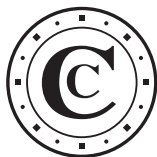


Cour des comptes



ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

L'ORGANISATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

Rapport public thématique

Évaluation de politique publique

Synthèse

Juillet 2022

 **AVERTISSEMENT**

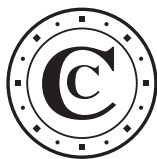
Cette synthèse est destinée à faciliter la lecture et l'utilisation du rapport de la Cour des comptes.

Seul le rapport engage la Cour des comptes.

Les réponses des administrations, des organismes et des collectivités concernés figurent à la suite du rapport.

Sommaire

1	Au sein d'un secteur électrique européen ouvert à la concurrence depuis le début des années 2000, la France a développé, au service d'objectifs nationaux, une politique publique d'organisation des marchés fondée sur plusieurs dispositifs d'intervention structurants.	5
2	Les TRV sont de plus en plus exposés aux variations des prix de marché, au risque de s'éloigner plus nettement des coûts de production d'EDF.	11
3	La mise en œuvre de l'ARENH ne s'est pas déroulée comme prévu, mais a permis la couverture des coûts complets sur la période considérée.	15
4	Le mécanisme de capacité est à l'origine de transferts financiers qui peuvent excéder les nécessités de la sécurité d'approvisionnement.	17
5	Les réponses aux trois questions examinées dans le cadre de l'évaluation montrent que les résultats de l'intervention publique ne sont pas maîtrisés de façon satisfaisante. Ce constat appelle une clarification et une hiérarchisation des objectifs poursuivis, afin de déterminer les modalités les mieux adaptées de régulation des marchés de l'électricité.	19
	Recommandations.	23



1 Au sein d'un secteur électrique européen ouvert à la concurrence depuis le début des années 2000, la France a développé, au service d'objectifs nationaux, une politique publique d'organisation des marchés fondée sur plusieurs dispositifs d'intervention structurants.

L'électricité constitue un bien de consommation de première nécessité pour les ménages ainsi qu'un facteur de production de l'industrie, dont le prix peut être déterminant pour sa compétitivité. En 1945, la France avait fait le choix d'une nationalisation du service public de l'électricité (production, transport, distribution et fourniture), en le confiant à Électricité de France (EDF).

Dans les années 1990, l'Union européenne a entrepris d'étendre les règles de fonctionnement du marché intérieur au secteur électrique. Avec l'adoption successive de quatre directives du Parlement et du Conseil en 1996, 2003, 2009 et 2019, elle a ainsi cherché à ouvrir à la concurrence les secteurs de la production et de la fourniture d'électricité et à lever les barrières d'accès aux réseaux

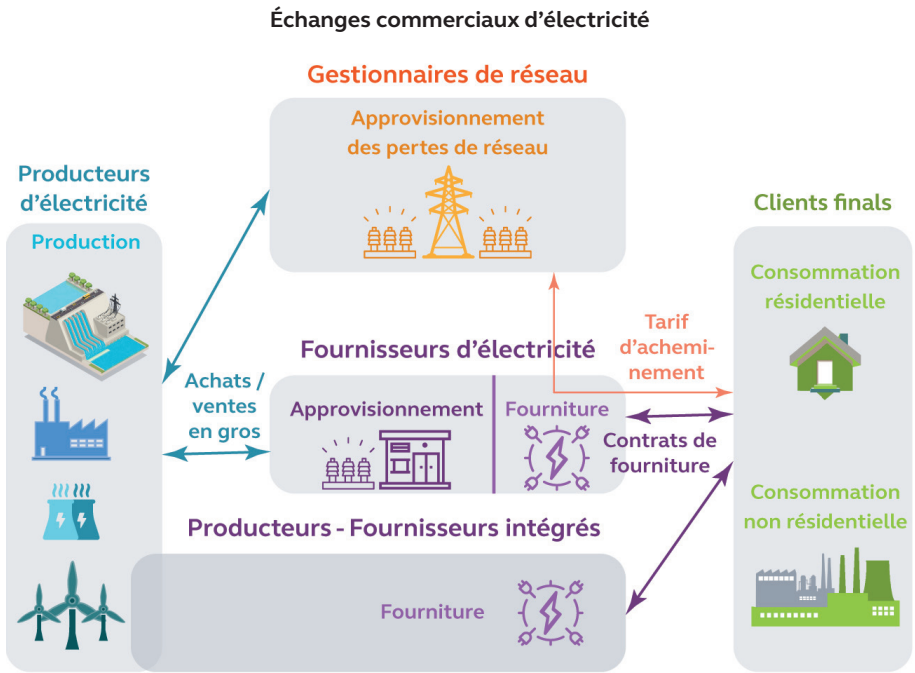
nationaux et aux interconnexions, favorisant aussi les échanges transfrontaliers.

Ces directives ont eu des conséquences sur l'organisation du secteur électrique : au sein d'EDF, les activités de transport et de distribution d'électricité ont été séparées des activités de production et de fourniture et confiées à ses filiales Réseau de transport d'électricité (RTE) et Enedis. Des fournisseurs alternatifs (aux fournisseurs historiques, c'est-à-dire à EDF et aux entreprises locales de distribution¹ - ELD) sont apparus. Deux types de marché de l'électricité se sont développés : les marchés de gros² entre les producteurs et les fournisseurs d'électricité ; les marchés de détail entre les fournisseurs d'électricité et les clients finals.

1. Le fournisseur historique d'électricité est EDF ou, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), une entreprise locale de distribution (ELD) comme, par exemple, Électricité de Strasbourg ou Usine d'Électricité de Metz.

2. Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) en vue d'approvisionner les clients finals (particuliers ou entreprises).

Au sein d'un secteur électrique européen ouvert à la concurrence depuis le début des années 2000, la France a développé, au service d'objectifs nationaux, une politique publique d'organisation des marchés fondée sur plusieurs dispositifs d'intervention structurants.



Source : Cour des comptes

Dans ce nouveau cadre d'ouverture à la concurrence au niveau européen et face à une augmentation des prix de marché à partir de 2005, les pouvoirs publics ont en France défini et mis en œuvre une politique publique d'organisation des marchés de l'électricité en recourant à des dispositifs de régulation et d'intervention. Cette politique française délimite le périmètre de l'évaluation conduite par la Cour.

