULATION DU MARCHÉ PROPICE A LA HAUSSE DES TARIFS

1. L'ARENH : pivot de la régulation du marché

La façon dont l'ouverture du marché à la concurrence pour les particuliers, le 1^{er} juillet 2007, a eu lieu était loin de garantir aux consommateurs que cette concurrence permettrait une baisse des prix. En effet, les nouveaux fournisseurs sur le marché, incapables d'assurer via leur propre production l'approvisionnement de leurs clients, étaient quasi intégralement contraints par les prix de gros sur le marché de l'électricité lorsqu'il s'agissait de proposer des offres au détail.

Précisément, les tarifs des offres de marché ne pouvaient être moins élevés que le tarif réglementé de vente de l'électricité – maintenu malgré l'ouverture à la concurrence du marché – qu'à la condition que les prix sur le marché de gros soient inférieurs aux coûts de production d'EDF sur le nucléaire.

De manière conjoncturelle, les fournisseurs alternatifs pouvaient proposer aux consommateurs des tarifs moins élevés que le tarif réglementé d'EDF. Cela étant, il était dangereux pour les consommateurs d'aller vers ces offres. En effet, il était alors impossible pour un consommateur quittant le TRV d'y revenir ; s'il le quittait il était dès lors totalement captif du marché de gros.

Ce mode d'organisation de la concurrence ne pouvait pas être pérenne. En effet, le parc électronucléaire était le fruit d'un lourd investissement public, de long terme, et effectué dans une situation de monopole, que ne pouvait aucunement dupliquer les nouveaux entrants.

Dès lors, ce cadre originel donnant à une entreprise publique le moyen d'établir durablement des offres plus compétitives que les acteurs privés ne pouvait pas durablement perdurer au regard des exigences liées à une ouverture pérenne du secteur à la concurrence, prônée par le cadre communautaire.

De ce constat a procédé le vote de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, qui a créé un dispositif transitoire (jusqu'à la fin de l'année 2025) obligeant EDF à mettre à la disposition de ses concurrents un volume global de 100 TWh (l'équivalent du quart de la capacité du parc nucléaire) à un tarif régulé, censé refléter les coûts de production du fournisseur historique dans la production de cette électricité d'origine nucléaire.

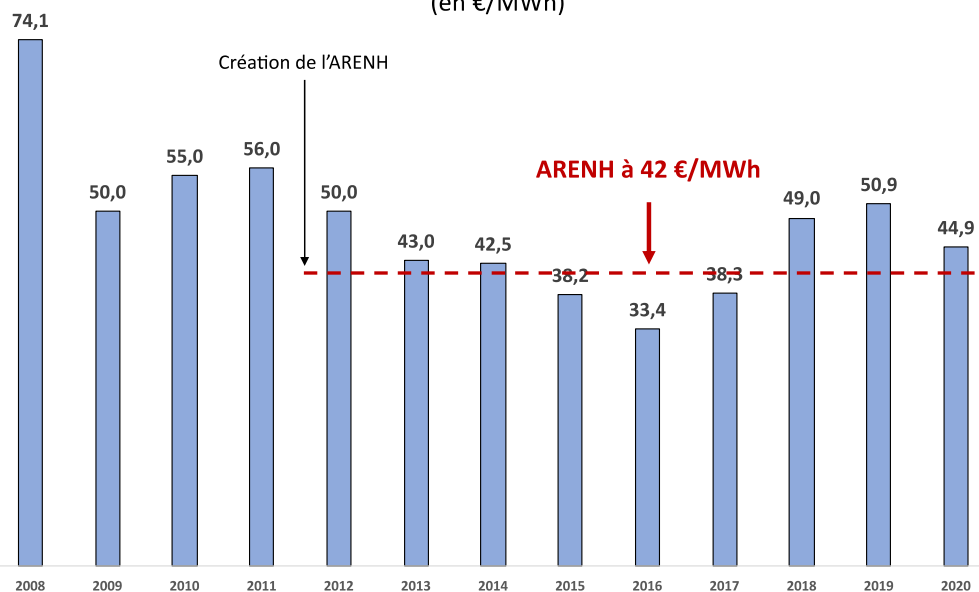
Ce dispositif, l'ARENH (pour Accès régulé à l'énergie nucléaire historique) est devenu effectif le 1^{er} juillet 2011, avec un tarif de 40 €/MWh qui est passé à 42 €/MWh le 1^{er} janvier 2012. Depuis, son prix n'a pas évolué.

2. Les facteurs explicatifs des besoins en ARENH

a. 1^{er} facteur : les prix sur le marché de gros

La mise en place de l'ARENH visait à rendre les fournisseurs alternatifs moins tributaires du marché de gros. S'agissant d'un dispositif optionnel, ils n'ont intérêt à acheter de l'ARENH que dans les situations où le prix de l'électricité sur le marché de gros est au-delà de 42 €/MWh.

Moyennes annuelles du prix de l'électricité sur le marché de gros à terme, pour une livraison à n+1 (en €/MWh)



Source : UFC-Que Choisir, d'après données CRE et du marché

On voit sur ce graphique que précédemment à la mise en place de l'ARENH, les prix sur le marché de gros étaient sensiblement au-dessus de l'ARENH. Au début de la mise en place de l'ARENH, la situation sur le marché de gros rend le dispositif attractif pour les concurrents d'EDF. A partir de 2015, les tarifs sur le marché de gros passent en-deçà de l'ARENH, incitant les fournisseurs à s'approvisionner sur le marché. Depuis 2018, l'ARENH retrouve son attractivité.

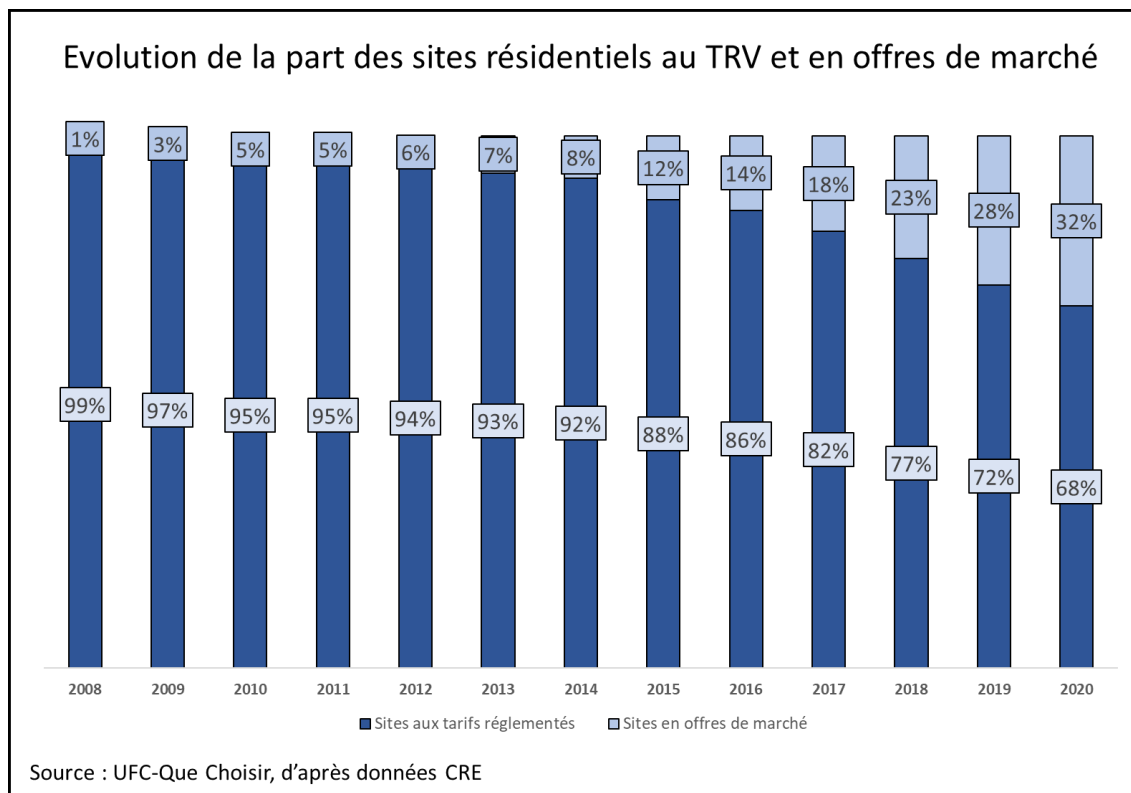
On voit ici l'impact du côté asymétrique du dispositif pour EDF. En cas de marché de gros inférieur à l'ARENH, EDF est contrainte de vendre à perte sur le marché sa production non achetée par les alternatifs. Quand le prix de gros est supérieur à l'ARENH, les volumes vendus au tarif régulé ne peuvent pas être valorisés sur les marchés. Autrement dit, EDF est toujours perdante : soit elle vend à perte (en partant du postulat que le prix de l'ARENH reflète réellement les coûts de production), soit elle vend sans gain. Cela étant notons que la perte potentielle sur la partie ARENH ne signifie pas qu'EDF ne peut pas gagner au global de l'argent grâce à sa production nucléaire. En effet, au-delà de ce qu'elle utilise pour fournir ses clients aux TRV et ses concurrents dans le cadre du dispositif ARENH, EDF peut parfaitement valoriser une partie de sa production sur les marchés de gros.

b. 2nd facteur : la part de marché des alternatifs

Si le prix de gros décide de manière binaire si oui ou non un fournisseur effectuera une demande d'ARENH, sa part de marché déterminera la quantité demandée. En effet, chaque client du portefeuille d'un fournisseur alternatif lui donne un « droit ARENH »⁴. Toutes choses égales par ailleurs, dans une situation où le prix de gros est supérieur à l'ARENH le doublement du nombre de clients des alternatifs aboutira ainsi à un doublement des volumes d'ARENH demandés.

