

LES SOUTIENS PUBLICS A L'ÉOLIEN

Eolien / finances publiques / politique énergétique

La politique de soutiens publics à l'éolien se manifeste par un avantage technique majeur : la priorité d'injection de l'électricité produite dans le réseau, avec pour conséquence, lorsqu'il n'est pas possible d'exporter le quantum injecté correspondant, d'évincer les moyens pilotables (hydraulique et nucléaire).

Il s'y ajoute des mécanismes de subvention destinés à garantir des niveaux de prix de référence qui n'ont plus de référentiel objectif, en particulier pour une industrie qui se proclame mature. Seul le recours systématique à des appels d'offres à des niveaux de prix compatibles avec une rentabilité raisonnable et en rapport avec la qualité médiocre du service effectivement fourni (rappel : l'électricité éolienne est intermittente et aléatoire) permettrait de maîtriser le prix payé par le consommateur.

Il s'y ajoute également de nombreux autres avantages, devenus exorbitants tant pour ce qui concerne une quote-part excessivement limitée des frais de réseau, ou encore l'accès des fournisseurs alternatifs aux volumes de production nucléaire (mécanisme ARENH) que s'agissant des procédures permettant aux opérateurs d'installer leurs fabriques.

Une remise à plat de ces soutiens publics est nécessaire, pour que cette industrie proclamée mature cesse de fonctionner en-dehors des clous.

A titre de comparaison, aux Pays-Bas, à compter de 2021 même l'éolien en mer cesse de bénéficier de subventions !

Conçus au milieu des années 2000 pour aider les filières éolienne et solaire à devenir des industries matures au plan technique et économique, ces soutiens publics semblent avoir atteint leur objectif puisque ces filières, par leurs syndicats professionnels et par la voix du Ministère de la Transition écologique, proclament désormais cette maturité.

L'on est ainsi fondés à s'interroger sur le maintien de ces soutiens publics, sous des formes régulièrement remodelées qui peinent à convaincre dès lors que ces industries n'apportent pas, dans un pays dont l'électricité est déjà décarbonée à plus de 92%, la preuve de leur efficacité en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, notamment le CO₂.

De nombreux états se sont engagés dans de tels soutiens, mais, plus de 20 ans après, le bilan est mitigé. Dans des pays tels l'Allemagne à électricité majoritairement carbonée (charbon, gaz), l'injection massive d'EnRi a permis de baisser l'empreinte carbone, mais pas à 100% puisqu'ils conservent des moyens carbonés importants pour pallier l'intermittence des ENRI. Dans des pays tels la France à électricité déjà décarbonée, l'injection d'EnRi vient majoritairement se substituer à des solutions décarbonées (nucléaire).

A cette efficacité faible au regard des objectifs de la transition énergétique s'ajoute le constat qu'éolien et solaire portés par le mythe d'un service qu'ils ne rendent pas demeurent bénéficiaires de soutiens publics financiers, supportés par les ménages et les entreprises, qui leur permettent d'atteindre un niveau de rentabilité exceptionnel comme on peut s'en assurer par les exemples des centrales éoliennes de Ségur¹ ou de Canet² (rentabilité des capitaux propres entre 23% et 28%/an).

Ces filières vivent ainsi de manière artificielle, contrevenant aux principes du libéralisme :

- + **distorsion de la concurrence**, y compris par un avantage technique essentiel : la priorité d'injection de leur électricité sur le réseau ;
- + **absence de tout risque pour l'investisseur**, bénéficiant d'une subvention qui couvre plus que ses charges d'exploitation, ce que soit la réalité des prix du marché.

¹ <https://www.societe.com/societe/centrale-eolienne-segur-sas-483543070.html>

² <https://www.societe.com/societe/centrale-eolienne-canet-pont-de-salars-sas-489455402.html>

#1. Un soutien technique essentiel : la priorité d'injection sur le réseau d'électricité

La priorité d'injection dans le réseau accordée aux EnRi a pour effet, compte tenu du caractère à la fois aléatoire et non prévisible de leur production, de désorganiser la production pilotable (hydraulique, nucléaire).