Les objectifs de la politique française découlent des caractéristiques particulières du système de production français, qui se distingue au sein de l'Europe par le poids et la compétitivité du parc nucléaire historique. En effet, en l'absence d'intervention publique, l'ouverture à la concurrence à l'échelle européenne se serait traduite par un approvisionnement de la clientèle

française à des conditions de prix de gros de l'électricité susceptibles d'excéder nettement les coûts de production du parc français. La flambée des prix de gros de l'électricité en 2022, dans le sillage de ceux du gaz, illustre ce risque. Les pouvoirs publics ont dès lors cherché à faire bénéficier les clients français de l'avantage comparatif que constituaient les faibles coûts de production du parc nucléaire historique.

Cette politique nationale d'organisation des marchés et les dispositifs correspondants devaient néanmoins rester compatibles avec le droit de la concurrence et les règles du marché intérieur de l'électricité, elles-mêmes évolutives. Dans ce contexte, les autorités françaises ont adopté une « nouvelle organisation du marché de l'électricité » par la loi du

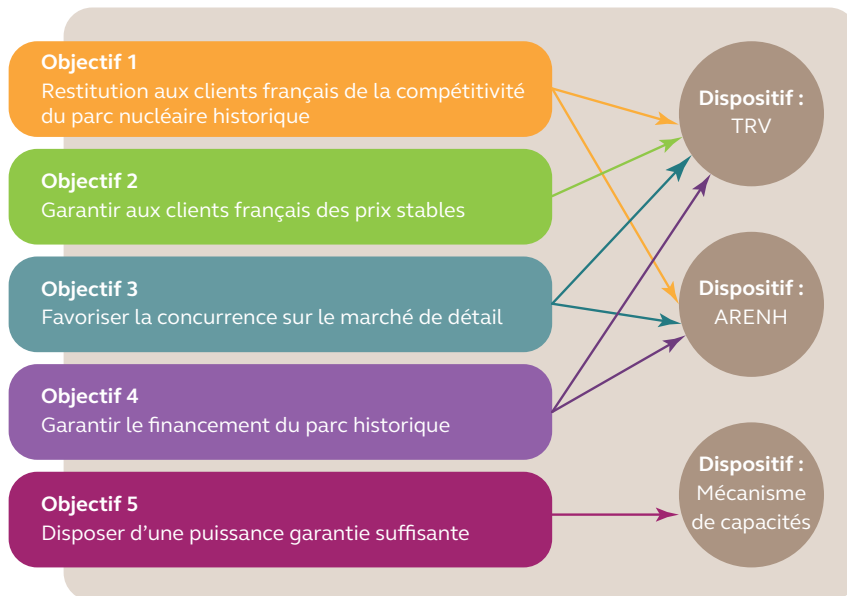
Au sein d'un secteur électrique européen ouvert à la concurrence depuis le début des années 2000, la France a développé, au service d'objectifs nationaux, une politique publique d'organisation des marchés fondée sur plusieurs dispositifs d'intervention structurants.

7 décembre 2010 du même nom (loi NOME). Elle poursuivait plusieurs objectifs : permettre, conformément au cadre européen, l'exercice de la concurrence entre fournisseurs, garantir aux consommateurs des prix stables et reflétant la compétitivité du parc nucléaire existant, assurer le financement de ce parc et disposer de capacités suffisantes pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Pour ce faire, la loi NOME a fait reposer l'intervention publique sur trois principaux dispositifs. Elle a ainsi mis en place une régulation au stade amont de la vente en gros de la production nucléaire, via l'instauration de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). L'ARENH a accompagné

à partir de 2011 la suppression définitive des tarifs réglementés pour les grandes et moyennes entreprises. Il devait permettre de garantir à tous les clients finals le bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire, et de donner aux fournisseurs alternatifs les moyens de concurrencer EDF. Concomitamment, la loi a créé un dispositif spécifique visant à garantir la sécurité d'approvisionnement, en particulier lors des périodes de tension entre offre et demande : le mécanisme de capacité. Enfin, elle a conforté la régulation des prix de détail pour les ménages et les petites entreprises en maintenant leur éligibilité aux tarifs réglementés de vente (TRV) que les opérateurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution) ont l'obligation d'offrir.

Ordonnancement initial des objectifs et dispositifs publics associés à la loi NOME



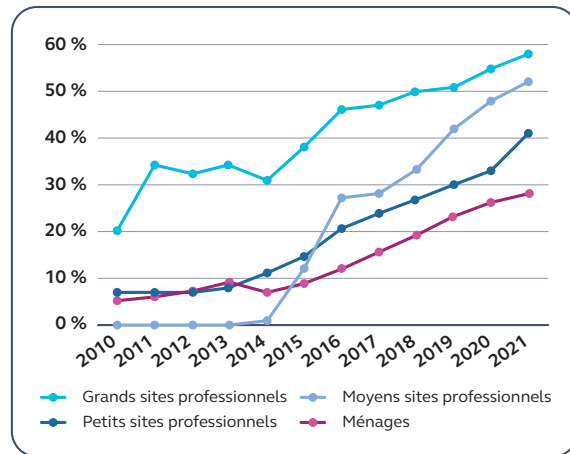
Source : Cour des comptes

Au sein d'un secteur électrique européen ouvert à la concurrence depuis le début des années 2000, la France a développé, au service d'objectifs nationaux, une politique publique d'organisation des marchés fondée sur plusieurs dispositifs d'intervention structurants.

Après plus de dix années d'application de la loi NOME, les parts de marché des fournisseurs alternatifs ont fortement augmenté sur le marché de détail³. Elles dépassent notamment 50 % sur la clientèle professionnelle, même si la place des opérateurs historiques reste très importante. En

revanche, le segment de la production demeure largement dominé par EDF, qui assure encore 85 % de la production nationale. Le caractère intégré d'EDF, qui utilise l'essentiel de sa production directement pour l'approvisionnement de ses propres clients finals, réduit la liquidité des échanges sur le marché de gros.

Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs depuis 2010 (en volume de consommation)



Source : Cour des comptes d'après données CRE – observatoire du marché de détail

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) surveille le bon fonctionnement des marchés de gros et de détail de l'électricité et publie régulièrement un état du développement de la concurrence dans le cadre de son observatoire des marchés de détail. De son côté,

l'Autorité de la concurrence a été saisie de nombreuses demandes d'avis sur le secteur et a rendu plusieurs décisions dans le cadre de ses fonctions contentieuses. Ces deux institutions sont par ailleurs chargées à la fois d'évaluer l'ARENH et les TRV.

3. C'est sur le marché de détail que sont proposés et conclus les contrats de fourniture d'électricité aux clients finals.

Au sein d'un secteur électrique européen ouvert à la concurrence depuis le début des années 2000, la France a développé, au service d'objectifs nationaux, une politique publique d'organisation des marchés fondée sur plusieurs dispositifs d'intervention structurants.

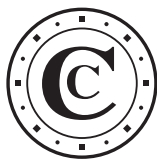
Aucune institution n'a dressé un bilan consolidé des trois dispositifs de politique publique d'organisation des marchés de l'électricité que sont les TRV, l'ARENH et le mécanisme de capacité. C'est à l'établissement de ce bilan des résultats propres et des effets combinés de la mise en œuvre de ces dispositifs que la Cour s'est attachée, en partant des trois questions évaluatives suivantes :

- dans quelle mesure le dispositif des tarifs réglementés de vente a-t-il contribué à faire bénéficier les clients finals de prix stables et compétitifs dans le cadre de l'ouverture des marchés à la concurrence ?
- dans quelle mesure la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a-t-elle eu un impact sur la capacité d'EDF à couvrir les coûts de production du nucléaire existant ?

- le mécanisme de capacité rémunère-t-il de manière proportionnée les moyens de production mobilisés pour la pointe de consommation ?

C'est donc bien la politique publique d'organisation des marchés de l'électricité décidée par la France qui fait l'objet de la présente évaluation par la Cour des comptes, et non pas la libéralisation du secteur électrique adoptée par l'Union européenne.

En réponse aux questions ci-dessus mentionnées, l'évaluation débouche sur les conclusions suivantes.



2 Les TRV sont de plus en plus exposés aux variations des prix de marché, au risque de s'éloigner plus nettement des coûts de production d'EDF.

Les tarifs réglementés de vente (TRV) constituaient l'unique mode de tarification au détail de l'ancien monopole public. Ils visaient à limiter les prix payés par les clients finals à la stricte couverture des coûts de fonctionnement et de développement du parc de production français ainsi que du réseau électrique.

La libéralisation du secteur, à travers les directives européennes successives, vise en revanche à laisser le marché fixer les prix de gros et de détail, par le jeu de l'offre et de la demande et par une concurrence libre et non faussée entre producteurs et entre fournisseurs. En l'absence de prix réglementés et du fait de la forte composante nucléaire du parc de production français, la libéralisation aurait donc exposé *a priori* les consommateurs français à des prix plus volatils et susceptibles d'excéder nettement les coûts du parc de production national.

Bien que le droit européen considère tout prix réglementé comme une entrave à la concurrence et limite de plus en plus les possibilités d'y recourir, la France a pu conserver jusqu'à présent des TRV, mais sur un champ désormais circonscrit aux ménages et à certaines petites

entreprises. La France fait partie des pays européens affichant les plus fortes parts de ménages bénéficiant d'un tarif réglementé (67 % fin 2021). Néanmoins, les gouvernements successifs ont estimé que le maintien de tarifs réglementés n'était possible que si une « contestabilité » effective des TRV était assurée. Ce principe fondé sur le droit européen signifie que les fournisseurs alternatifs doivent être en situation de proposer des tarifs au moins aussi attractifs.

Le maintien des TRV sur le marché de détail devait notamment permettre une stabilité des prix de détail dans le temps (même si le niveau des TRV est revu tous les six mois) et une maîtrise des coûts de commercialisation et des marges des fournisseurs. Dans le même temps, pour assurer leur « contestabilité », le niveau des TRV devait être fondé non plus sur les coûts de production d'EDF mais sur les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs.

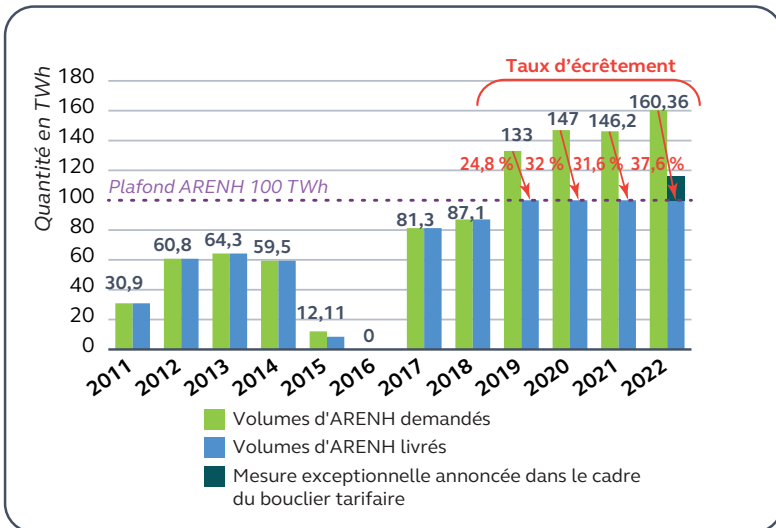
Les TRV sont dès lors calculés chaque année depuis 2015 par « empilement » de différentes composantes de coûts, dont plusieurs relatives aux coûts d'approvisionnement. La composante d'approvisionnement à l'ARENH, qui correspond à la consommation « en

Les TRV sont de plus en plus exposés aux variations des prix de marché, au risque de s'éloigner plus nettement des coûts de production d'EDF.

base »⁴ des clients (représentant près de 70 % de la consommation totale annuelle pour un ménage), est valorisée au prix régulé de l'ARENH, censé refléter les coûts de production du parc nucléaire historique, leur compétitivité et leur stabilité. La composante d'approvisionnement au marché reflète les besoins complémentaires (représentant près de 30 % de la consommation totale annuelle pour un ménage). Elle est valorisée en reproduisant la stratégie d'achat sur les marchés à terme de l'énergie et le marché de capacité (cf. *infra*) d'un fournisseur mettant en œuvre une politique prudente d'approvisionnement lissée sur une période de 24 mois.