⁴ Plus précisément, les droits ARENH d'un fournisseur sont calculés sur la base de ses prévisions concernant le nombre de ses clients l'année suivant sa demande. Pour éviter une surévaluation des besoins, il existe un mécanisme de pénalités incitant fortement les fournisseurs à établir les meilleures prévisions.

Un regard sur l'évolution de la part de marché des alternatifs permet de mettre en évidence la croissance de la demande potentielle d'ARENH.



Consécutivement à l'ouverture du marché à la concurrence, la part de marché des alternatifs⁵ est longtemps demeurée anecdotique, en cohérence avec l'existence d'une insécurité liée au passage à une offre de marché, et à la difficulté pour eux de concurrencer le TRV. On constate qu'au milieu des années 2010 une dynamique de croissance de la part de marché des alternatifs s'enclenche. Cela s'explique par l'attractivité des offres de marché qui trouve deux origines.

Il existe en premier lieu une explication structurelle. Alors que le TRV était précédemment orienté vers les coûts d'EDF, en 2015 la formule de calcul du TRV a été modifiée. Or la nouvelle méthode, dite de « l'empilement des coûts », a été spécifiquement élaborée pour rendre le TRV « contestable ». Autrement dit, il réplique les contraintes d'approvisionnement d'un fournisseur alternatif type. Or cette méthode, notamment en raison des coûts commerciaux très importants d'EDF, aboutit par construction à ce que ce TRV « contestable » se rapproche en réalité d'un prix plafond du marché⁶. Cela signifie qu'à caractéristiques comparables, le TRV sera toujours plus cher qu'une offre de marché, incitant le consommateur éclairé à quitter ce TRV.

Il existe en second lieu une explication conjoncturelle concomitante à l'apparition de la structurelle : un écart tarifaire entre TRV et offres de marché important en raison de tarifs sur le marché de gros inférieurs au prix de l'ARENH de 2015 à 2017. Les fournisseurs

⁵ Précisons que nous évoquons dans le graphique les sites en offres de marché, qui intègrent également les offres de marché proposées par le fournisseur historique. La part des sites en offres de marché n'équivaut donc pas à la part de marché des fournisseurs alternatifs. Nous simplifions ici l'analyse, étant entendu que la part de marché des offres de marchés d'EDF dans le total des offres de marché reste minoritaire (10,5 % en 2020). Précisons également qu'EDF ne peut pas demander d'ARENH pour alimenter ses clients en offres de marché.

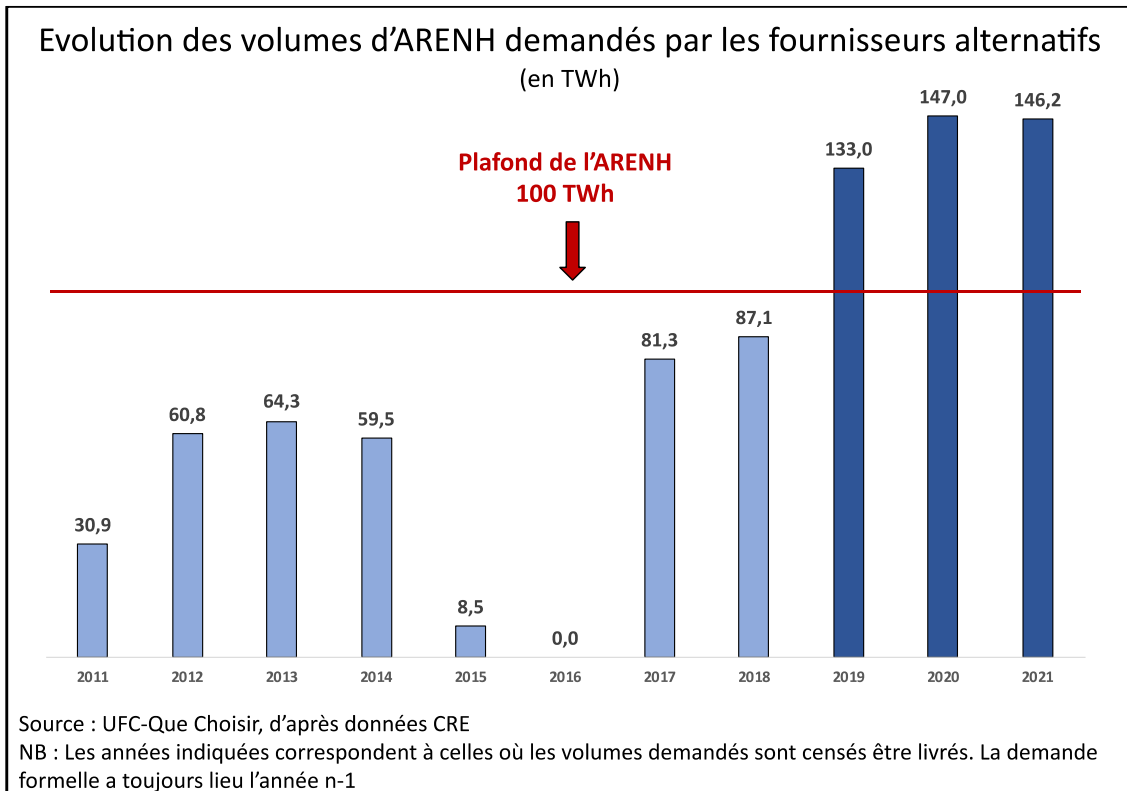
⁶ Cet élément a notamment été pointé du doigt récemment par l'autorité de la concurrence :

<https://www.autoritedelaconcurrence.fr/sites/default/files/commitments//19a07.pdf>

alternatifs se sont approvisionnés sur le marché de gros à des tarifs relativement bas, et ont pu proposer des offres très intéressantes aux consommateurs.

3. Les fâcheuses conséquences de l'atteinte du plafond de l'ARENH

Sous le coup de la forte augmentation de la part de marché des fournisseurs alternatifs au cours des dernières années et de l'attractivité de l'ARENH en raison des prix plus élevés sur le marché de gros, la demande d'ARENH a fortement crû ces dernières années.

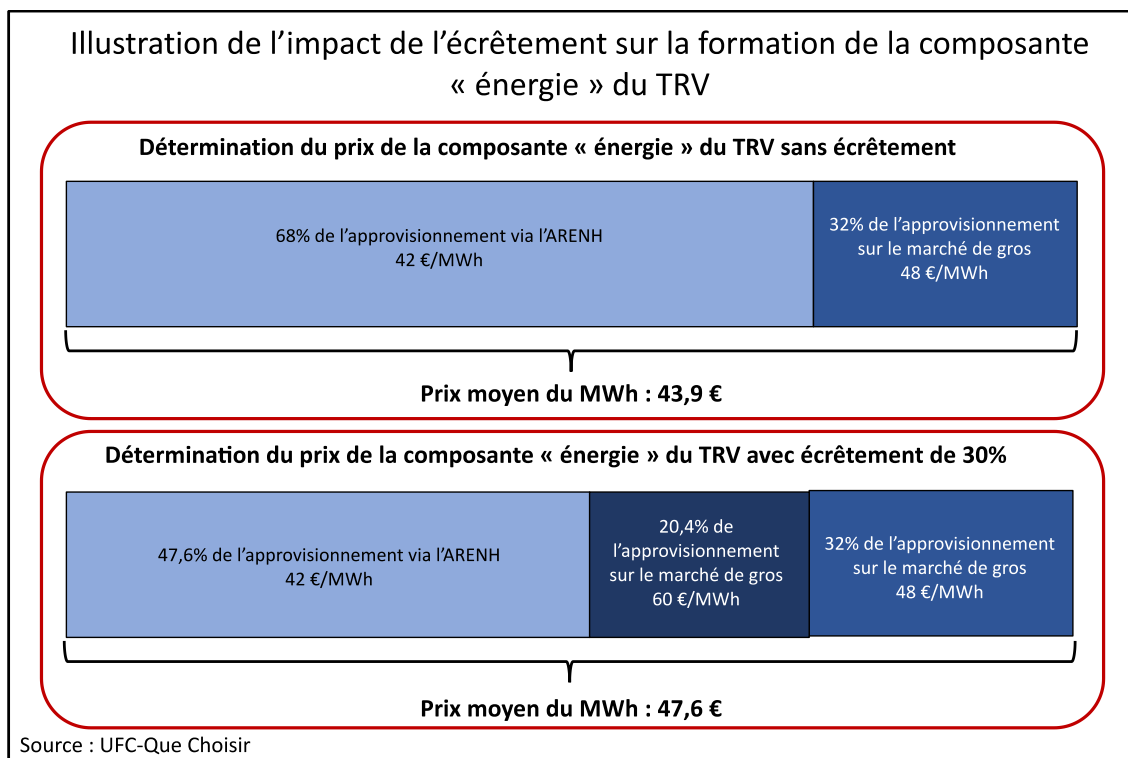


On voit que jusqu'en 2018, les volumes d'ARENH demandés étaient systématiquement en-deçà du plafond légal. En 2019, ce plafond a été dépassé. C'est cela qui explique la hausse de la composante « énergie » du TRV, puisqu'il existe un effet mécanique entre le dépassement du plafond de l'ARENH et l'augmentation du TRV.

