

Mardi 1er juin 2021

A

Jean-François Carenco  
Président,  
Commission de régulation de l'énergie  
15 rue Pasquier  
75379 Paris Cedex 08

Objet : coût du MWh éolien

Monsieur le Président,

La CRE, dans ses analyses des Charges de service public de l'énergie prévisionnelles pour les années 2019 et 2020, indique un coût d'achat unitaire moyen de l'éolien par EDF qui augmente de 88,2 €/MWh en 2017 à 88.6 en 2018, 89.4 en 2019 et 91.1 en 2020. Ce constat, qui révèle une croissance continue du coût d'achat moyen du parc éolien, contredit l'affirmation d'une rentabilité de l'énergie éolienne quand le coût de marché était d'environ 45 à 55 €/MWh.

Par ailleurs l'examen des statistiques trimestrielles montre que 90 % des parcs mis en service en 2019 faisaient moins de 12 MW et que le reste faisait moins de 18 MW. Le nombre de mâts de ces parcs, bien que non indiqué, est probablement très généralement inférieur à 7 mâts pour des puissances unitaires de 2 à 3 MW.

Ces deux constats sont sans doute à mettre en relation avec le fait que, quelques jours avant la dissolution du gouvernement à la suite des élections présidentielles, Madame Royal signait l'Arrêté du 6 mai 2017, très favorable aux investisseurs de l'éolien terrestre, fixant les conditions de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum.

Quels en étaient les points principaux : pour tout parc de moins de 7 mats et 18 MW un régime spécial était établi qui garantissait un tarif d'achat de 72 à 74 € par MWh auxquels s'ajoutaient 2,8 €/MWh de frais de gestion. Par ailleurs la durée du contrat était fixée à 20 ans. Ces données sont à comparer à celle de l'arrêté antérieur, de 2006, qui fixait le prix d'achat à 82 €/MWh (aux conditions économiques de 2006), mais sur seulement 15 ans.

Il nous semble important, compte tenu du poids financier pour les familles de régime de faveur, que la situation soit clairement analysée et rendue publique. C'est pourquoi nous vous demandons de nous éclairer sur la situation actuelle.

- Quelle est la date de référence des tarifs de cet arrêté de 2017 : la date n'est pas précisée dans l'arrêté, ce qui laisse supposer que la date de l'arrêté antérieur, 2006, reste applicable, ce qui expliquerait l'importance du coût d'achat en 2020?
- Sur les capacités devenues opérationnelles en 2018 (1583 MW), en 2019 ( 1361 MW) et en 2020 (993 MW), quelles capacités (en MW total ou en %) avaient demandé à bénéficier des tarifs de l'arrêté du 6 mai 2017?

- Sur les capacités engagées pour 2021 et 2022 quelles capacités ont également demandé à bénéficier des tarifs ci-dessus ?
- Quel sont les prix de référence 2020 et 2021 en euros courants de l'arrêté du 6 mai 2017 pour les nouveaux parcs éoliens ?
- La dérogation accordée par l'arrêté est-elle limitée dans le temps?

Vous comprendrez certainement que nous nous inquiétons d'un régime extrêmement favorable à des parcs de taille limitée, les investisseurs semblant avoir eu systématiquement recours à un découpage de leurs projets pour bénéficier de l'obligation d'achat à prix fixé, et échapper ainsi aux appels d'offres conduisant à compléments de rémunération.

Si nous sommes conscients de la difficulté d'accès aux contrats, pour des raisons commerciales, nous estimons qu'il serait indispensable que les données statistiques correspondantes soient rendues publiques, un abus de situation nous semblant évident. Nous notons d'ailleurs que, dans une décision publiée le 10 avril 2020 relative à l'instruction des dossiers de candidature à la cinquième période de l'appel d'offres pour l'éolien terrestre, vous avez recommandé des modifications du cahier des charges afin d'éviter « *le contournement des dispositifs de soutien* », pour « *introduire une condition d'admissibilité visant à empêcher le fractionnement des parcs* » et « *instaurer une pénalité contractuelle s'il était démontré que le producteur avait abusé de cette possibilité* ». Pourriez-vous également nous indiquer si cette recommandation a été mise en œuvre, et si elle se révèle efficace sur les nouveaux projets en cours.