Or, depuis 2019, les demandes annuelles d'ARENH des fournisseurs alternatifs excèdent le plafond de 100 TWh que la loi leur permet d'obtenir pour approvisionner leurs clients « en base ». Les demandes des fournisseurs alternatifs sont alors « écrêtées », c'est-à-dire qu'elles ne sont pas servies complètement, mais seulement à hauteur d'un pourcentage de celles-ci. Cet écrêtement renchérit le coût moyen d'approvisionnement de ces fournisseurs, puisqu'ils doivent alors compléter leur approvisionnement « en base » en recourant au marché et, depuis 2019, le faire à un prix plus élevé que celui de l'ARENH.

**Niveaux d'écrêtement de l'ARENH
(dû aux écarts entre les volumes demandés et livrés)**



Source : Cour des comptes

4. La consommation en base correspond peu ou prou au soutirage sur toutes les heures de l'année de la puissance appelée lors des périodes creuses.

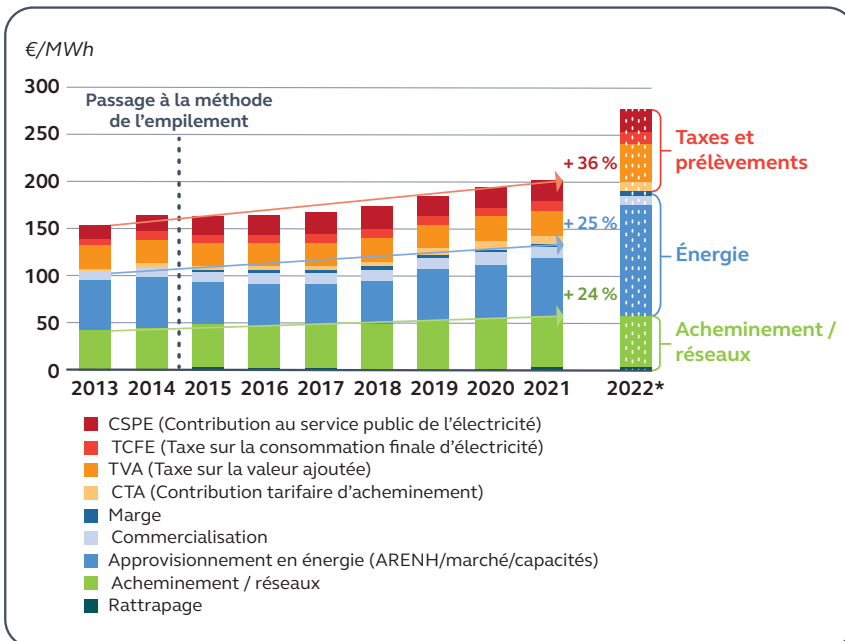
Les TRV sont de plus en plus exposés aux variations des prix de marché, au risque de s'éloigner plus nettement des coûts de production d'EDF.

Pour assurer la « contestabilité » des TRV, la CRE, chargée de proposer chaque année l'évolution de ces tarifs, répercute ce renchérissement des coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs dans le calcul des TRV. Cette répercussion prend la forme d'une réduction du poids de la composante ARENH à prix fixe, désormais inférieure à 50 %, au profit d'une composante valorisée à une référence de prix de marché plus élevée et nettement plus volatile. Ainsi, plus la demande d'ARENH excède le plafond de 100 TWh, plus les TRV sont exposés aux variations de prix de marché. Or la demande d'ARENH ne cesse de croître avec le

développement des parts de marché des fournisseurs alternatifs, ce qui a conduit la CRE à recommander un relèvement du plafond de l'ARENH.

La méthodologie de prise en compte de l'écrêtement d'ARENH dans le calcul des TRV, retenue par la CRE après consultation publique, est ainsi de nature à affecter significativement le degré de stabilité offert par les TRV. Sans les mesures gouvernementales exceptionnelles du « bouclier tarifaire », limitant la hausse des TRV à + 4 % TTC, cette méthodologie aurait conduit à une augmentation du niveau des TRV de + 35,4 % TTC en février 2022, ce qui plaide *a minima* pour sa révision.

Évolution des postes de coûts des TRV bleus résidentiels TTC



Note : Les données 2022 n'intègrent pas les annonces gouvernementales de janvier 2022 relatives aux 20 TWh d'ARENH supplémentaires et à la limitation de la hausse des TRV à + 4 % TTC.

Source : Cour des comptes sur la base des données CRE

Les TRV sont de plus en plus exposés aux variations des prix de marché, au risque de s'éloigner plus nettement des coûts de production d'EDF.

Les fournisseurs alternatifs considèrent que le mode de calcul par « empilement » des TRV n'assure qu'imparfaitement la possibilité de les concurrencer. Pour autant, l'observatoire du marché de détail régulièrement établi par la CRE montre que la majorité des offres des fournisseurs alternatifs, à prix variables ou indexées, sont affichées à des prix inférieurs au niveau des TRV, depuis 2015 et jusqu'en 2020 compris.

Cela étant, la flambée des prix de gros intervenue à partir du second semestre 2021 a montré que l'intérêt relatif des différentes offres de détail pouvait être évalué non seulement au regard de leur prix, mais aussi en fonction de la sécurité contractuelle que le fournisseur peut apporter aux clients, notamment en termes de révisions de prix et de dénonciation de contrat. De ce point de vue, les TRV, indépendamment de leur compétitivité en termes tarifaires, incarnent depuis 2021 une certaine sécurité en tant qu'obligation de service public imposée à l'opérateur historique. En tout état de cause, les difficultés rencontrées par certains fournisseurs en 2021 incitent à renforcer les garanties exigées des fournisseurs en activité, quant à leurs capacités financières et leur politique de couverture des risques, afin de sécuriser la continuité du service à un prix abordable.

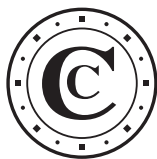
Enfin, le mode de calcul des TRV par « empilement » de composantes de coûts d'approvisionnement conduit, par principe, à une déconnexion entre l'évolution de leur niveau et l'évolution des coûts de production d'EDF. C'est *a minima* le cas pour la composante d'approvisionnement au marché. Mais, ces dernières années, cette déconnexion est également constatée pour la

composante ARENH, pourtant censée refléter les coûts de production du parc nucléaire : comme indiqué plus haut, cette composante voit son poids réduit et son prix figé depuis 2012 à un niveau conventionnel déconnecté des coûts réels et de leur évolution (cf. *infra*).