Lorsque le plafond est dépassé, les demandes sont dites « écrêtées ». Cela signifie que les demandes initiales sont diminuées dans une même proportion de telle sorte que la somme des volumes effectivement distribués soit égale au plafond de 100 TWh. Par exemple, si la somme des volumes demandés est égale à 150 TWh, un taux d'écrêtement de 33 % est appliqué à l'ensemble des demandes initiales. Un fournisseur ayant demandé 30 TWh obtiendra 20 TWh. Un autre en ayant demandé 9 TWh obtiendra 6 TWh.

En appliquant ce principe aux demandes réellement formulées par les fournisseurs, on se rend compte que les demandes sont écrêtées depuis 2019, avec des taux d'écrêtement de 24,8 % en 2019, 32 % en 2020 et 31,6 % pour 2021.

Dans un environnement où les prix sur le marché de gros sont en moyenne plus élevés que le prix de l'ARENH, l'écrêtement a un impact immédiat sur les coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs. Compte tenu du caractère « contestable » du TRV, l'impact de l'écrêtement est intégré à son calcul, effectué par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).



Nous voyons ici un exemple purement illustratif de l'impact de l'écèlement de l'ARENH sur la formation du prix de la composante « énergie » du TRV⁷. Les droits ARENH confèrent en moyenne la capacité pour les fournisseurs alternatifs de couvrir 68 % de la consommation électrique de leurs clients. Le TRV est ainsi construit pour en moyenne refléter pour 68 % de la composante énergie le tarif de l'ARENH (42 €/MWh), lorsque la demande totale d'ARENH ne dépasse pas 100 TWh.

Le complément de fourniture (32 % de la consommation), est déterminé en prenant en compte la moyenne sur les 24 derniers mois du prix de l'électricité sur le marché de gros. Ce prix moyen est depuis 2017 systématiquement au-dessus de l'ARENH (prix moyen de 48 €/MWh dans notre exemple). La prise en compte de ces deux tarifs permet de déterminer pour une large part la composante « énergie » du TRV, ici affichée, sans écèlement, à 43,9 €.

En cas d'écèlement de l'ARENH, sa part dans la détermination du TRV diminue. Dans notre exemple, en raison d'un écèlement de 30 % des demandes ARENH, cette part passe de 68 % à 47,6 %. L'impact sur le calcul de la part « énergie » du TRV est immédiat. En effet, le coût de l'approvisionnement complémentaire en énergie en raison de l'écèlement (ici 20,4 % de l'ensemble des coûts d'approvisionnement) est calculé sur la base de la moyenne des prix de marché entre la date de notification aux fournisseurs des volumes d'ARENH et le dernier jour coté avant le 24 décembre inclus. Or, bien que cela ne soit pas tout à fait mécanique⁸, l'expérience liée à la détermination du niveau du TRV par la CRE ces trois dernières années souligne que cet écèlement a systématiquement eu un effet inflationniste.

⁷ En réalité il s'agit de la partie principale de la composante « énergie » du TRV, qui correspond au prix du « ruban », c'est-à-dire au prix de la livraison d'une puissance constante pendant une année. Pour obtenir le prix complet de la composante, il convient d'ajouter le « coût de la forme » qui tient compte des différences de répartition de la consommation entre les heures de l'année. Se focaliser ici sur la partie comportant le seul « ruban » permet toutefois de fixer pertinemment les idées sur l'impact de l'écèlement.

⁸ Potentiellement, en effet, la moyenne des prix de marché entre la date de notification aux fournisseurs des volumes d'ARENH et le dernier jour coté avant le 24 décembre peut être inférieure au niveau de l'ARENH. Dans cette situation l'écèlement pourrait aboutir à ce que le TRV avec écèlement soit plus bas que le TRV sans écèlement. Cette situation est toutefois très théorique. D'une part car le fait qu'il y ait un écèlement est le signe

Dès lors, compte tenu de la méthodologie de fixation du complément d'approvisionnement en lien avec l'écrêtement, le TRV augmente de manière très sensible sous le seul coup de cet écrêtement. Dans notre exemple, toutes choses égales par ailleurs sur le marché de gros de l'électricité, le seul fait que l'ARENH soit écrêté augmente la composante « énergie » du TRV de 8,4 %⁹.

Globalement donc, l'écrêtement de l'ARENH a deux conséquences (augmentation du TRV et des prix des offres de marché) ayant un même impact : grever le pouvoir d'achat des consommateurs.

4. Un unique plafond s'imposant aux particuliers et aux professionnels

Jusqu'ici nous avons évoqué la question des demandes ARENH d'une façon globale, sans les distinguer selon qu'elles servent à alimenter les particuliers ou les professionnels alors que les volumes d'ARENH ne sont évidemment pas uniquement demandés pour les particuliers, la loi NOME ayant institué le mécanisme de l'ARENH dans le but de faire profiter l'ensemble des consommateurs d'électricité, particuliers et professionnels, de la compétitivité du parc électronucléaire.

Bien que notre absence de distinction sur la nature des demandes en ARENH ait été sans effet sur l'analyse des conséquences de l'écrêtement, un regard sur les ressorts de l'évolution des demandes en ARENH offre certaines informations intéressantes.

L'information la plus fine sur la répartition des demandes d'ARENH selon le type de consommateur était fournie par la CRE de 2011 à 2015¹⁰. Cela étant il ne s'agissait pas d'une distinction entre consommateurs résidentiels et non résidentiels, mais entre grands et petits consommateurs. Les petits consommateurs sont définis comme ceux souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, et prennent ainsi en compte certains professionnels (petits commerces, schématiquement), en plus des particuliers. Entre 2011 et 2015, les petits consommateurs ont contribué pour un peu moins de 20 % aux demandes en ARENH.

Une référence aux quantités d'électricité vendues par les fournisseurs alternatifs, les seuls susceptibles de recourir à l'ARENH, met toutefois en évidence que la représentation fortement majoritaire des professionnels dans les demandes ARENH s'est prolongée au-delà de 2015.

Evolution des volumes d'électricité vendus par les fournisseurs alternatifs
selon le type de client
(en TWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiels	8,5	10	11,5	10,8	13,9	17,9	23,8	30,33	35,49	38,78
Non résidentiels	60,9	59,4	66,2	59,8	85,3	108,7	111,9	121,84	127,76	128,38
TOTAL	69,4	69,4	77,7	70,6	99,2	126,6	135,7	152,17	163,25	167,16

Source : UFC-Que Choisir, d'après données CRE

En 2020, les fournisseurs alternatifs ont vendu 38,78 TWh d'électricité à leurs clients résidentiels. En partant du postulat que l'ensemble de ces fournisseurs ont fait une demande

d'une forte demande en ARENH, elle-même consécutive à une situation de marché où l'ARENH est attractive par rapport au marché de gros. D'autre part car la demande d'électricité sur les marchés induite par l'écrêtement joue en faveur d'une hausse du prix de gros.

⁹ A nouveau pour ne pas complexifier notre approche, notons simplement ici que l'écrêtement a également un impact sur la composante « capacité ». En effet, alors que l'ARENH intègre la capacité, l'effet de l'écrêtement de l'ARENH est que la part écrêtée doit, comme pour le complément de fourniture, intégrer le coût de la capacité. Dès lors, mécaniquement la part « capacité » du TRV augmente également.

¹⁰ Notons que la fusion des deux catégories résulte d'un rapprochement du mode de calcul des droits ARENH.

d'ARENH à hauteur de 68 % de la consommation des résidentiels, on peut estimer cette demande maximale¹¹ à 26,4 TWh, soit une demande correspondant à 18 % de l'ensemble de l'ARENH demandée, le complément l'étant pour répondre aux besoins des clients professionnels.

En liant l'augmentation des volumes d'électricité vendus à celle des demandes en ARENH, on constate donc que ce sont les professionnels qui participent le plus à l'atteinte puis au dépassement du plafond de l'ARENH. Cela met en évidence l'existence d'une certaine forme d'injustice dans le système actuel, puisque les consommateurs paient les frais des demandes élevées pour alimenter les professionnels.