Sincèrement votre,

Bernard Accoyer



Président de PNC-France

# Le prix de l'électricité en France : quelques mises au point

Jacques Percebois, Professeur Emérite à l'Université de Montpellier

La libéralisation de l'électricité avait pour ambition de permettre au consommateur de choisir son fournisseur et de donner un rôle plus grand aux mécanismes du marché. Les vertus de la concurrence sont bien connues : elles incitent à l'innovation et conduisent à la suppression des rentes indues. Beaucoup pensent que la concurrence fait nécessairement baisser les prix ; c'est faux, la concurrence évite les profits excessifs mais en économie de marché les prix doivent suivre les coûts. Dans l'électricité seule une faible partie de l'activité peut fonctionner selon les règles de la concurrence du fait d'activités qui doivent nécessairement être régulées (les réseaux de transport et de distribution en particulier). A cela s'ajoutent les taxes qui relèvent de l'autorité publique.

## I. L'étude de *Que Choisir* est pertinente sur de nombreux points mais certaines observations ou conclusions ne sont pas exactes ou pas suffisamment explicites :

- 1) La hausse du prix TTC de l'électricité sur les dix dernières années pour le consommateur final tient beaucoup à l'augmentation des taxes (dont une partie sert à financer le surcoût des renouvelables, ce qui doit être rappelé) mais aussi à l'augmentation du coût de renforcement des réseaux (là encore pour partie à cause des renouvelables) ; à eux seuls ces deux facteurs peuvent expliquer entre 40 et 50% des hausses depuis 2010.
- 2) La hausse de la part « fourniture » du prix tient en quasi totalité à la hausse du prix de l'électricité sur le marché de gros (parfois appelé *spot*). Cette hausse est liée à l'augmentation du prix du gaz (liée à celle du pétrole) et à l'augmentation du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> au cours des quatre dernières années. Comme le marché de gros français est interconnecté au reste de l'Europe le prix français est lié aux fluctuations des prix allemands notamment et ce prix ne devrait que s'accroître avec la fermeture de centrales en Allemagne et en Belgique.
- 3) Le nucléaire a joué un rôle stabilisateur au cours de la période. Le prix de l'ARENH fixé à 42 euros début 2012 n'a pas été réactualisé alors que des investissements supplémentaires de sûreté ont été entrepris. Si le prix de l'ARENH avait suivi l'inflation (13,5% sur la période) il serait aujourd'hui de l'ordre de 47 à 48 euros le MWh en 2021.
- 4) L'étude semble rendre le nucléaire responsable de la hausse récente du prix de l'électricité en affirmant qu'il faudrait dé plafonner le montant de 100 TWh dont bénéficient les alternatifs. C'est une demande formulée explicitement par *Que Choisir*. Cela ne se justifie pas. On est dans une « spirale de la mort » ! Plus on augmente le plafond et plus les alternatifs pourront gagner des parts de marché au détriment d'EDF et plus ils demanderont ensuite un montant supplémentaire d'ARENH. Un dé plafonnement ne peut se faire qu'avec une hausse du prix de l'ARENH (aux alentours de 50 euros probablement). L'étude le reconnaît : le prix de gros est durablement au-dessus du prix de l'ARENH sur la période étudiée (sauf en 2016) ; accroître le volume d'ARENH sans revoir le prix de l'ARENH c'est pénaliser encore davantage EDF.

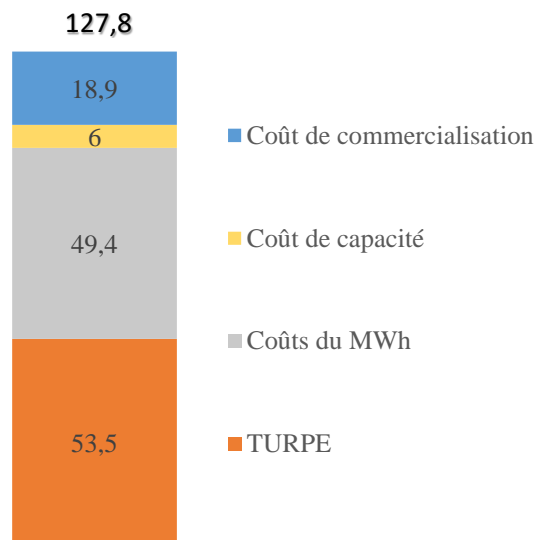
- 5) Un point qui n'est pas abordé dans l'étude et qui mérite attention est que, contrairement à ce que prévoyaient les partisans du processus de libéralisation du secteur de l'électricité, les alternatifs ont très peu investi dans la production d'électricité, hormis quelques investissements dans des centrales à gaz et bien sûr des investissements dans les renouvelables parce que le prix de vente du kWh y était garanti par la loi. En d'autres termes ils n'ont pas pris de risques et se sont très largement « *sourcés* » au nucléaire d'EDF.