En cas de déficit soudain de production EnRi, il est possible de jouer sur les importations, mais à la condition que nos voisins soient en capacité de nous livrer, autrement dit qu'ils ne soient pas eux-mêmes dans la même situation climatique. De même en cas de surplus il est possible d'exporter, mais à des conditions de prix qui ne comportent pour l'opérateur public aucune garantie de prix. S'il n'est pas possible d'exporter, les grands pays producteurs d'EnRi étant soumis aux mêmes conditions météo que la France, alors les moyens pilotables sont évincés.

Lorsque l'injection d'EnRi est forte, il n'est techniquement pas possible de reporter instantanément les productions pilotables excédentaires sur un autre vecteur énergétique tel que la production de chaleur. Il en découle un renchérissement du coût d'exploitation des moyens pilotables.

La priorité d'injection dispense les opérateurs EnRi de tous frais pour adapter leurs livraisons aux besoins des consommateurs. Elle coûte aux moyens de production pilotables, lorsqu'ils sont évincés du réseau au profit des EnRi.

Le Céréme appelle à une remise en question cet avantage, afin de renforcer l'équité dans les mécanismes de régulation et dans les frais en résultant pour chaque filière.

#2. Les soutiens financiers

Il existe deux modalités d'attribution du soutien aux renouvelables électriques et à la cogénération :

+ Le guichet ouvert, qui ouvre pour toute installation éligible un droit à bénéficier d'un soutien.

+ Les procédures de mise en concurrence, qui peuvent prendre la forme d'appels d'offres ou de dialogues concurrentiels, et où le soutien est attribué aux seuls lauréats de ces procédures.

Il existe deux modalités de rémunération : l'obligation d'achat et le complément de rémunération, leur niveau visant selon la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) à permettre

aux producteurs de couvrir les coûts de leur installation tout en assurant une rentabilité normale de leur projet.

+ L'obligation d'achat : tout KWh injecté sur le réseau public est acheté par un acheteur obligé à un tarif d'achat, fixé à l'avance.

Art. L314-1 du code de l'énergie : « *sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, EDF et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite* ».

Le tarif d'achat en guichet ouvert a été fixé³ à 82€/ MWh pour 10 ans, le tarif des 5 années suivantes dépendant de la durée annuelle de fonctionnement constatée. Par le jeu des clauses d'indexation, il est aujourd'hui en moyenne de 91 €/ MWh⁴.

+ Le complément de rémunération : cette modalité, entrée en vigueur le 01.01.2017, a pour origine une plainte auprès de la Commission européenne dont il a résulté de nouvelles lignes directrices sur les aides d'État : « *afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, il importe que les bénéficiaires vendent leur électricité directement sur le marché et qu'ils soient soumis aux obligations du marché* ».

Dès lors les régimes d'aides nationaux doivent prendre la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité⁵, afin d'exposer les producteurs aux signaux des prix de marché de court terme, tout en leur garantissant une rémunération raisonnable, réf. art. L 314-18 à L324-27 du code de l'énergie.

Sur une durée de 15 ans.

Les procédures de mise en concurrence :

Selon l'art. L 311-12 du code de l'énergie « *les candidats retenus bénéficient, selon les modalités prévues par la procédure de mise en concurrence soit d'un contrat d'achat pour l'électricité produite, soit d'un contrat offrant un complément de rémunération à l'électricité produite* ».

Dans le premier cas, le producteur dont l'offre a été retenue facture sa production à EDF (ou à l'entreprise locale de distribution si les installations de production sont raccordées aux réseaux publics dans leur zone de desserte) au prix convenu. Dans le second cas, se reporter au dispositif décrit ci-dessus, le tarif de référence étant alors le prix convenu à l'issue de l'appel d'offres.

Sur une durée de 20 ans.