Trois éléments expliquent cette prédominance des demandes des professionnels.

Tout d'abord par le fait que les professionnels sont les principaux utilisateurs d'électricité en France.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel	146,6	151,5	149,6	148,6	148,6	149,6
Entreprises et professionnels	197,2	198,9	198,8	198,8	196,5	184,4
Grande industrie	71,9	70,8	72,1	71	69,1	62,2
TOTAL	415,7	421,2	420,5	418,4	414,2	396,2

Source : RTE

Ceci n'explique pas tout, car en posant qu'une partie importante de la catégorie « grande industrie » ne demande pas d'ARENH¹², alors le potentiel de demandes ARENH pour les professionnels se rapproche de celui pour les particuliers.

Ensuite, en raison de l'ouverture à la concurrence pour les professionnels antérieure à celle pour les particuliers. De manière progressive, de 1999 à 2004, les professionnels ont pu faire jouer la concurrence sur le marché de l'électricité.

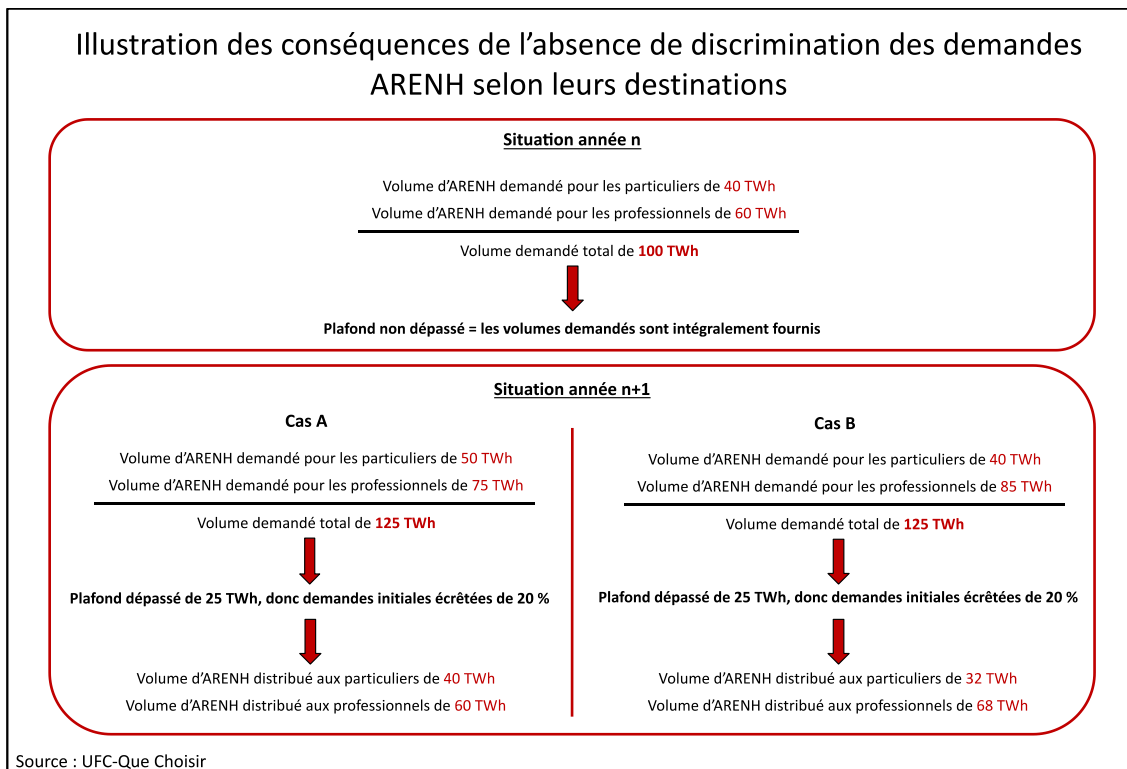
Enfin, car l'exclusion progressive des professionnels de l'accès aux TRV les a obligés à faire jouer la concurrence.

Bien que cette prédominance des professionnels dans les demandes ARENH s'explique parfaitement, elle n'en reste pas moins problématique, dans le sens où elle aboutit à une certaine forme d'iniquité, dont sont victimes les consommateurs particuliers.

L'exemple purement illustratif suivant permet de fixer les idées sur les conséquences pour eux de la forte augmentation des demandes des professionnels.

¹¹ Certains fournisseurs, basent leur modèle économique sur le renouvelable, et assument le choix de ne pas recourir à un dispositif validant le nucléaire. D'autres fournisseurs vendant des offres 100 % renouvelable font malgré tout le choix de recourir à l'ARENH, pour revendre les volumes d'électricité sur les marchés, et gagner de l'argent dans l'opération. Ces fournisseurs considèrent qu'il s'agit d'un moyen pour eux de répercuter ces gains sur le prix des offres les plus vertes, afin de leur donner de la compétitivité.

¹² En effet, les grandes industries électro-intensives ont créé le consortium « Exeltium » en 2006, regroupant alors 27 groupes industriels français, pour négocier directement des tarifs de long terme avec EDF. Ils ne passent donc pas par des fournisseurs alternatifs.



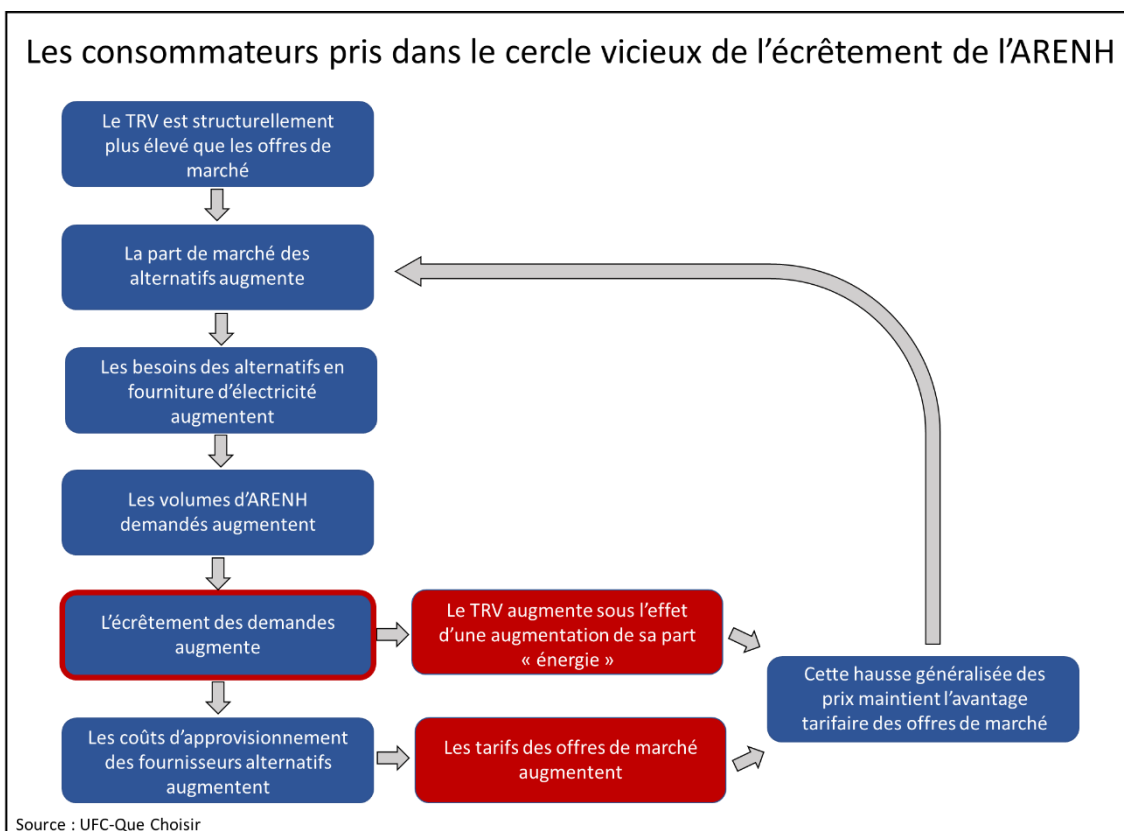
Dans la situation initiale, les professionnels demandent 60 TWh d'ARENH, les particuliers 40 TWh. Le plafond de l'ARENH n'étant pas dépassé, il n'y a pas d'écèlement : chaque demande effectuée par les deux catégories de consommateurs est satisfaite.

On distingue par la suite deux scénarios. Dans le premier (cas A), les demandes des deux catégories augmentent : 50 TWh pour les particuliers (+ 10 TWh), 75 TWh pour les professionnels (+ 15 TWh). Le plafond de l'ARENH est dépassé de 25 TWh : les demandes sont donc écrêtées de 20 %. On se retrouve ici avec des volumes fournis inférieurs à ceux demandés, et les livraisons sont équivalentes à celles de l'année précédente. Il y a une sorte de « justice » : l'écèlement est causé par des demandes supplémentaires des particuliers et des professionnels, et les deux catégories subissent un écèlement.