## II. Voici quelques précisions supplémentaires qui méritent d'être apportées.

- 1) Le marché ne fixe qu'une faible proportion du prix TTC payé par le consommateur final (cas d'un ménage au Tarif Réglementé de Vente, TRV) : sur la base des tarifs de 2020 les taxes représentaient 33% du prix TTC, les péages d'accès aux réseaux de transport et distribution environ 32% et la fourniture (production et commercialisation du kWh) le solde soit 35%. C'est sur cette dernière partie que la concurrence et le marché de gros sont susceptibles de jouer. Mais une partie du kWh commercialisé est également vendue à un prix administré, ce que l'on retrouve dans le mécanisme dit de l'empilement. C'est le cas d'une partie du nucléaire, celle qui correspond à l'ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique) (100 TWh sur 380 TWh de nucléaire produits soit environ 18% de la production totale d'électricité en France). Au départ l'ARENH ne devait pas dépasser 25% de la production nucléaire soit 100 TWh sur les 400 TWh de l'époque. Avec une production nucléaire ramenée à 380 TWh l'ARENH représente aujourd'hui plus de 26% de la production nucléaire ; c'était d'ailleurs davantage en 2020 car la production nucléaire était encore plus faible. Notons que si l'on rajoute les renouvelables, comme le solaire et l'éolien qui bénéficient de prix d'achat garantis (leur part dans la production était d'environ 8% soit 43 TWh en 2019), in fine c'est donc une part de 25 à 26% de la production d'électricité qui peut être considérée comme régulée.

### **Empilement des coûts hors taxes** pour les consommateurs résidentiels début 2021

(source CRE) en euros/MWh (le TURPE correspond au tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, de transport et de distribution ; c'est un péage fixé par la CRE, la Commission de Régulation de l'Énergie) :



Avec les taxes (65,7 euros) le prix du MWh devient 193,5, soit 19,5 centimes d'euro/kWh

**Figure 1 .** Décomposition du tarif réglementé de vente hors taxes pour les consommateurs résidentiels au 1<sup>er</sup> février 2021. Source : Données CRE

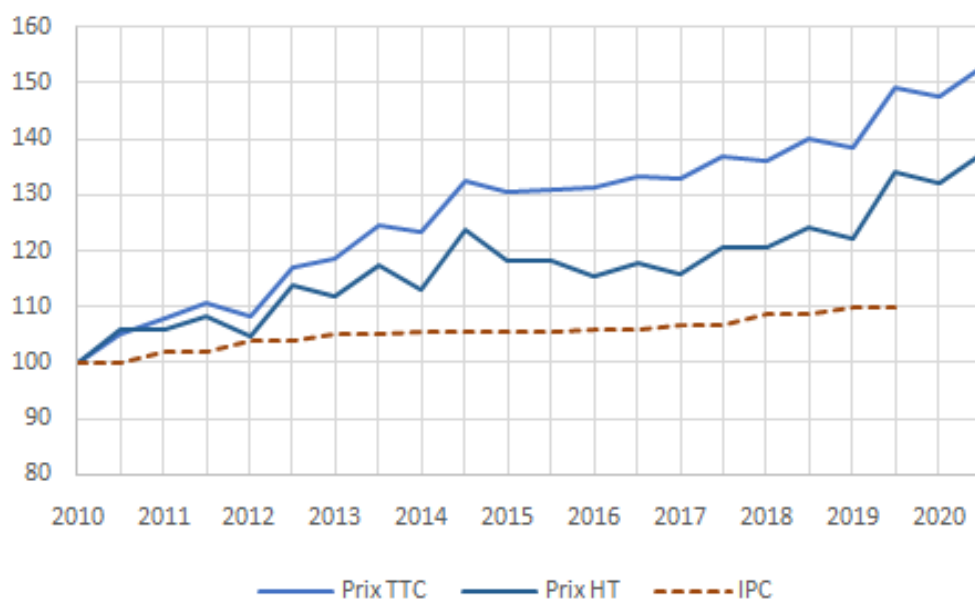
Les droits d'ARENH sont estimés à 68% de la consommation des clients au TRV (cela correspond au poids de l'ARENH dans les offres des alternatifs) ; si la demande d'ARENH dépasse le plafond de 100 TWh il faut en tenir compte dans le calcul du TRV et accroître la part du prix de gros dans le calcul du TRV afin de maintenir la *contestabilité* du tarif. Ce principe de *contestabilité* conduit à augmenter le TRV lorsque le coût d'accès des alternatifs à la production d'électricité augmente. Ainsi, si demain la demande d'ARENH s'accroît encore au-delà du plafond, le complément marché des alternatifs augmentera (ils achèteront encore plus d'électricité sur le marché de gros) et il faudra en conséquence accroître la part du prix de gros dans la fixation du TRV. Ce qui fait dire à certains, à juste titre, qu'il faut augmenter les prix (le TRV) pour que la concurrence puisse jouer !