³ arrêté du 17.11.2008

⁴ délibération de la CRE relative à l'évaluation des charges de service public pour 2018, annexe 1, page 13

⁵ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Avis/projet-de-decret2>

ZOOM SUR LES APPELS D'OFFRES EOLIENS TERRESTRES :

L'arrêté ministériel du 6 mai 2017 autorise les opérateurs à bénéficier pour leurs parcs < 6 éoliennes et < 18 MW de puissance installée du régime de l'obligation d'achat couplé au complément de rémunération. Les parcs > 6 éoliennes et > 18 MW relèvent du régime des appels d'offres à prix convenu.

Début 2020 cependant, le gouvernement entendait généraliser les procédures de mise en concurrence, afin de maîtriser les prix, en les rapprochant des niveaux de coûts complets exposés par les opérateurs : il pouvait s'appuyer sur le constat publié par la CRE (13.02.2020) d'un « contournement de la procédure d'appel d'offres. En effet, certains porteurs de projet développent une partie de leurs parcs au travers du guichet ouvert et candidatent à l'appel d'offres pour le reste de leurs parcs. Ainsi, le producteur bénéficie d'un tarif supérieur à son coût complet de production pour la partie de son parc relevant du guichet ouvert. Pour la partie restante de son parc, il peut alors participer à l'appel d'offres en proposant un prix qui permet d'être désigné lauréat, tout en s'assurant que le niveau de soutien pondéré sur l'intégralité du parc reste supérieur à son coût de production. Cette marge supplémentaire constitue un effet d'aubaine et engendre des charges de service public indues ... ».

Un deuxième enjeu de la généralisation des appels d'offres est d'éviter le mitage éolien dans les territoires : l'appel d'offres permet en effet, théoriquement, de concentrer les implantations dans certains territoires, soit que la population est demandeuse (cas rare) soit que les impacts apparents sur ces territoires dès lors malheureusement sacrifiés, sur leur biodiversité et sur leur attractivité soient moindres.

La filière semble avoir cependant obtenu du gouvernement, fin 2020, qu'il renonce à la généralisation des appels d'offres au profit des projets relevant de la catégorie des « projets citoyens », leur donnant alors droit à continuer de bénéficier du régime du « complément de rémunération » mais aussi à une **prime complémentaire** pouvant monter jusqu'à 3€/MWh pendant 20 ans.

Ces projets citoyens comportent une clause de gouvernance partagée permettant d'accorder au moins 51% des droits de vote à une ou des collectivités ou à un pool de citoyens par le truchement d'une coopérative

ZOOM TECHNIQUE : LE REMBOURSEMENT DES AIDES A EDF

Art. L121-6 du code de l'énergie : « les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 sont intégralement compensées par l'Etat »⁶.

⁶ Voir en Annexe 2 un extrait des comptes consolidés d'EDF en 2019, décrivant ces mécanismes.

Le Céréme recommande la généralisation des appels d'offres dès le seuil de 2 éoliennes, sans habillage lié à des projets citoyens qui n'en porteraient que le nom par des modalités permettant de respecter les populations riveraines, plutôt que de sacrifier des territoires entiers sur l'autel de solutions techniques n'ayant pas démontré leur efficacité.

Autres mécanismes de soutien financier :

L'exemption partielle des charges de renforcement du réseau public d'électricité : depuis son émergence dans les années 1930, le réseau électrique français, réputé de grande qualité, a été payé par les consommateurs.

La facture d'électricité comporte une participation du consommateur au développement et à l'entretien de ce réseau. La rubrique correspondante appelée TURPE (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité, qui intègre aussi les frais de personnel et de fonctionnement de RTE et d'ENEDIS) représente 35% de la facture, mais n'est pas identifiée en tant que telle.

Depuis les années 2000, les opérateurs de réseau (RTE, Enedis,...) créent des raccordements massifs (lignes, transfos) pour accompagner la dispersion des EnRi sur le territoire selon le principe suivant : le producteur éolien amène l'électricité au poste de livraison, puis l'opérateur de réseau prend le relais, une quote-part mutualisée modeste étant cependant prise en charge par le producteur.

Exemple : le schéma régional de raccordement S3REnR Occitanie fixe cette quote-part à 62,6 K€/MW installé (sauf projets < 250 KW pour lesquels n'intervient aucune quote-part).