Dans le second (cas B), le plafond de l'ARENH atteint également 125 TWh. Seulement cette hausse résulte uniquement de la hausse de la demande des professionnels. Alors que la demande des particuliers est identique à celle de l'année précédente (40 TWh), ceux-ci auront quand même à subir un écèlement de 20 % de leur demande ; ils n'obtiendront que 32 TWh.

5. Les consommateurs condamnés à s'inscrire dans un cercle vicieux d'augmentation des tarifs ?

Les éléments jusqu'ici mis en avant permettent de comprendre que les consommateurs sont aujourd'hui pris dans un cercle vicieux, qui risque d'aboutir à ce que l'ensemble des prix de l'électricité augmentent, à minima jusqu'à l'extinction du dispositif actuel.



Nous représentons ici ce mécanisme inflationniste. Le TRV étant un prix plafond du marché¹³, la part de marché des alternatifs va nécessairement se poursuivre¹⁴. Dès lors, en posant que le prix de gros restera au-dessus du prix de l'ARENH d'ici à la fin du dispositif en 2025, les demandes ARENH augmenteront année après année. L'écrêtement sera de plus en plus important. Ceci entraînera à la fois une hausse du coût d'approvisionnement des alternatifs, et donc des tarifs de leurs offres de marché, et une hausse du TRV compte tenu de son mode de calcul. Cette hausse généralisée maintenant un écart tarifaire entre TRV et offres de marché favorables à ces dernières, la part de marché des alternatifs augmentera. Et ainsi de suite.

Nous voyons donc que le problème aujourd'hui ne réside pas tant dans le principe de la concurrence¹⁵, que dans la régulation du marché concurrentiel, même si ces hausses répétées peuvent faire naître une défiance des consommateurs sur le principe même de la concurrence¹⁶.

¹³ Pour fixer les idées, indiquons que les offres indexées sur le TRV permettent – quand le prix de gros est supérieur à l'ARENH – de réaliser des économies de l'ordre de 6 % sur les factures.

¹⁴ Un facteur qui va grandement contribuer à cette poursuite est l'augmentation stupéfiante du taux de connaissance au droit de changer de fournisseur d'électricité. Alors que ce taux – mesuré pour les besoins de l'élaboration du Baromètre énergie-info du médiateur national de l'énergie – était resté stable aux alentours de 50 % entre 2012 et 2017, il a atteint 87 % en 2019. Un autre facteur concerne le fait que depuis le 1^{er} janvier 2021, les TRV ont également disparu pour les consommateurs non-domestiques employant 10 personnes ou plus, ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels excèdent 2 millions d'euros. Ces clients professionnels sont donc dans l'obligation de faire jouer la concurrence.

¹⁵ En effet, il n'est pas possible d'affirmer que sans concurrence, le TRV n'aurait pas subi une forte inflation, notamment si on se réfère qu'à des fins politiques le tarif réglementé était bien en-deçà des coûts réels supportés par EDF pour sa fourniture.

¹⁶ D'après le dernier Baromètre énergie-info, 60 % des consommateurs jugent que la concurrence constitue « une bonne chose », contre 75 % en 2015. Désormais, autant de consommateurs considèrent que l'ouverture du

En tout état de cause, afin d'empêcher la poursuite de ce cercle vicieux des hausses tarifaires, la solution la plus simple à mettre en place est une augmentation du plafond de l'ARENH, empêchant le mécanisme toxique de l'écèlement de se mettre en place.

C'est la raison pour laquelle l'UFC-Que Choisir a demandé aux pouvoirs publics une augmentation dudit plafonds, afin de soulager la facture des consommateurs. Si son action a pu participer à ce que la loi Énergie-Climat de 2019 autorise une augmentation du plafond à 150 TWh, les freins au niveau de l'exécutif n'ont pas permis jusqu'à aujourd'hui que la réglementation rende effective une telle hausse.

marché conduit à une hausse des prix que d'autres à leur baisse (22 %). On notera que la désaffection des consommateurs peut être pour partie en lien avec les pratiques commerciales des alternatifs (notamment adaptés du démarchage téléphonique).



III. DE NOMBREUSES INQUIETUDES SUR LA FUTURE REGULATION

1. Le projet de nouvelle régulation du nucléaire poussé par le gouvernement

a. Contexte

Il y a un an, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a lancé une consultation publique¹⁷ sur un projet de nouvelle régulation du nucléaire, censée – d'après le texte en consultation – prendre la relève de l'actuelle dès le 1^{er} janvier 2026.

Dans le cadre de sa réponse à la consultation publique, l'UFC-Que Choisir a mis en évidence que le projet proposé était flou sur de nombreux points pourtant cruciaux pour comprendre ses conséquences concrètes sur les consommateurs.

Postérieurement à cette réponse, l'UFC-Que Choisir a pu obtenir de précieuses précisions sur ce que projette l'exécutif pour la régulation du nucléaire, que ce soit auprès de la DGEC elle-même, ou encore auprès de divers acteurs du marché de l'électricité.

C'est sur la base de cette connaissance plus précise du projet de nouvelle régulation du nucléaire que nous exposons ici ses grands principes.

b. Les caractéristiques du dispositif

Il s'agirait de mettre en place un accès régulé à la production du parc nucléaire actuel, auquel aurait vocation à s'ajouter l'EPR de Flamanville¹⁸.

Dans le cadre de cette régulation, il n'y aurait pas d'accès direct des fournisseurs à la production nucléaire d'EDF, comme c'est le cas aujourd'hui avec l'ARENH. L'ensemble de la production nucléaire serait vendu sur le marché de gros par EDF¹⁹. Les fournisseurs auraient tout de même un droit²⁰ à de l'électricité à un tarif régulé, bien que la transaction sur les volumes passe par le marché de gros, au tarif du marché de gros. Par la suite, une compensation pourrait avoir lieu entre EDF et les fournisseurs. « Pourrait », car le mécanisme est assez subtil.

La nouvelle régulation n'introduirait en effet pas un tarif réglementé, mais deux : un prix plafond et un prix plancher, avec entre les deux un corridor de prix.

Si la consultation laisse à une réflexion ultérieure l'élaboration d'une méthodologie visant à fixer le prix plafond et le prix plancher, ainsi que le corridor, il est dommageable qu'elle n'indique même pas à quoi ces prix plancher et plafond sont censés précisément correspondre.

Étant donné que l'une des exigences posées par les rédacteurs du projet est qu'il doive « *sécuris(er) le financement dans la durée de l'exploitation des installations nucléaires existantes* », on peut émettre l'hypothèse que le prix plancher pourrait avoir vocation à couvrir les coûts complets de production de l'énergie nucléaire.

Quant au prix plafond, il apparaît qu'il n'aurait en tant que tel comme seule justification théorique celle de constituer la somme du prix plancher et du corridor de prix. Ce corridor pourrait être de 6 € selon le document de consultation.

¹⁷

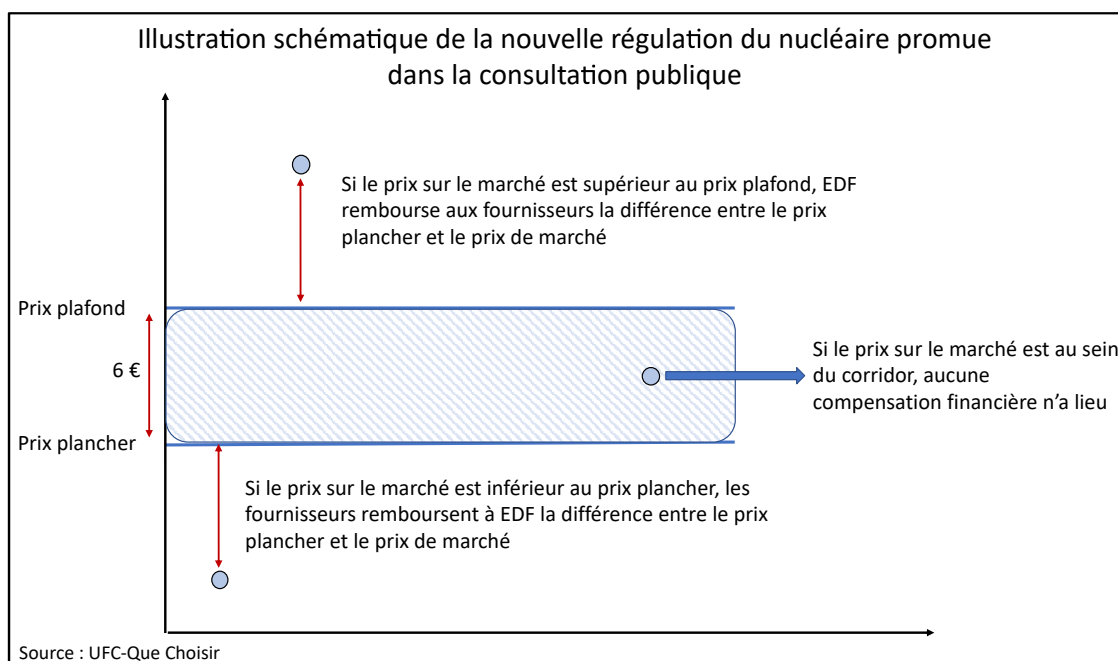
https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/190801_consultation%20régulation%20éco%20nucléaire.pdf

¹⁸ Initialement prévue pour 2012, sa mise en fonctionnement n'est désormais pas attendue avant mi-2023.

