



## DÉLIBÉRATION

11 juillet 2019 (version modificative du 30 octobre 2019)

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2020

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

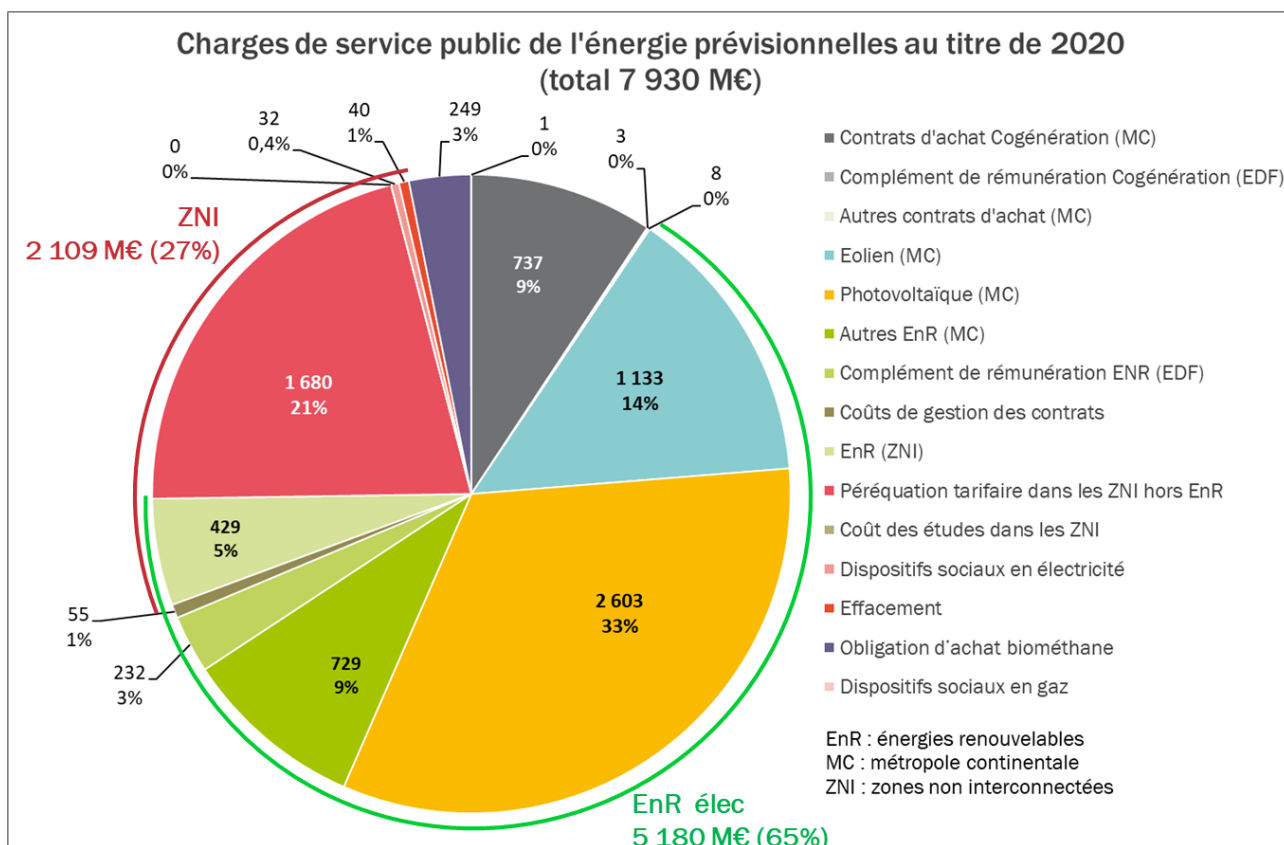
## 1. SYNTHÈSE DES CHARGES À FINANCER EN 2020

Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie s'élève à **7 929,9 M€** au titre de l'année 2020, soit 11 % de plus que le montant constaté des charges au titre de l'année 2018 (**7 123,9 M€**). Cette hausse de **806 M€** résulte principalement :