Une part majeure de ces coûts revient dans le compte d'exploitation des opérateurs de réseaux RTE et Enedis, qui la refacturent alors aux consommateurs via le TURPE précité. Ainsi, le TURPE n'en finit pas d'augmenter, et la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a annoncé un nouveau tarif TURPE 6 prenant effet en 2021 et prenant en compte l'évolution constatée et prévisionnelle des réseaux et les orientations pour réussir la transition énergétique : 69 Mds € pour Enedis et 33 Md€ pour RTE sur les 15 prochaines années⁷.

⁷ <https://www.cre.fr/Lettres-d-information/la-cre-publie-ses-projets-de-decisions-sur-le-futur-turpe-6>.

Le Cérémé recommande que les opérateurs des filières éolienne et solaire prennent une part plus élevée de cet investissement dans les réseaux publics, à la hauteur de leur responsabilité dans ces coûts de réseaux supplémentaires qu'il n'existe aucune raison de faire supporter par les ménages et les entreprises.

ARENH ou subventions ?

La réponse est en partie « ARENH et subventions », car EDF est tenu jusqu'en 2025 de mettre à la disposition de ses concurrents appelés « fournisseurs d'énergie alternatifs » qui parfois sont aussi des opérateurs ENRI ou leurs maisons-mères, 100 TWh/an (env. 25%) de sa production nucléaire au prix de 42 €/ MWh⁸.

Il s'agissait d'un avantage significatif tant que le prix de marché était supérieur à 42 €/ MWh. Or, début 2020, certains fournisseurs alternatifs ont suspendu leurs achats, pendant une durée supérieure aux 2 mois contractuels. EDF ayant alors résilié leurs contrats, il en a résulté des recours devant la justice qui in fine a donné raison à EDF⁹.

Dans le cadre de la réflexion sur un mécanisme de remplacement post-2025, le Cérémé estime que l'ARENH - avantage que rien ne justifie – devrait être supprimé, afin de permettre à EDF de retrouver des marges pour financer son avenir.

Nota : Les pouvoirs publics orientent ce dossier sur un maintien de l'ARENH en volume, assorti d'un ajustement censé rencontrer l'objectif de retour d'EDF à un niveau de marge acceptable.



BON A SAVOIR :

Le bénéfice des garanties d'origine (certificats verts) n'est pas cumulable avec les dispositifs décrits ci-dessus¹⁰.

#3 Un soutien non monétaire, par des procédures exorbitantes du droit commun :

L'implantation des parcs éoliens relève d'une procédure dite « Autorisation Environnementale » mise en place par l'ordonnance du 26.01.17. Mais dans la pesée à laquelle doit se livrer l'autorité décisionnaire (le préfet) entre les intérêts de protection de l'environnement et les ENRI, celles-ci bénéficient souvent d'une inversion de l'ordre normal des priorités. L'ordre normal des priorités veut pourtant que la Charte de l'Environnement de niveau constitutionnel¹¹ prévale sur des ENRI qui relèvent seulement de la Loi (politique sectorielle de l'énergie).

Le Conseil constitutionnel a, le 31.01.20, confirmé la primauté de la protection de l'environnement¹². Il en découle que tout projet EnRi doit être rendu compatible avec la protection de l'environnement, et non l'inverse. De même, il doit éviter les atteintes à l'environnement, plutôt que les réduire ou les compenser.

Pourquoi la procédure en vigueur ne donne-t-elle aucune garantie de protection de l'environnement ?

- + **manque de moyens humains** : les services de l'Etat instruisant les projets ont des moyens notoirement insuffisants ;
- + **manque de contrôle** : l'autorité environnementale n'est pas indépendante de l'autorité décisionnaire, malgré une mise en demeure de la France par la Commission européenne le 18.02.21 ;
- + **manque de consultation** : la population est peu consultée ;
- + **manque de législation** : face aux nuisances sonores pour les riverains, les dispositions du Code de la santé publique ont été remplacées par des dispositions dérogatoires relevant des installations classées (ICPE).