¹⁹ Ceci permettrait de fluidifier le fonctionnement du marché de gros, ce qui répondrait à une attente de la Commission européenne.

²⁰ Il n'est pas précisé dans le projet si le calcul des droits aurait vocation à être calqué sur celui aujourd'hui en cours.

Le schéma *infra* permet de visualiser le mécanisme et ce à quoi correspondrait ce corridor.



Pour mieux fixer les idées dans la présentation des éléments du schéma, prenons des données chiffrées, purement illustratives.

Au cours d'une année civile, les fournisseurs s'alimentent soit par leurs propres sources de production, soit sur le marché de gros, ou via des accords de gré à gré avec des producteurs. En tout état de cause, ils disposent d'un accès à l'énergie produite par les centrales nucléaires à hauteur des droits que leur confère leur base clientèle. Au début de l'année suivante, on calcule le prix moyen sur le marché de gros.

Si le prix de gros moyen est de 40 €/MWh et que le prix plancher régulé est de 45 €/MWh, le fournisseur devrait verser une compensation financière de 5 €/MWh sur l'ensemble de la quantité d'électricité à tarif régulé auquel il a droit, afin de permettre à EDF, qui a revendu à perte sa production sur les marchés, de couvrir ses coûts.

Si le prix de gros moyen est de 56 €/MWh, et comme le prix plafond serait dans cette hypothèse de 51 €/MWh, EDF devrait verser une compensation financière de 5 €/MWh aux fournisseurs sur l'ensemble de la quantité d'électricité à tarif régulé auquel ils ont droit, afin de rendre aux fournisseurs une partie de la « rente » nucléaire. Une partie seulement, car dans l'opération EDF réaliserait un profit de 6 €/MWh, correspondant au corridor.

Si le prix de gros est entre le prix plafond et le prix plancher, par exemple à 48 €/MWh, aucun transfert financier n'aurait lieu entre EDF et les fournisseurs, et la différence entre ce prix et le prix plafond (ici 3 €/MWh) constituerait un profit pour EDF.

Ce système ici décrit aurait vocation à s'imposer à l'ensemble des fournisseurs exerçant en France²¹. L'accès régulé à la production nucléaire connaîtrait donc une modification profonde par rapport à l'actuel dans le sens où l'ARENH est un dispositif facultatif.

²¹ Nos différents échanges avec des acteurs du secteur ont par la suite montré que cette piste avait évolué : désormais ce système de compensation pourrait ne s'appliquer qu'aux volumes servant à fournir les particuliers, et non les professionnels, et ceci afin de rendre le système le plus acceptable possible pour la Commission européenne, puisque la concurrence entre entreprises européennes ne serait ainsi pas influencée par un mécanisme de régulation.

Notons enfin que le projet tait totalement la question du devenir du TRV, étant entendu que même en cas de maintien, deux aspects de cette nouvelle régulation (corridor et compensation financière ex-post) impliqueraient mécaniquement de devoir redéfinir la façon de la calculer.

2. Les points clés du projet de nouvelle régulation du nucléaire

a. La détermination du tarif régulé

Le principe du corridor proposé est problématique. Si on peut entendre qu'EDF souhaite couvrir ses coûts de production, rien ne justifie que ce dispositif ait vocation à lui offrir une marge injustifiée.

Ne plus avoir de corridor de prix ne résoudrait cependant pas la problématique du niveau du tarif régulé. Une grande méfiance des consommateurs est de mise, comme l'atteste la façon dont le prix de l'ARENH a été fixé.

Le principe d'un accès régulé à l'énergie électronucléaire produite par les centrales d'EDF a été posé dès 2009 par la commission Champsaur. Son rapport préconisait alors que la CRE détermine le tarif de cet accès. Si l'année suivante la loi NOME a gravé dans le marbre législatif le dispositif ARENH, notamment en actant le caractère optionnel du dispositif et son plafond de 100 TWh, il a néanmoins laissé en suspens la question centrale du prix, en renvoyant à un décret les modalités de son calcul, ainsi que les compétences de la CRE sur ce sujet.

Dans un premier temps, le gouvernement a décidé de fixer lui-même le tarif. Pour l'éclairer, il a à nouveau fait appel à Paul Champsaur qui dans un rapport de mars 2011 a recommandé un tarif au gouvernement. En intégrant les charges opérationnelles pesant sur EDF pour faire fonctionner ses centrales, les investissements de maintenance et de prolongation du parc, ainsi que le remboursement et la rémunération des investissements passés, le rapport déterminait un prix moyen sur la période du dispositif (jusqu'en 2025) de 39 €. L'exécutif, a décidé de son propre chef d'établir le prix à 42 €/MWh, sans que la correspondance entre ce prix et la réalité des coûts supportés par EDF soit établie.

Plus de 10 ans après le vote de la loi NOME, le décret visant à fixer la méthodologie de fixation du prix de l'ARENH n'a jamais été publié, et son prix n'a jamais été ni objectivé, ni révisé.

Depuis plusieurs années, la direction d'EDF argue que ce prix ne reflète pas la réalité des coûts de production. Aujourd'hui, elle considère que ce coût est en réalité de 53 €/MWh (soit 26,2 % supérieur au prix de l'ARENH). Une telle augmentation du prix réglementé ne serait évidemment pas sans conséquence notable pour les consommateurs. Si elle était entrée en vigueur cette année, cela aurait constitué une hausse du TRV de 8,8 % !

En septembre dernier, le site d'information Contexte a réussi à consulter un rapport de la CRE, publié à 9 exemplaires numérotés pour éviter les fuites (sans succès, donc), dans lequel le chiffrage de ce coût qui y est fait est de 48 €/MWh. Pour arriver à ce chiffrage moins-disant que celui d'EDF, la CRE revoit de nombreuses hypothèses faites par l'entreprise, que ce soit le coût du capital, ou l'impact des coûts liés à la centrale EPR de Flamanville, la CRE jugeant notamment que les dérives financières liées au défaut de prévision et de gestion d'EDF n'ont pas vocation à être répercutées sur le prix de l'ARENH. Ce point de vue de la CRE est tout à fait légitime.

Dans un rapport²² publié le 9 juillet 2020, la Cour des comptes tire à boulet rouge sur les explosions des coûts et des délais de fabrication de l'EPR²³. C'est ainsi qu'elle note : « À la

²² <https://www.ccomptes.fr/system/files/2020-07/20200709-synthese-filiere-EPR.pdf>

²³ Bien qu'elle appuie le choix technologique de l'EPR, notamment au regard des réussites constatées en Chine.

date de publication du rapport, la multiplication par 3,3 du coût de construction et par au moins 3,5 du délai de mise en service de l'EPR de Flamanville par rapport aux prévisions initiales constitue une dérive considérable, même pour un réacteur « tête de série » ». Pire encore, ce facteur de 3,3 sur le coût de construction relève de la seule estimation d'EDF. En intégrant les frais complémentaires déterminés par la Cour des comptes, le coût de construction de l'EPR de Flamanville – initialement estimé à un peu moins de 4 milliards d'euros, pourrait atteindre près de 20 milliards d'euros (facteur 5) !

Bien que la faute de ces dérives pèse autant sur l'État et Areva qu'EDF, accepter que les consommateurs les compensent serait problématique. Ce serait en effet non seulement les cautionner, mais en plus cela donnerait un bien mauvais signal à EDF concernant la gestion financière de ses éventuels prochains chantiers EPR.

b. L'obligation pesant sur les fournisseurs d'acheter des volumes d'électricité à prix régulé

Le fait que le gouvernement souhaite passer d'une régulation asymétrique (l'ARENH) à une régulation symétrique obligeant à la fois EDF et les fournisseurs alternatifs, est d'une importance fondamentale. Du point de vue des consommateurs, un système asymétrique, c'est-à-dire un accès facultatif à l'ARENH, a un avantage évident : lorsqu'ils sont clients d'un concurrent d'EDF, ils bénéficient des situations où le marché est plus compétitif que le tarif régulé, et bénéficient du tarif régulé lorsque les prix de gros s'envolent.