Par ailleurs, la CRE vérifie chaque année que le niveau des TRV permet de couvrir les coûts de production comptables d'EDF, hors rémunération des capitaux propres. La méthode de calcul des coûts qu'elle utilise mériterait d'être rendue publique.

L'évaluation conduite fait cependant apparaître que les niveaux annuels des TRV sont restés proches des coûts jusqu'en 2020, alors que leurs facteurs d'évolution respectifs sont désormais largement déconnectés. Ce résultat découle, sur les années les plus récentes, de la coïncidence entre l'augmentation des TRV, sous l'effet de l'écrêtement de l'ARENH, et la hausse des coûts unitaires de production d'EDF, du fait notamment de la réduction des volumes produits. Il n'est en revanche plus garanti par le dispositif de régulation mis en œuvre.

En réponse à la première question évaluative, la Cour constate donc une érosion de la capacité des TRV, du fait de leur mode de calcul, à assurer aux consommateurs des prix stables neutralisant la volatilité des prix du marché de gros. Elle constate également que le risque que le niveau des TRV s'éloigne significativement des coûts de production d'EDF, et fasse perdre le bénéfice de leur compétitivité, est de plus en plus important, malgré la coïncidence récente entre hausse des TRV et hausse des coûts.



3 La mise en œuvre de l'ARENH ne s'est pas déroulée comme prévu, mais a permis la couverture des coûts complets sur la période considérée.

L'ARENH est dès l'origine un dispositif transitoire, qui arrive à échéance fin 2025. Il devait accompagner le développement de la concurrence à la fois sur l'amont et sur l'aval du secteur, c'est-à-dire sur le segment de la production d'électricité, et notamment sur les moyens produisant « en base », et sur le segment de la fourniture d'électricité aux clients. Sa mise en œuvre a bien permis le développement de la concurrence en aval, en partie grâce à la « contestabilité » des TRV entretenue par le régulateur : les parts de marché des fournisseurs alternatifs ont crû significativement et atteignaient fin 2021, 28 % de la consommation des ménages et plus de 52 % de la consommation des grands et moyens sites professionnels. En revanche les conditions d'un développement de la concurrence sur la production électrique « en base » n'ont jamais pu être réunies. EDF est resté largement dominant sur ce segment depuis 2011, et la part du nucléaire dans le mix électrique a peu baissé en 10 ans : elle est passée de l'ordre de 75 % de la production à environ 70 %.

Certaines caractéristiques du dispositif ont été mises en cause. EDF a en particulier dénoncé son asymétrie, le recours à l'ARENH étant optionnel pour les fournisseurs

alternatifs, alors que les obligations d'EDF ne le sont pas. Les fournisseurs alternatifs considèrent quant à eux que le dispositif présente aussi des éléments d'asymétrie à leur détriment, par exemple à travers les pénalités qui s'imposent à eux seuls en cas d'obtention excessive d'ARENH par rapport à la consommation de leurs clients.

En outre, le prix de l'ARENH devait être fixé par référence aux conditions économiques de la production du parc nucléaire historique, pour, d'une part, en couvrir les coûts et permettre son amortissement complet fin 2025 (reflétant une durée de vie prévisionnelle des réacteurs de 40 ans) et, d'autre part, permettre que la compétitivité de ce parc se traduise dans les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, et au final dans les prix de détail aux clients finals. Mais aucun accord n'a pu être trouvé entre l'État et la Commission européenne sur une méthode de calcul du prix de l'ARENH. La décision de la Commission approuvant le dispositif en a figé de fait les paramètres de volume (plafond à 100 TWh - hors mesure exceptionnelle de 20 TWh dans le cadre du « bouclier tarifaire » de 2022) et de prix (42 €/MWh) depuis 2012, sans que ce niveau de prix n'ait jamais été fondé sur les coûts de production

La mise en œuvre de l'ARENH ne s'est pas déroulée comme prévu, mais a permis la couverture des coûts complets sur la période considérée.

du parc nucléaire. Les 20 TWh supplémentaires mis à disposition en 2022 ont toutefois été proposés à un prix réévalué à 46,2 €/MWh.

Le niveau de prix fixé pour l'ARENH ne s'applique pas uniquement aux ventes effectuées par EDF, au guichet ARENH, à destination des fournisseurs alternatifs. Il valorise indirectement une part de la consommation des clients aux TRV du fait du mode de calcul de ces tarifs (cf. *supra*), et des clients d'EDF en offre de marché, car EDF réplique dans ses offres les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs. Le prix de l'ARENH détermine donc fortement les revenus qu'EDF peut tirer de sa production d'électricité d'origine nucléaire.

En regard, les coûts comptables du parc de production nucléaire historique se sont établis en moyenne à 40,5 €/MWh sur la période 2011-2021. Ils ont crû d'environ 35 % entre 2011 (32 €/MWh) et 2019 (43 €/MWh). L'année 2020 a été marquée par un très fort accroissement des coûts unitaires de production (qui ont atteint de l'ordre de 52 €/MWh), du fait de la baisse de production engendrée par la crise sanitaire. L'année 2021 a permis un redressement par rapport à 2020, mais les coûts unitaires ont néanmoins crû de 8,5 % par rapport à 2019.

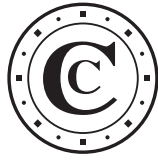
Sur la base d'hypothèses détaillées dans le rapport, la Cour a pu évaluer les revenus globalement tirés de la production nucléaire et considérer qu'ils ont été supérieurs de 1,75 Md€ environ aux coûts comptables de cette production, sur l'ensemble de la période 2011-2021, l'écrêtement de l'ARENH ayant pallié l'absence de révision de son prix. Des difficultés de

couverture des coûts sont néanmoins apparues entre 2016 et 2018 du fait de l'optionalité de l'ARENH, et depuis 2020 plus particulièrement, du fait de la baisse des volumes de production.

La Cour a également estimé qu'en l'absence d'ARENH, les revenus du nucléaire, sur l'ensemble de la période 2011-2021, auraient probablement été supérieurs : ils auraient excédé les coûts comptables d'environ 7 Md€ sur la période. L'ARENH a ainsi limité les revenus du producteur nucléaire.