Le Cérémé considère que les procédures exorbitantes du droit commun dont bénéficient les EnR intermittentes doivent être rééquilibrées en faveur de la protection de l'environnement.

⁸ <https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-gros-de-l-electricite/acces-regule-a-l-electricite-nucleaire-historique>

⁹ <https://media.opera-energie.com/resiliation-contrat-arenh-edf-gagne-face-a-total/>

¹⁰ <https://www.powernext.com/fr/donnees-du-registre>

¹¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/contenu/menu/droit-national-en-vigueur/constitution/charte-de-l-environnement>

¹² <https://www.conseil-constitutionnel.fr/decision/2020/2019823QPC.htm>

ANNEXE 1 - LE COMPLEMENT DE REMUNERATION

L'opérateur commercialise son électricité sur le marché, une prime venant compenser l'écart entre le produit de sa vente et une rémunération de référence, fixée soit par arrêté tarifaire soit par le producteur dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence. Ce complément de rémunération est donc une prime variable ex-post, dont le montant s'ajuste pour compenser la différence entre le tarif de référence et le prix de marché de référence.

EXEMPLE DU COMPLEMENT DE REMUNERATION EOLIEN :

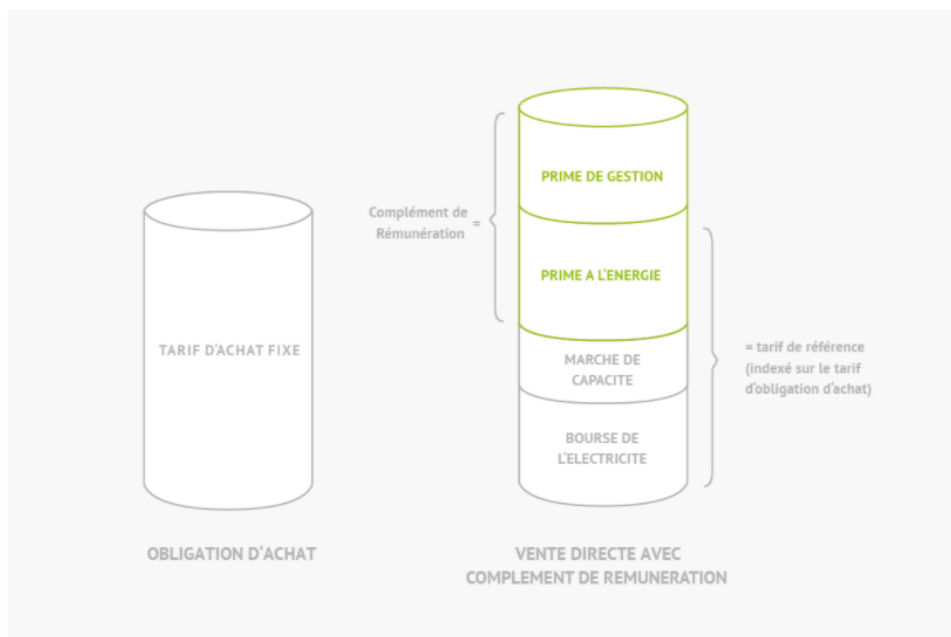
Une formule complexe :

$$CR = \sum_i^{12} E_i * (\alpha T_e - M_{0,i} + P_{\text{gestion}}) - Nb_{\text{capa}} * P_{\text{refcapa}}$$

- + E_i : production annuelle.
- + T_e : tarif de référence, qui est le tarif d'achat en guichet ouvert antérieur (82 €/ MWh, cependant diminué depuis 2019 à 74 € pour rotor < 80m, 72 € si rotor > 100m) auquel est appliquée une formule d'indexation de même nature.
- + $M_{0,i}$ - prix de marché de référence, moyenne mensuelle des prix spot pondérés par le profil de production de la

filrière éolienne terrestre. Les heures de prix spot négatifs ne sont pas prises en compte pour le calcul de la moyenne. Toutefois, au-delà d'un seuil fixé à 20 heures de prix négatif par an, une installation ne produisant pas pendant les heures de prix négatifs reçoit une prime correspondant à la rémunération du nombre d'heures de prix négatifs annuel au-delà du seuil à un tarif égal à 23 % du tarif de référence applicable.