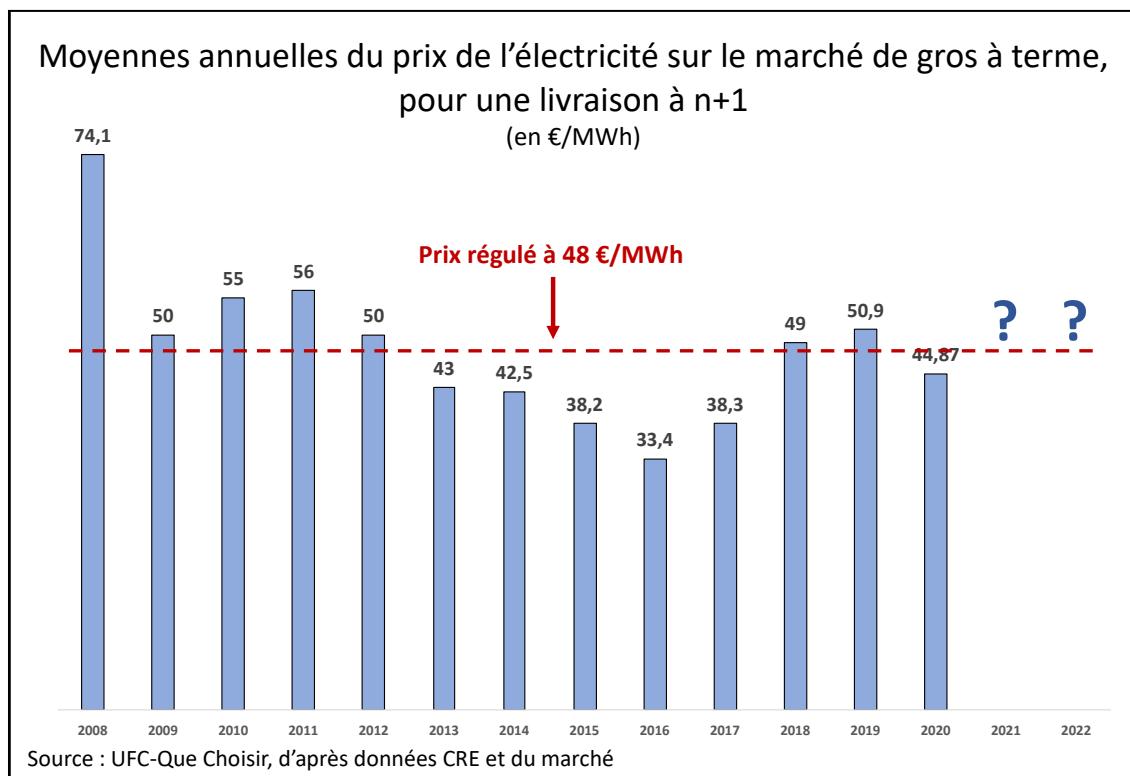
Cependant, les limites d'un tel système sont évidentes. L'optionnalité, nous l'avons indiqué précédemment, revient à accepter le principe qu'EDF puisse vendre à perte une partie de sa production nucléaire. Sans entrer ici dans le débat sur l'intérêt économique du nucléaire, et plus largement sur son acceptation, du point de vue des citoyens-contribuables, cela peut légitimement interroger. Effectivement, de manière schématique, ce qui rapporte aux consommateurs coûte aux contribuables.

Qui plus est, l'optionnalité autorise mécaniquement des comportements d'arbitrage de marché opérés par les alternatifs ayant en partie dévoyé l'esprit de la loi NOME.

Pour autant, la mise en place d'un système symétrique, obligeant à les fournisseurs à acheter de l'ARENH ne serait pas sans risques.

Si un mécanisme obligatoire permettrait de limiter fortement²⁴ la captivité des consommateurs aux configurations de cherté sur le marché de gros, il empêcherait toutefois la formation de tarifs sur le marché de détails bénéficiant entièrement de prix bas sur le marché de gros.

²⁴ Et ce d'autant plus que l'aspect protecteur ne serait pas ici perturbé par les effets inflationnistes de l'écêtement, qui n'auraient plus aucune raison de se manifester puisque les droits à l'accès régulé seraient strictement proportionnels à la part de marché de l'ensemble des fournisseurs d'électricité, EDF inclus.



Si on regarde à nouveau l'historique des prix de gros, on peut constater qu'au cours des 13 dernières années, il a été à 7 reprises (en moyenne annuelle) au-dessus du tarif évoqué par la CRE pour le nouveau tarif régulé. A 6 reprises, il a été en dessous du tarif régulé. Bien que n'étant pas sans intérêt, l'importance du sujet lié au caractère obligatoire du dispositif d'un point de vue économique concerne surtout l'avenir, avec des conséquences qui ne peuvent évidemment pas être évaluées ex-ante. Précisons toutefois certains facteurs qui pourraient faire évoluer les prix du marché aussi bien à la hausse qu'à la baisse.

En théorie, et au-delà d'éléments explicatifs conjoncturels (baisse de l'activité économique en lien avec une crise), on peut noter qu'au moins deux éléments peuvent appuyer l'idée d'une baisse future des marchés de gros.

Le premier est lié à la baisse de la demande d'électricité qui est induite par l'ensemble des processus visant à réaliser des travaux de rénovation énergétique, que cela concerne d'ailleurs aussi bien les particuliers que les professionnels. Le fait que la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit une baisse de la consommation finale d'énergie en France de 15,4 % entre 2018 et 2028 vient en appui de cette baisse de la demande d'électricité²⁵.

Le second est lié au développement de l'énergie électrique d'origine renouvelable. Les politiques publiques en France visent à soutenir le développement de ces offres. La PPE fournit en tout état de cause l'élément montrant que ce développement est poursuivi : elle prévoit en effet qu'en 2028 les capacités de production d'électricité renouvelable installées aient doublé par rapport à 2017, pour atteindre 113 GW²⁶. Ici cette croissance de l'offre en renouvelable pourrait augmenter l'offre globale d'électricité si les autres capacités de production ne baissaient pas en proportion.

²⁵ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Synthèse%20de%20la%20PPE.pdf>

²⁶ *Ibid.*

Cela étant, ce dernier point reste très hypothétique. L'évolution de l'ensemble des capacités de production du système électrique pourrait jouer en sens inverse.

C'est ainsi qu'une récente étude de S&P Global Ratings anticipe une hausse de 30 % des prix de l'électricité en Europe au cours des 6 prochaines années, notamment en raison de la baisse de la production d'électricité en Allemagne, qui a fait le choix de rapidement fermer ses centrales nucléaires et à charbon pour se tourner vers les énergies renouvelables, incapables de compenser en termes de volumes de production ces fermetures²⁷.

Enfin, un autre élément qui pourrait entraîner une augmentation des prix de gros concerne la taxation carbone appliquée aux moyens de production générant des gaz à effet de serre, qui pourrait croître dans le cadre des objectifs européens de diminution des émissions de ces gaz.

L'analyse que nous venons d'effectuer sur la question de l'optionnalité ou non de l'accès au tarif réglementé du nucléaire pour les fournisseurs met en évidence les limites d'un système optionnel, tout en soulignant les exigences fortes qui devraient accompagner la mise en place d'un système obligatoire, qui de fait rendrait les consommateurs captifs du tarif régulé d'accès au nucléaire, notamment le fait que ce tarif ne puisse en aucun cas refléter des coûts ayant vocation à compenser la dette abyssale d'EDF²⁸, qui ne trouve pas son explication dans le parc nucléaire historique²⁹.

De plus, ce tarif devrait être dûment discuté entre les parties prenantes (dont les consommateurs), et objectivé. En effet, le Figaro rapportait le 27 avril que la Commission européenne et le gouvernement français s'étaient accordés sur un tarif de l'accès régulé à 49 €/MWh, soit supérieur à l'estimation faite par la CRE, sans aucune transparence sur les éléments ayant dicté l'élaboration de ce prix !

Nous pourrions évoquer à ce stade non pas le point clé du projet concernant le TRV, mais plutôt le point clé du projet concernant son absence. Cela étant, pour évoquer cette question très importante pour les consommateurs, il est nécessaire d'évoquer le cadre plus général dans lequel cette nouvelle régulation du nucléaire est censée avoir lieu : le projet « Hercule ».

3. La nouvelle régulation du nucléaire a vocation à se fondre dans la restructuration d'EDF

a. Un débat confisqué par EDF, l'exécutif et la Commission européenne

Si le gouvernement a fait preuve de transparence sur son projet initial de nouvelle régulation du nucléaire, force est de constater d'une part que depuis lors le grand public est tenu éloigné d'éventuelles évolutions du cadre de régulation envisagé et que d'autre part il est totalement exclu des discussions concernant la réorganisation des activités d'EDF,

²⁷ <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/la-transition-energetique-va-gonfler-les-prix-de-lelectricite-en-europe-1146881>. Notons toutefois que l'agence a par la suite révisé ses estimations, notamment en raison de la baisse de la demande en 2020 causée par la crise économique : <https://www.spglobal.com/ratings/en/research/articles/210127-the-energy-transition-and-what-it-means-for-european-power-prices-and-producers-january-2021-update-11809873>. Cette rapide évolution de l'estimation permet d'attester l'idée la fragilité des exercices prospectifs concernant les prix futurs de l'électricité.

²⁸ Fin 2020, la dette nette du groupe s'élevait à 42 milliards d'euros.