- (i) d'une poursuite du développement en métropole continentale des filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (principalement éolien, photovoltaïque et biomasse) et d'une augmentation de la production à partir de cogénération au gaz naturel dans le cadre de l'obligation d'achat et du complément de rémunération couplée à une augmentation marquée du coût unitaire de production pour la cogénération. La hausse en moyenne des prix de marché de gros de l'électricité et de la capacité entre les niveaux constatés en 2018 et les niveaux prévisionnels pour 2020 permet toutefois d'atténuer l'augmentation des charges en métropole ;
- (ii) de l'augmentation des surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées en raison de la mise en service de nouveaux moyens de production renouvelable dans ces territoires et de la hausse des prix à terme observés sur le marché des combustibles fossiles et du CO<sub>2</sub> ;
- (iii) d'un doublement annuel du volume de biométhane injecté ;

Ces facteurs de hausse sont partiellement contrebalancés par :

- (iv) la diminution des charges liées aux dispositifs sociaux du fait de la substitution du tarif de première nécessité (TPN) et du tarif spécial de solidarité (TSS) par le chèque énergie qui n'entre pas dans le périmètre des charges de service public de l'énergie, mis à part les services à la fourniture.



Au titre de 2020, le soutien aux ENR électriques représente 65 % des charges de service public de l'énergie au titre de 2020, la péréquation tarifaire hors ENR 21 % (27 % avec ENR), le soutien à la cogénération 9 %, le soutien à l'injection de biométhane 3 %, le soutien à l'effacement 1 % et les dispositifs sociaux 0,4 %.

Au titre de 2019, la mise à jour de la prévision des charges conduit à une diminution de **127,6 M€** par rapport aux prévisions initiales qui résulte d'un rythme de développement de l'éolien et du biométhane plus faible que prévu ainsi que de la hausse des prix de marché de gros de l'électricité et du gaz. Le plus faible développement que prévu du soutien à l'effacement amplifie cette baisse. Cet écart diminue les charges pour 2020.

Au titre de 2018, les charges constatées sont inférieures de **334,9 M€** par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année. Les charges liées aux ENR en métropole sont moins importantes que prévu sous l'effet d'une production réelle plus faible que celle envisagée en particulier pour la filière éolienne du fait de conditions climatiques défavorables. Le développement plus faible que prévu du soutien à l'effacement et la recette exceptionnelle d'EDF dans les ZNI en raison de la valorisation de son stock de CEE en 2018 renforcent cette baisse. Cet écart diminue les charges pour 2020.

Le montant total du déficit de compensation d'EDF accumulé par le mécanisme de la contribution au service public de l'électricité représentait 5 779,8 M€ au 31 décembre 2015. La prise en compte de l'échéancier de remboursement de ce déficit conduit à intégrer à l'évaluation des charges d'EDF la dernière annuité pour un montant total (principal et intérêts) de **937,4 M€**.

En prenant en compte ces éléments ainsi que les éléments de régularisations sur les années antérieures à 2018 (reliquats) et les frais financiers, le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2020 s'élève à **8 422,1 M€**.

Charges au titre de 2020	<b>7 929,9 M€</b>
Régularisation 2019	- 127,6 M€
Régularisation 2018	- 334,9 M€
Reliquats	+ 37,7 M€
Frais financiers	- 21,0 M€
Echéanciers	+ 937,4 M€
Frais de gestion	+ 0,7 M€
<b>Charges à compenser en 2020</b>	<b>8 422,1 M€</b>

# SOMMAIRE

<b>1. SYNTHÈSE DES CHARGES À FINANCER EN 2020 .....</b>	<b>1</b>
<b>2. CADRE JURIDIQUE .....</b>	<b>4</b>
2.1 PÉRIMÈTRE DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE .....	4
2.2 FINANCEMENT DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE .....	4
2.3 ÉVALUATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE .....	5
<b>3. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE CONSTATÉES AU TITRE DE 2018.....</b>	<b>7</b>
<b>4. MISE À JOUR DE LA PRÉVISION DE CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE AU TITRE DE 2019 ..</b>	<b>9</b>
<b>5. PRÉVISION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE AU TITRE DE 2020 .....</b>	<b>10</b>
<b>6. DÉFICIT DE COMPENSATION D'EDF ET PRISE EN COMPTE DE L'ÉCHÉANCIER DE REMBOURSEMENT..</b>	<b>11</b>
<b>7. ESTIMATION PAR LA CRE DU MONTANT TOTAL DES CHARGES À COMPENSER EN 2020 .....</b>	<b>12</b>