Ces résultats sont la conséquence d'une combinaison de facteurs difficilement pilotables, bien qu'issus de dispositifs de régulation : les possibilités d'arbitrage des fournisseurs alternatifs (recours ou non à l'ARENH) ont pesé sur les revenus d'EDF lors des périodes de faibles prix de marchés. À l'inverse l'écrêtement des demandes d'ARENH a eu pour effet de soutenir les revenus d'EDF et de pallier l'absence de révision du prix de l'ARENH, lors des périodes de prix de marché élevés. Enfin, la filière nucléaire a bénéficié de rémunérations capacitaires dépendant du niveau de l'écrêtement de l'ARENH (cf. *infra*).

En réponse à la deuxième question évaluative, la Cour constate donc que bien que l'ARENH ait limité les revenus du producteur et ait permis une redistribution des bénéfices de la compétitivité du parc, les revenus estimés de la filière nucléaire historique ont excédé ses coûts complets sur la période 2011-2021. La rémunération de cette filière est toutefois dépendante de paramètres difficilement pilotables, y compris les effets de l'écrêtement, ce qui ne permet pas au dispositif de l'ARENH de garantir la couverture des coûts.



4 Le mécanisme de capacité est à l'origine de transferts financiers qui peuvent excéder les nécessités de la sécurité d'approvisionnement.

Mis en place en 2016, le mécanisme français de capacité a été conçu pour éviter que certains moyens de production non rentables mais utiles à la couverture des pointes de consommation hivernales ne ferment ou ne soient mis sous cocon, et pour inciter les fournisseurs à développer leur capacité à modérer la consommation de leurs clients lors de ces pointes (on parle alors d'« effacement » de la consommation). Ce dispositif vise aussi à inciter à une disponibilité accrue des moyens existants sur ces périodes particulières et, au besoin, à des investissements dans de nouveaux moyens.

Le mécanisme oblige les fournisseurs à détenir des garanties de capacité en fonction de la consommation prévisionnelle de leurs clients lors des périodes de tension entre offre et demande. Ces garanties sont notamment acquises auprès des producteurs, à un prix résultant de l'offre et de la demande lors d'enchères organisées, qui est ensuite répercuté aux consommateurs. Toutes les capacités de production françaises y participent.

Le retour d'expérience réalisé par RTE courant 2021 montre que ce mécanisme a probablement évité certaines fermetures de centrales à gaz, et ainsi contribué à la sécurité d'approvisionnement. En revanche

sa contribution au développement de nouvelles capacités de production (ou d'effacement) ne peut être établie clairement car ces nouvelles capacités sont pour l'essentiel issues d'appels d'offres spécifiques mis en place et soutenus financièrement.

Toutefois le dispositif fait face à de multiples contraintes, dont certaines sont issues des choix de conception au moment de l'approbation du dispositif par la Commission européenne. Deux de ces contraintes impactent significativement la formation du prix des capacités : les enchères pour une même année de livraison sont multiples et une grande partie des garanties de capacités n'y sont pas valorisées. La CRE estime en conséquence qu'elle n'est pas en mesure de surveiller dans de bonnes conditions la formation de ce prix.

De façon systématique, les ventes d'ARENH et de ses équivalents au sein des TRV ou des offres de marché répliquant les conditions d'approvisionnement des concurrents d'EDF, ne donnent pas lieu à une valorisation spécifique au titre du mécanisme de capacité car le coût de la garantie est directement inclus dans le prix du kWh. Cette caractéristique de l'ARENH et de ses équivalents permet de limiter le coût global d'acquisition des garanties de

Le mécanisme de capacité est à l'origine de transferts financiers qui peuvent excéder les nécessités de la sécurité d'approvisionnement.

capacités par les fournisseurs, ensuite répercuté sur les consommateurs. Ce coût reste néanmoins significatif. Bien que le bilan socio-économique du mécanisme établi par RTE soit positif pour l'ensemble de la collectivité, le coût répercuté aux consommateurs a été estimé entre 500 M€ et 1 200 M€ par an selon les années.

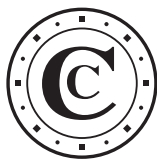
Or, certaines filières couvrent déjà leurs coûts complets par la vente de leur production, dans les conditions courantes de prix sur le marché de l'énergie ou grâce à des mécanismes de soutien public spécifiques, et n'ont pas besoin de rémunération capacitaire pour rester en fonctionnement. C'est notamment le cas des énergies renouvelables subventionnées (éolien et photovoltaïque), des principales concessions hydro-électriques et du parc nucléaire historique dans son ensemble. Bien que limitée par l'existence de l'ARENH, la part des revenus du dispositif qui reviennent à la filière nucléaire sont pourtant significatifs (372 M€ en 2019 et 550 M€ pour 2021 selon les estimations de la Cour).

De plus, si le mécanisme de capacité incite à la disponibilité lors des

périodes de tension, il n'est pas établi qu'il ait eu de ce point de vue un rôle déterminant en ce qui concerne le parc nucléaire : les revenus capacitaires n'ont par exemple pas été décisifs pour les décisions de reprogrammation par EDF des arrêts de maintenance dans le contexte de la pandémie de covid 19.

Ces constats conduisent à s'interroger sur la pertinence d'une rémunération capacitaire pour le parc nucléaire au regard des objectifs de sécurité d'approvisionnement que poursuit le mécanisme de capacité. Par ailleurs, cette rémunération dépend de plusieurs paramètres, dont le niveau d'écrêtement de l'ARENH, qui n'a aucun lien avec les besoins de la sécurité d'approvisionnement. Cette interférence perturbe la lisibilité du dispositif et nuit à la bonne appréciation de son efficacité.

En réponse à la troisième question évaluative, la Cour considère donc que le niveau de revenus perçus par les différentes filières, qui est *in fine* répercuté sur la facture des consommateurs finals, n'est pas toujours justifié eu égard aux nécessités de la sécurité d'approvisionnement.



5 Les réponses aux trois questions examinées dans le cadre de l'évaluation montrent que les résultats de l'intervention publique ne sont pas maîtrisés de façon satisfaisante. Ce constat appelle une clarification et une hiérarchisation des objectifs poursuivis, afin de déterminer les modalités les mieux adaptées de régulation des marchés de l'électricité.