²⁹ En effet, une partie de la dette d'EDF résulte de son programme EPR (Flamanville, Hinkley Point...) ou encore de sa stratégie d'acquisition d'entreprises. Rien n'indique que le nucléaire historique puisse être raisonnablement pointé du doigt sur la dette d'EDF, puisqu'au moment du rapport Champsaur de 2011, les investissements liés au parc nucléaire étaient quasiment amortis et le tarif proposé pour l'ARENH contenait les coûts liés à la prolongation des centrales. Qui plus est, il faut noter qu'au-delà du prix de l'ARENH, EDF a pu vendre sur les marchés la partie de sa production nucléaire non destinée à l'ARENH ou à alimenter ses clients au TRV. Les prix de gros ayant été majoritairement au-dessus du prix de l'ARENH pendant la période de régulation, EDF a pu en réalité gagner de l'argent grâce à sa production nucléaire, et rentabiliser l'investissement sur son parc.

initialement porté par le projet « Hercule », visant à réorganiser les activités d'EDF, et au sein duquel cette nouvelle régulation doit forcément s'intégrer.

Alors que la partie la plus concernée par la réorganisation des activités d'EDF – et de fait du marché de l'électricité – est celle des consommateurs (puisqu'ils sont tous concernés par une organisation du marché de l'électricité ayant un impact sur leurs factures), il est déplorable qu'ils soient tenus à l'écart des discussions. Le grand public doit en effet se contenter d'indiscrétions de journaux, ou encore de fuites de documents transmis par le gouvernement aux syndicats d'EDF, pour connaître l'avancement des discussions. Alors que dans une interview à Ouest-France du 23 avril Bruno Lemaire, Ministre de l'Economie, annonçait de futurs échanges avec les syndicats d'EDF et qu'il tiendrait compte des propositions des syndicats, les représentants des consommateurs ne peuvent que constater que le Ministre fait fi de leurs positions sur la question, alors que de nombreux éléments liés à la réorganisation du marché mériteraient d'être débattus.

Cette confiscation du débat par le Gouvernement, EDF et la Commission européenne, et la volonté de rapidement mettre en place la restructuration des activités d'EDF, et la nouvelle régulation du nucléaire l'accompagnant, est d'autant plus problématique que rien n'impose légalement que le système actuel doive trouver un successeur avant 2026.

L'analyse que fait donc ici l'UFC-Que Choisir des enjeux liés au projet « Hercule » ne peut donc s'appuyer que sur des informations parcellaires ou lacunaires.

b. L'absence de TRV dans le projet « Hercule »

Le projet « Hercule » a été présenté dans ses grandes lignes par EDF mi-2019, et ses contours affinés depuis, si on se réfère aux seules fuites dans la presse ayant suivi sa présentation initiale. Ce projet prévoit la séparation des activités d'EDF en trois structures distinctes.

Un « EDF bleu » intégralement détenu par l'État qui comprendrait le nucléaire, et la gestion du réseau de transport de l'électricité (RTE).

Un « EDF vert » intégrant la vente d'électricité aux consommateurs, les énergies renouvelables, et le réseau de distribution (ENEDIS). Cette entité serait contrôlée par l'État, mais son capital serait ouvert à la participation du privé (le chiffre de 35 % est généralement évoqué).

Un « EDF azur », également détenu par l'État, qui s'occuperait de la gestion des barrages hydroélectriques.

Au-delà de la question de cette réorganisation financière, comptable, des activités d'EDF, il est remarquable constater que le sujet du TRV n'est jamais accolé aux débats autour du projet « Hercule ». Ceci est révélateur, puisque si les promoteurs du nouveau système comptaient lui donner une place, on peut raisonnablement penser que des discussions profondes et structurantes se seraient déjà engagées pour déterminer la façon de le déterminer et de l'intégrer dans le marché concurrentiel.

Ensuite, car ce projet est négocié avec la Commission européenne, qui a historiquement manifesté une hostilité à l'existence même d'un tarif réglementé, et qui pourrait profiter de cette réorganisation pour exiger sa fin.

Enfin, car en tout état de cause l'existence même d'un TRV au sein de l'activité « EDF vert » peut paraître contrintuitive, dans le sens où ce tarif aurait par définition nature à encadrer le niveau de la marge réalisée par « EDF vert », sur cette offre, et qu'il ne s'agirait pas ici de donner la plus grande attractivité possible à cette entité auprès des investisseurs, même si des offres de marché pourraient parfaitement être proposées.

En négatif, au moins un élément plaiderait pour que le TRV soit maintenu, ne serait-ce que de manière transitoire : une approche concurrentielle. En effet, mettre en place ce système rapidement en supprimant le TRV donnerait vraisemblablement un important avantage à

EDF, puisqu'une part importante des clients au TRV se rabattrait sur une offre de marché d'EDF.

c. La nécessité de maintenir le TRV

A défaut d'information fiable sur la façon dont les pouvoirs publics envisagent ou non le maintien d'un tarif règlementé de vente de l'électricité dans la nouvelle organisation du marché de l'électricité, l'UFC-Que Choisir tient à souligner tout l'intérêt de son maintien. Il est au moins double.

D'une part car il garantirait la construction d'un tarif au sein duquel la marge commerciale serait dûment encadrée, et, bien entendu, contenue. Cela préserverait les consommateurs d'une situation de marché dans laquelle une concurrence atone pourrait aboutir à une augmentation des marges réalisées par les fournisseurs. D'autre part car le TRV reste un pivot tarifaire autour duquel s'articule la concurrence, ce qui permet aux consommateurs de mieux comparer les offres. Ce TRV facilite donc le rôle de régulateur des marchés des consommateurs.

d. Un TRV oui, mais lequel ?

Nous l'avons vu, en faisant du TRV un tarif « contestable », la méthodologie de fixation par l'empilement des coûts en fait un prix plafond du marché. Autrement dit, il n'a strictement aucune vocation à être compétitif. Ce TRV n'aurait pour l'UFC-Que Choisir pas vocation à être maintenu dans sa configuration actuelle pour au moins deux raisons.

En premier lieu, car en maintenant un TRV cher, on « bloque » un ensemble de consommateurs (attachés au service public, parfois averses au changement, etc.) dans une offre non compétitive.

En second lieu, car par construction, un tel TRV, prix plafond du marché, aurait vocation à s'éteindre de lui-même étant déserté à terme par une très forte majorité de clients. Cette désertion, quasi-organisée, est déjà en marche, le TRV n'ayant plus qu'une part de marché de 68 % fin 2020, contre 86 % tout juste 4 ans auparavant.

Alors quelle configuration alternative crédible pourrait avoir le TRV ? Tout simplement en reprenant l'une de ses configurations antérieures, à savoir l'orienter vers les coûts réels de fourniture. Cette méthode aurait deux avantages.

En premier lieu de donner de l'attractivité au TRV, rien ne justifiant que ce dernier ait vocation à ne jamais pouvoir être compétitif.

En second lieu il permettrait à EDF de pouvoir largement valoriser ses investissements annoncés dans le renouvelable, dont la réalisation est censée être favorisée par la levée de capitaux dans le cadre du projet « Hercule ». Effectivement, si une partie du prix du TRV serait imposée par le prix régulé de l'accès au nucléaire, le complément pourrait l'être par les autres moyens de production appartenant à EDF, dont les énergies renouvelables.

Au-delà d'EDF, les alternatifs seraient bien davantage contraints qu'aujourd'hui d'investir. Alors que la loi NOME ambitionnait de poser un cadre permettant aux alternatifs d'investir, la réalité est que leur compétitivité structurelle face au leader du marché, le TRV, n'a aucunement constitué un élément motivant les investissements. Dans la nouvelle configuration de concurrence face au TRV, ils seraient incités à investir dans des moyens de production propre, et évidemment les plus rentables et non soumis à la taxation du CO₂ que sont les énergies renouvelables.

DEMANDES DE L'UFC-QUE CHOISIR

Compte tenu des constats dressés, l'UFC-Que Choisir demande au pouvoir exécutif un moratoire sur les discussions tripartites engagées par le gouvernement, EDF et la Commission européenne sur la nouvelle régulation du nucléaire et la mise en place d'un débat public sur le devenir de cette régulation, sur la base d'une transparence sur les coûts réellement supportés par EDF pour produire son électricité d'origine nucléaire.

Dans ce cadre, l'UFC-Que Choisir défendra :

- Le maintien d'une régulation de l'accès à l'énergie d'origine nucléaire produite par EDF à un tarif reflétant les coûts réels de production du nucléaire et excluant toute prise en compte des coûts en lien avec les dérives financières liées à l'EPR de Flamanville ;
- Le maintien d'un tarif réglementé de vente de l'électricité, ce tarif devant être orienté vers les coûts de fourniture réellement supportés par EDF.

Enfin, dans l'attente de la mise en place d'une nouvelle régulation de l'accès au nucléaire, l'UFC-Que Choisir demande au gouvernement un dé plafonnement immédiat des volumes d'ARENH accessibles par les fournisseurs alternatifs, pour mettre un coup d'arrêt à la spirale inflationniste actuelle.