Le poids du « régulé » dans le coût de production du kWh se monte dès lors à 90 % (33 + 32 + 25 : part des taxes + part des réseaux + part de la fourniture d'électricité qui est administrée du fait de l'ARENH et des ENR)). Le marché ne fixe donc que de l'ordre de 10% du prix TTC payé par le consommateur final qui est au TRV. La part est un peu supérieure pour les consommateurs qui ont abandonné le TRV. Sur le marché de gros les prix ont été estimés en moyenne à 46,6 euros/MWh en base et à 60,6 euros/MWh en pointe. Le prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité (hors effet d'écrêtement ARENH) correspond à la moyenne des prix constatés lors des six enchères de capacité pour 2021 soit 31 241 euros/MW. Ce la renchérit le prix du MWh de 6 euros. Le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, transport et distribution) est fixé par la CRE. Les taxes sont fixées par le Parlement.

Tous les fournisseurs d'électricité ont l'obligation de prouver qu'ils disposent des capacités nécessaires (en GW) pour passer la pointe, soit sous forme de puissance disponible, soit sous

forme d'un portefeuille de clients effaçables. Si ces fournisseurs n'ont pas construit de capacités ils peuvent en acheter à ceux qui en ont et cela se fait sur un marché dit de capacité, entré en vigueur récemment. Le coût de ces réservations est évidemment répercuté dans le prix de l'électricité (c'est de l'ordre de 6 euros/MWh dans le TRV). Ce mécanisme est lié au développement de l'intermittence d'une partie du parc et ce coût ne peut qu'augmenter avec l'accroissement de la part des renouvelables non pilotables.

- 2) Si l'on ajoute les taxes, qui pèsent pour près d'un tiers du prix TTC payé par le consommateur et que l'on compare l'évolution des prix HT et TTC on constate ce qui suit sur les dix dernières années (c'est conforme à l'étude de *Que Choisir*) :



**Figure 2** Evolution des prix HT et TTC de l'électricité (en comparaison avec l'inflation)

Ainsi le prix TTC a augmenté de 50% depuis 2010 tandis que le prix HT augmentait de 40% (et l'inflation de l'ordre de 13%). Une cause importante de la hausse du prix de l'électricité est donc l'augmentation des taxes, celle de la CSPE en particulier. C'est donc le financement des renouvelables qui explique cette hausse des taxes. La CSPE finançait au départ le surcoût entre le prix garanti et le prix de gros des ENR (c'est pareil avec le mécanisme des primes accordées aux ENR). Comme elle ne cessait d'augmenter avec le développement du parc des ENR, le législateur l'a plafonnée à 22,5 euros/MWh et a transféré la prise en charge de ce surcoût sur la TICPE (taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques) payée par le consommateur de carburants. Cela représente plus de 5 milliards d'euros par an aujourd'hui. A défaut d'avoir transféré sur l'automobiliste une partie de ce surcoût, la hausse du prix de l'électricité aurait été bien supérieure ! A côté de la CSPE il existe aussi la TICFE et les deux sont parfois présentées de façon fusionnée.

3) Le coût des réseaux a lui aussi fortement augmenté et cela s'explique par le développement des interconnexions transnationales (réseau de transport) et par le coût de raccordement des ENR (réseau de distribution); là encore c'est grosso modo un tiers du prix TTC du kWh... et cela devrait augmenter au vu des projets d'investissements de RTE et Enedis. Notons que RTE annonce un investissement de 33 milliards d'euros sur les 15 ans à venir dont seulement 8 seront dédiés au renouvellement des ouvrages anciens et qu'Enedis prévoit de son côté d'investir 69 milliards d'euros sur la même période. Plus on développe les ENR, plus il faut renforcer le réseau de distribution et plus sa gestion devient complexe compte tenu du nombre croissant de points d'injection. Comme les charges d'accès sont mutualisées c'est le consommateur final qui paie. Il faudrait revoir les mécanismes de fixation du TURPE et inciter les producteurs à ne pas injecter trop loin des réseaux... ou de payer le surcoût.