## 2. CADRE JURIDIQUE

### 2.1 Périmètre des charges de service public de l'énergie

Les obligations de service public assignées aux entreprises du secteur de l'électricité et du gaz par le code de l'énergie les conduisent à supporter des charges compensées par l'État :

- en électricité : les charges de service public, définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts résultant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, les surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI), les surcoûts liés à certains dispositifs sociaux bénéficiant aux ménages en situation de précarité et les surcoûts liés au soutien à l'effacement ;
- en gaz, les charges de service public, définies à l'article L. 121-36 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts liés à certains dispositifs sociaux bénéficiant aux clients en situation de précarité et les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

La loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 (LFR 2015) a introduit une réforme de la fiscalité énergétique, portant notamment sur le financement des charges de service public de l'électricité et du gaz.

Celles-ci sont regroupées sous la dénomination de charges de service public de l'énergie et sont intégrées au budget de l'État, où elles sont distinguées entre un compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » et un programme budgétaire « Service public de l'énergie » selon la répartition suivante :

- le CAS « Transition énergétique », créé par l'article 5 de la LFR 2015, regroupe les charges liées au soutien aux énergies renouvelables – en électricité ou en gaz – et à l'effacement, ainsi que le remboursement à EDF du déficit de compensation des charges de service public de l'électricité accumulé au 31 décembre 2015 ;
- le programme budgétaire « Service public de l'énergie » regroupe les charges de service public de l'énergie qui ne sont pas intégrées au CAS<sup>1</sup>, soit les charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors soutien aux ENR dans ces territoires au titre de l'obligation d'achat), au soutien à la cogénération et aux dispositifs sociaux en électricité et en gaz ainsi que les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

Le périmètre des charges de service public de l'électricité a fait l'objet de récentes évolutions, puisqu'il intègre désormais les coûts liés à l'application de la péréquation tarifaire à Wallis-et-Futuna dont la mise en œuvre progressive a été introduite par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Le chèque énergie qui a été généralisé et remplace à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 les tarifs sociaux en électricité et en gaz n'entre pas<sup>2</sup>, contrairement à ces derniers, dans le périmètre des charges de service public de l'énergie. Il en est de même du budget du médiateur national de l'énergie. En outre, la loi n° 2016-1918 du 29 décembre 2016 de finances rectificative pour 2016 a introduit la compensation au titre des charges de service public des frais de gestion liés aux contrats d'obligation d'achat ou du complément de rémunération. Enfin, depuis la LTECV, de nouveaux opérateurs, les organismes agréés, peuvent être acheteurs obligés d'énergie renouvelable ou de cogénération. Les modalités de calcul des charges relatives à l'obligation d'achat, et en particulier du coût évité par celle-ci aux opérateurs concernés, ont été amenées à évoluer afin de prendre en compte ces nouveaux opérateurs et le démarrage du mécanisme de capacité<sup>3</sup>.

### 2.2 Financement des charges de service public de l'énergie

La contribution au service public de l'électricité (CSPE), la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS) et la contribution biométhane ont été supprimées pour les consommations postérieures au 31 décembre 2015. Ces suppressions ont été compensées en 2016 par une redéfinition de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) et une augmentation de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN).

S'agissant de la TICFE, renommée « contribution au service public de l'électricité », son taux a été fixé à 22,5 €/MWh pour l'année 2016, correspondant au niveau qui aurait été celui de la CSPE pour 2016 en l'absence de réforme et en l'absence d'arrêté fixant le niveau de la contribution unitaire à une valeur différente de celle calculée par la CRE

<sup>1</sup> Ce programme budgétaire doit également financer le coût du dispositif de chèque énergie et le budget du Médiateur national de l'énergie, qui ne font pas partie des charges de service public.

<sup>2</sup> Hormis celles liées aux réductions sur les services de fourniture

<sup>3</sup> Délibérations de la CRE du 14 décembre 2016 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat et du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat.

dans sa délibération du 15 octobre 2015<sup>4</sup>. La TICFE a été étendue à l'ensemble des consommations d'électricité<sup>5</sup>, les électro-intensifs bénéficiant toutefois de taux réduits. Une partie de son produit, ainsi que de celui de la TICGN, est affecté au CAS « transition énergétique ».

Pour l'année 2017, le taux de la nouvelle CSPE a été maintenu à 22,5 €/MWh. Son produit n'est en revanche plus affecté au CAS. Le financement de celui-ci est assuré par une part de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE), qui porte sur les produits pétroliers, et de la taxe intérieure sur la consommation de charbon (TICC).