- + P_{gestion} : prime de gestion, qui a vocation à couvrir les coûts de la valorisation de la production, notamment les frais d'accès aux marchés (trading) et le coût d'équilibrage. Selon des modalités pouvant être déléguées à des agrégateurs dans le cadre d'une offre intégrée, auquel cas la prime de gestion payée au producteur a vocation à rémunérer la prestation réalisée par l'agrégateur. Elle est fixée à un niveau de 4 €/MWh pour les 5 premières années du contrat, et 3 €/MWh pour les 10 années suivantes.
- + Nb_{capa} au prix de référence : valorisation des garanties de capacité.
- + P_{refcapa} : prix de marché de la capacité en €/MW, égal à la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison



La prime de gestion est perçue en complément du montant de la vente d'électricité à la bourse et de la prime à l'énergie. Son montant est fixe et peut varier filière par filière. De ce fait, elle est un véritable bonus. Grâce à elle, le propriétaire d'une installation d'énergie renouvelable (éolien, solaire, hydraulique ou biogaz), est assuré de gagner plus d'argent qu'avec un contrat d'obligation d'achat avec EDF.

ANNEXE 2 - COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)

(extrait des comptes consolidés 2019 de )

Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser via deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2019, la loi de finances initiale pour 2020 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2020 :

- + un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » doté d'un montant de 6,3 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et marginalement de biogaz pour l'ensemble des opérateurs ainsi qu'au paiement de la dernière annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- + un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 2,7 milliards d'euros pour compenser notamment les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés via le Budget Général.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est, en 2020, assuré comme suit :

- + les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), ce deuxième objet constituant l'essentiel du financement.

La loi de finances pour 2020 substitue à ces % de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS, qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie. La loi de finances initiale 2020 prévoit la suppression de ce CAS dès 2021, les charges associées seront financées directement par le Budget Général.

- + les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables soit les charges de précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie – sont inscrites directement au budget général ;
- + les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Electricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 0,5 et 12 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2020. Cette taxe créée en 2000 pour financer les charges de solidarité représente en moyenne 10 à 12% de la facture d'électricité. 80% de cette taxe étant désormais reversés au budget de l'État, son maintien pénalise les ménages et les entreprises, sans justification.

Par ailleurs, la loi de finances rectificative pour 2019 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2019 : celles-ci avaient en effet diminué en raison de la réduction de l'écart entre le prix de marché de l'électricité et le tarif d'obligation d'achat aux producteurs. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2019, les charges réalisées in fine au titre de 2018 s'étant avérées plus faible que la réévaluation sur laquelle les compensations avaient été versées en 2018.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de 2019 s'élève à 7 662 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2019 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 800 millions

d'euros (dont 4 458 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 342 millions d'euros au titre du budget général). Par ailleurs, EDF a versé courant décembre 2019, à la CRE 12,5 millions d'euros au titre d'acompte des remboursements de reliquats de l'ancien mécanisme CSPE antérieur à 2016.

La créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement, qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020.

Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1er janvier 2017, EDF perçoit 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

Au cours de l'année 2019, l'État a versé à EDF 1 353 millions d'euros au titre du principal de la créance financière. Ce montant est conforme à l'annuité 2019 de l'échéancier de remboursement.

Au 31 décembre 2019, la part du principal de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 660 millions d'euros qui seront normalement versés à EDF par l'État.

A noter que la créance d'exploitation au 31 décembre 2019 s'élève encore à 1 647 millions d'euros que l'État doit à EDF, un point de vigilance devra être apporté compte tenu de la loi de finances 2020 votée fin 2019, loi qui prévoit la suppression du CAS dès 2021.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié sa délibération n° 2019-172 du 11 juillet 2019 constatant les charges de service public au titre de 2018 (6 656 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2019 (7 123 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2020 (7 206 millions d'euros).



WWW.CEREME.FR

CONTACT@CEREME.FR
63 RUE LA BOETIE
75008 PARIS