4) Malgré sa très forte volatilité (prix supérieur à 100 euros à certaines heures et négatif à d'autres heures) le prix de gros sur le marché spot (ou à terme) est supérieur en moyenne annuelle au niveau de l'ARENH donc au coût du nucléaire, comme le montre d'ailleurs l'étude de *Que Choisir* (les rares exceptions ont été 2016 et partiellement 2015 et 2017). La hausse du prix de gros s'explique largement par la hausse du prix du gaz (donc celle du prix du pétrole) et par la hausse du prix du carbone (passé en quelques années de 5 euros/tonne de CO<sub>2</sub> à plus de 50 euros aujourd'hui)... et cela devrait s'intensifier avec la réforme en cours du marché ETS (European Trading System) en Europe. A terme le prix du gaz augmentera aussi et les prix de gros de l'électricité augmenteront. Ce sera encore plus vrai si en plus certains pays européens ferment des centrales (centrales nucléaires, au charbon et au lignite en Allemagne et centrales nucléaires en Belgique). Du fait de l'interconnexion des marchés de gros les tensions sur les prix *spot* qui seront observées en Belgique et en Allemagne vont se répercuter en France.

La conclusion est que le nucléaire est plutôt un facteur de stabilisation du prix de l'électricité en Europe et il n'est pas la cause de la hausse observée, contrairement à ce que pourrait laisser penser l'étude de *Que Choisir* ; à cela il faut ajouter le coût du marché de capacité et le coût des CEE (certificats d'économie d'énergie). Si tout le nucléaire avait été vendu au prix du marché, EDF aurait bénéficié de meilleures recettes (sauf en 2016), ce qui lui aurait permis d'engager des investissements que l'ARENH ne permet pas à ce niveau. Ajoutons à cela que le nucléaire français contribue grandement à l'équilibre du réseau européen. Il faut des centrales pilotables pour maintenir la fréquence et ce ne sont pas les renouvelables françaises, allemandes ou autres qui sont utiles ici. Le nucléaire français rend donc service aux gestionnaires européens de transport et ce service n'est jamais valorisé. Ce service « système » devrait donner lieu à rémunération.

5) L'étude de *Que Choisir* fait observer que l'avantage historique des prix en France par rapport à la moyenne européenne diminue ; c'est vrai. Le prix de l'électricité demeure encore en France en deçà de la moyenne de l'UE et bien en deçà du prix en Allemagne. Mais la logique même de l'Union européenne qui veut créer un vaste marché unique est de faire converger les prix (au moins les prix de gros); on peut le

regretter...Rappelons quand même que les prix de l'électricité (en monnaie constante) étaient élevés dans les années 1950 à une époque de relative pénurie puis dans les années 1970 quand il a fallu construire le parc nucléaire. A l'époque, en plein choc pétrolier, cette hausse a été facilement acceptée. Mais le consommateur français en a bénéficié ensuite car grâce au nucléaire le prix du kWh a fortement baissé en monnaie constante (et même en monnaie courante !) et il était beaucoup plus bas en France que dans le reste de l'Europe. La conclusion est que le prix doit suivre les coûts donc les investissements nécessaires à la satisfaction de la demande.