Plus de dix ans après le vote de la loi NOME, la mise en œuvre de l'intervention publique sur les marchés français de l'électricité ne garantit plus l'atteinte des objectifs initiaux.

Pourtant, l'organisation générale telle qu'envisagée initialement par la loi NOME, semblait en mesure de répondre aux objectifs qu'elle s'était fixés : principalement, transmettre aux consommateurs les bénéfices de la compétitivité du parc de production nucléaire, tout en couvrant les besoins de financement et en permettant le développement de la concurrence. Mais, la réalisation de cette ambition initiale supposait une mise en œuvre et un pilotage des outils de régulation et d'intervention préservant les capacités de l'État et du régulateur à opérer les arbitrages nécessaires entre objectifs sur des bases documentées et transparentes, et à adapter le cadre de régulation aux évolutions de contexte, par exemple au regard de la durée de vie du parc nucléaire.

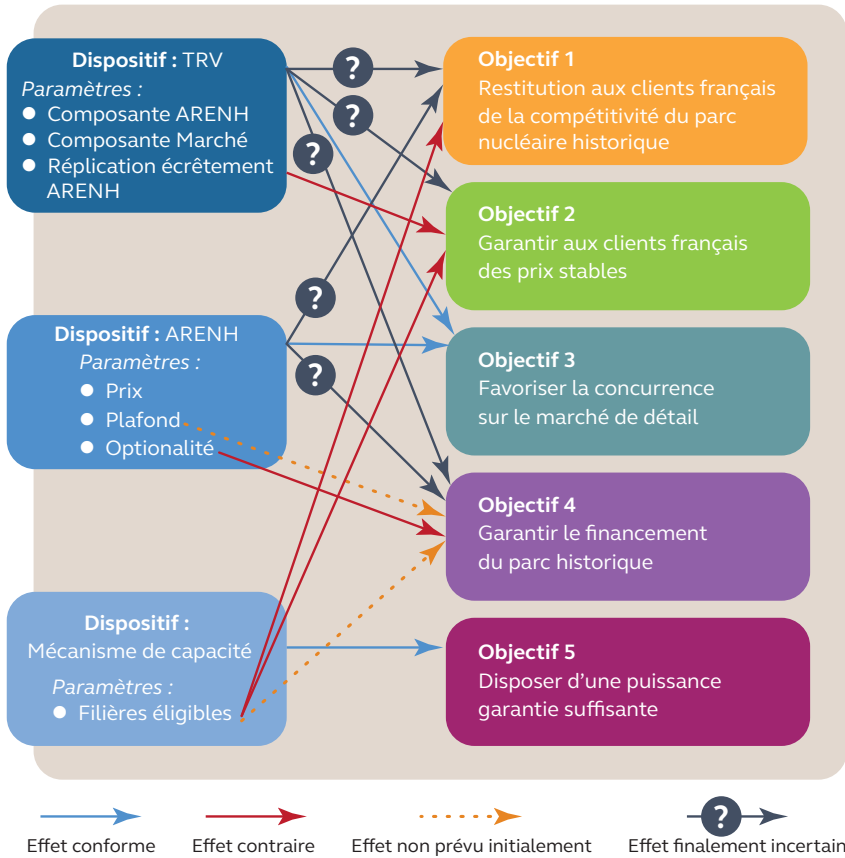
Or, le prix de l'ARENH n'a jamais pu être fixé selon les modalités prévues par la loi. Le maintien du plafond de l'ARENH

à 100 TWh, malgré la croissance des parts de marché des fournisseurs alternatifs et les propositions de la CRE de le relever à 150 TWh, a conduit à accroître l'exposition des TRV aux hausses de prix de marché, percutant ainsi l'objectif de stabilité des prix de détail. Le maintien de ce plafond a, du reste, ces dernières années, pallié l'absence de révision du prix de l'ARENH et soutenu le financement du parc nucléaire, au même titre que la rémunération des capacités nucléaires (hors ARENH ou équivalents). Les dispositifs mis en place semblent avoir atteint leur limite avec l'adoption en loi de finances initiale pour 2022 des mesures exceptionnelles du bouclier tarifaire, visant à éviter une hausse de près de 35 % du niveau TTC des TRV. Au total, l'organisation n'est plus ni lisible, ni pilotable.

Par ailleurs, la production nucléaire du parc historique a conservé sa place prépondérante au sein de l'approvisionnement de la consommation des clients français, ce qui laisse perdurer la question de sa régulation.

Les réponses aux trois questions examinées dans le cadre de l'évaluation montrent que les résultats de l'intervention publique ne sont pas maîtrisés de façon satisfaisante. Ce constat appelle une clarification et une hiérarchisation des objectifs poursuivis, afin de déterminer les modalités les mieux adaptées de régulation des marchés de l'électricité.

Synthèse des effets de la mise en œuvre de la loi NOME au regard des objectifs



Source : Cour des comptes

De fait, une remise en cohérence de l'ensemble de l'intervention publique sur les marchés de l'électricité apparaît aujourd'hui indispensable. Les réflexions engagées par les pouvoirs publics prennent notamment appui sur les récents rapports de la CRE et de l'Autorité de la concurrence, qui recommandent de faire évoluer les dispositifs existants, en appelant notamment à une clarification de leurs

objectifs. Elles devraient également tenir compte des évolutions de contexte intervenues ces dernières années, tant en termes de perspectives de mix électrique et d'électrification des usages qu'en ce qui concerne le droit sectoriel européen. La situation récente marquée par la flambée des prix du gaz se diffusant à ceux de l'électricité, apporte un nouvel éclairage sur la balance avantages/inconvénients de l'intervention publique.

Les réponses aux trois questions examinées dans le cadre de l'évaluation montrent que les résultats de l'intervention publique ne sont pas maîtrisés de façon satisfaisante. Ce constat appelle une clarification et une hiérarchisation des objectifs poursuivis, afin de déterminer les modalités les mieux adaptées de régulation des marchés de l'électricité.