- 6) L'étude de *Que Choisir* raisonne sur la facture payée par le consommateur. Il faut observer que les usages électriques se sont fortement développés depuis dix ans, en particulier avec le numérique. C'est donc comme pour les télécommunications. La facture va monter au fur et à mesure que le consommateur utilisera de plus en plus d'appareils électriques (y compris dans la mobilité). Cela n'a rien de choquant en soi. Notons que les travaux d'efficacité énergétique visant à réduire les consommations et donc les coûts sont eux-mêmes souvent difficilement amortissables.
- 7) Notons que toute cette approche ne tient pas compte des coûts des services au « système » électrique, c'est-à-dire par exemple des coûts liés à l'intermittence des renouvelables. D'une certaine façon les coûts de renforcement des réseaux en font partie et demain il faudra tenir compte des coûts de stockage de l'électricité par batteries ou via le power-to-gas-to-power qui seront très élevés. Tout cela va conduire à une augmentation des prix.
- 8) L'étude de *Que Choisir* envisage l'avenir et s'inquiète (à juste titre). Le scénario du « corridor » évoqué dans l'étude (projet DGEC) semble aujourd'hui abandonné. Trois scénarios semblent préférés :
  - a. Celui d'un prix de l'électricité nucléaire régulé à 100% ; le nucléaire deviendrait une « essential facility », une sorte de « bien commun », un peu comme les réseaux ; tous les fournisseurs, EDF compris, achèteraient le kWh nucléaire à un prix régulé qui devrait suivre les coûts. Comme à 42 euros EDF ne couvre pas tous les coûts du nucléaire historique (ce prix n'a pas été revalorisé depuis 2012), il faudrait s'attendre à une certaine hausse (48-49 euros le MWh au moins?). Notons que la loi NOME prévoyait la sortie d'un décret explicitant la façon dont le prix de l'ARENH devait être revalorisé au fil du temps. Ce décret n'a jamais été publié. Ajoutons que l'ARENH ne tenait pas compte du coût de renouvellement du parc nucléaire et que ces investissements doivent également être pris en compte aujourd'hui. Une autre conséquence très importante serait que *la clause de destination* de l'ARENH serait abolie. Aujourd'hui ne peuvent bénéficier de l'accès à l'ARENH que les consommateurs présents sur le territoire français (les fournisseurs doivent justifier d'un portefeuille de clients) ; demain si tout le nucléaire est vendu à un prix garanti, tous les fournisseurs européens auront accès au nucléaire français pour tous leurs clients, y compris les fournisseurs dits « verts » : en 2021 sur 27



fournisseurs « verts » en France, 25 ont demandé à bénéficier de l'ARENH ! Au départ le législateur français avait réservé l'accès à l'ARENH aux seuls consommateurs français, au motif que ce sont eux qui ont financé le parc nucléaire à travers leurs tarifs.

- b. Celui d'un mécanisme du type CfD (« contract for differences ») du type anglais (prévu à Hinkley Point). Ce mécanisme des contrats pour différences fait qu'EDF vendrait le nucléaire au prix du marché de gros mais obtiendrait une compensation si ce prix est inférieur à un prix de référence ; et à l'inverse EDF verserait la différence si le prix du marché de gros est plus rémunérateur que le prix-cible. Cela reviendrait in fine à un prix garanti.
- c. A défaut on peut concevoir d'accroître le volume d'ARENH au-delà de 100 TWh mais il faudrait, par un juste retour, réactualiser le prix de l'ARENH. Néanmoins on serait entraîné dans un cercle vicieux car avec plus d'ARENH les alternatifs gagneraient de nouveaux clients et ils demanderont ensuite encore plus d'ARENH. Ce serait sans fin ! Rappelons, ce que l'étude de *Que Choisir* montre, qu'EDF a déjà perdu 38% des volumes d'électricité vendus aux consommateurs non professionnels et plus de 50% des volumes de kWh vendus aux professionnels... Rappelons aussi que le mécanisme de l'ARENH prend fin au 1<sup>er</sup> janvier 2026 selon les dispositions de la loi NOME.

Une solution peu probable mais qui réglerait la question serait de supprimer dès maintenant l'ARENH et de laisser faire le marché pour tous : plus d'ARENH mais plus de prix garantis pour les renouvelables non plus. Vive le marché et on verra bien alors qui seront les gagnants et les perdants ! Dans un tel système il n'y aurait plus de TRV non plus. Politiquement c'est improbable mais le système actuel qui mélange les règles du jeu conduit à des incohérences qui ne pourront pas perdurer.

Il faut donc rendre justice au nucléaire d'EDF qui a permis au consommateur français de bénéficier d'un prix de l'électricité plus faible que la moyenne européenne. Sans lui, avec un approvisionnement sur le marché de gros, le prix payé aurait été plus élevé ; et si ce prix a augmenté au cours des dix dernières années il ne faut pas en chercher la cause dans le coût du nucléaire historique ni rendre le plafond de l'ARENH responsable de cette évolution.

Ajoutons qu'un projet de Directive européenne demande que les fournisseurs proposent dorénavant (2022) à leurs clients au moins un tarif indexé sur le prix de gros. Il sera intéressant de voir si cela va aller dans le sens de l'intérêt du consommateur. Il est à craindre aussi que cette complexité dans la tarification conduise à des subventions croisées organisées par ces fournisseurs, donc aboutisse à pénaliser certains consommateurs