En fonction des objectifs poursuivis, et des effets recherchés, différentes options d'organisation peuvent être envisagées sous réserve de leur compatibilité avec le droit européen, selon notamment qu'une intervention directe ou indirecte sur les volumes et la valorisation de la production nucléaire historique serait maintenue. En tout état de cause, seul le maintien d'une forme de régulation permettrait de viser un objectif de prix de détail reflétant la stabilité et la compétitivité relative du parc de production nucléaire historique. À cet égard, il faut relever qu'aucune des parties prenantes françaises concernées par le fonctionnement du secteur électrique n'appelle aujourd'hui à un abandon de toute régulation pour s'appuyer sur les seuls mécanismes de marché.

La poursuite d'une intervention publique appellerait la prise en compte de plusieurs points de vigilance, afin de mieux en paramétrer les outils.

L'éventuelle mise en œuvre d'une régulation pérenne de la production nucléaire historique, telle qu'elle avait été envisagée par le Gouvernement, nécessiterait notamment d'éclaircir le périmètre des bénéficiaires de la régulation, tant en termes de catégorie de clients (ménages, entreprises) que de ressort géographique (maintien du ciblage sur les clients établis en France), et de justifier une possible intégration de la production de l'EPR de Flamanville. En outre, le caractère éventuellement obligatoire de la régulation nucléaire impliquerait d'en préciser l'articulation avec le financement des capacités de production d'électricité renouvelable.

Surtout il conviendrait de veiller à ce que la régulation maintienne des incitations à la performance du parc à travers la fixation d'un volume cible de production. Par ailleurs, l'accès équitable de cette ressource à tous les fournisseurs justifierait une séparation comptable des activités de production nucléaire et des activités de commercialisation d'EDF. Dans tous les cas, l'adoption d'une méthode transparente et évolutive de fixation du tarif de régulation, adaptable aux perspectives de prolongation de la durée de vie des réacteurs, serait nécessaire, afin que l'État et le régulateur conservent une capacité d'appréciation objective et de pilotage de la mise en œuvre de la régulation, ce qui n'a pas pu être fait pour l'ARENH.

Par ailleurs, une nouvelle régulation prenant la suite de l'ARENH amènerait également à reconsidérer plus fondamentalement le périmètre et la conception du dispositif qui prendrait le relais du mécanisme de capacité à partir de 2027. Une articulation des deux dispositifs serait à opérer dès leur conception afin d'assurer une rémunération proportionnée des moyens qui concourent à la sécurité d'approvisionnement.

Enfin, en ce qui concerne le marché de détail, selon les grandes options retenues, et au regard de la directive de 2019, il semble prudent d'étudier dès à présent quelles seraient les conséquences d'une nouvelle réduction du champ des tarifs réglementés, afin, le cas échéant, de les anticiper et de prévenir les dommages pour les consommateurs.

Les réponses aux trois questions examinées dans le cadre de l'évaluation montrent que les résultats de l'intervention publique ne sont pas maîtrisés de façon satisfaisante. Ce constat appelle une clarification et une hiérarchisation des objectifs poursuivis, afin de déterminer les modalités les mieux adaptées de régulation des marchés de l'électricité.

En définitive, le présent travail d'évaluation démontre la nécessité d'une articulation, sur le fond et en termes de calendrier, des révisions de ces différents outils ainsi que l'indispensable appropriation des enjeux correspondants par l'ensemble des acteurs concernés.

En termes de calendrier, l'arrivée à échéance des autorisations européennes relatives à l'ARENH, fin 2025, et au mécanisme de capacité, fin 2026, ainsi que la perspective d'un nouveau rapport d'évaluation des TRV à remettre à la Commission européenne en 2025, supposent que les pouvoirs publics aient défini d'ici fin 2023 la nouvelle configuration des outils de l'intervention publique sur les marchés de l'électricité.

Le second semestre 2022 devrait être ainsi mis à profit par l'État et le régulateur pour élaborer les propositions d'évolution des dispositifs, en tirant par ailleurs les conséquences du contexte particulier créé par la flambée des prix du gaz.

La forte hausse des prix de gros a déjà amené les autorités françaises, mais également d'autres États membres et la Commission européenne, à s'interroger sur le fonctionnement actuel du marché de l'électricité et sa capacité à supporter de telles hausses de prix sans conséquences néfastes pour le reste de l'économie. Le contexte actuel semble ainsi favoriser la recherche de modes d'organisation des marchés assurant une protection des consommateurs contre des prix excessivement volatils et éloignés des fondamentaux de coûts de production nationaux.

Enfin, au-delà d'une régulation liée au parc actuellement en fonctionnement, les futures interventions publiques en matière d'organisation des marchés de l'électricité devront être appréciées à l'aune des enjeux qu'emportera cette fois le financement des capacités de production futures.

Recommandations

1. Rendre publics les paramètres de calcul des coûts de production de l'électricité retenus pour en vérifier la couverture par les tarifs réglementés de vente (CRE, 2022).

2. Redéfinir la méthode de calcul de la composante des tarifs réglementés de vente liée à l'écrêtement de l'ARENH en allongeant la période de référence (CRE, 2022).

3. Renforcer les garanties demandées aux fournisseurs en activité quant à leurs capacités financières et leur politique de couverture des risques, afin de sécuriser la continuité du service à un prix abordable (ministère de la transition énergétique, 2022).

4. Définir clairement chaque objectif et y associer à titre principal un instrument d'intervention publique sur les marchés de l'électricité tout en veillant à la cohérence d'ensemble de la régulation (ministère de la transition énergétique, 2023).

5. Au regard de l'article 5 de la directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil, conduire une étude d'impact sur les conséquences et les conditions de mise en œuvre d'une éventuelle réduction du champ d'application des tarifs réglementés

de vente d'électricité (ministère de la transition énergétique, 2023).

6. Dans un scénario de régulation pérenne de la production du parc nucléaire existant assise sur la couverture des coûts de production (ministère de la transition énergétique, 2023) :

- adopter une méthode transparente et dynamique de fixation du tarif de régulation en explicitant notamment le taux de rémunération des capitaux et en tenant compte de la prolongation de la durée de vie des réacteurs ;
- inciter à la maximisation du taux de disponibilité du parc nucléaire ;
- préparer la séparation comptable des activités de production nucléaire d'EDF et des activités de commercialisation.

7. Réviser le mécanisme de capacité pour qu'il assure une rémunération des moyens de production proportionnée à la stricte nécessité de sécurité d'approvisionnement, en tenant compte de la régulation du nucléaire (ministère de la transition énergétique, RTE, 2023).