Pour les années 2018 et 2019, les mêmes dispositions ont été reconduites, les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine<sup>6</sup> devant également abonder le CAS.

Ces taxes sont recouvrées par les Douanes et reversées sur le CAS ou au budget général de l'État, lequel, en lien avec la CDC, assure les versements de compensation aux opérateurs supportant des charges. La CRE n'intervient donc plus dans les opérations de recouvrement et de compensation des opérateurs, exception faite des opérations relatives aux consommations antérieures au 31 décembre 2015.

### **2.3 Évaluation des charges de service public de l'énergie**

En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, la CRE est chargée de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie, objet de la présente délibération.

Les articles R. 121-25 et suivants du code de l'énergie précisent la définition des charges de service public de l'énergie. Les articles R. 121-30 et suivants du code de l'énergie définissent les modalités d'évaluation des charges de service public de l'énergie par la CRE.

Le I de l'article R. 121-30 précise les dates avant lesquelles les opérateurs supportant des charges de service public doivent adresser leurs déclarations, soit le 31 mars pour les charges constatées au titre de l'année écoulée, et le 30 avril pour la mise à jour des prévisions au titre de l'année en cours ou des prévisions au titre de l'année à venir.

Le II de l'article R. 121-31 du code de l'énergie prévoit que la CRE adresse son évaluation du montant des charges de service public de l'énergie au ministre chargé de l'énergie avant le 15 juillet de chaque année. En application du I du même article, la CRE distingue le montant des charges relevant du compte « Transition énergétique » et celles relevant du compte « Service public de l'énergie ».

La réduction de près de la moitié du délai imparti<sup>7</sup> à la CRE pour procéder à cette évaluation, conjuguée à un degré de complexité accru qu'engendrent (i) la diversification des types de charges de service public à contrôler, (ii) l'analyse des mises à jour des prévisions de charges pour l'année en cours et (iii) l'affectation des charges à l'un ou l'autre des comptes budgétaires, conduit la CRE à adopter une approche stricte en matière de respect des délais de déclaration.

\*\*\*

En application des dispositions de l'article R. 121-31 du code de l'énergie, le montant des charges de service public de l'énergie à compenser au cours de l'année 2020 correspond :

- au montant prévisionnel des charges au titre de l'année 2020 (annexe 1) ;
- augmenté ou diminué de la régularisation de l'année 2018, correspondant à :
  - l'écart entre les charges constatées au titre de 2018 (annexe 3) et les charges prévisionnelles mises à jour au titre de cette même année<sup>8</sup> ;
  - l'écart entre les charges prévisionnelles 2018 notifiées aux opérateurs<sup>9</sup> et les contributions recouvrées au titre de 2018 (annexe 5) ;
- augmenté ou diminué de la mise à jour de la prévision de l'année 2019, correspondant à :
  - l'écart entre la mise à jour de la prévision de charges au titre de l'année 2019 (annexe 2) et les charges initialement prévues au titre de cette même année<sup>10</sup> ;

<sup>4</sup> Délibération de la CRE du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016.

<sup>5</sup> La TICFE ne s'appliquait précédemment que pour les consommations d'électricité sous une puissance souscrite supérieure à 250 kVA.

<sup>6</sup> En application du décret n°2018-243 du 5 avril 2018 (voir également note n°12)

<sup>7</sup> Avant la réforme introduite par la LFR 2015, la CRE devait adresser son évaluation du montant des charges de service public de l'électricité et du gaz naturel au ministre chargé de l'énergie avant le 15 octobre.

<sup>8</sup> Annexe 2 de la délibération de la CRE du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019

<sup>9</sup> Annexe 6 de la délibération de la CRE du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018 et délibérations correctives du 27 septembre 2017 et du 21 décembre 2017

<sup>10</sup> Annexe 1 de la délibération de la CRE du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019

- l'écart entre les charges prévisionnelles 2019 notifiées aux opérateurs<sup>11</sup> et la prévision de recouvrement au titre de 2019 (annexe 5) ;
- augmenté ou diminué des charges constatées au titre des années antérieures. Les opérateurs peuvent ainsi déclarer des charges au titre des années antérieures qui ne pouvaient être prises en compte lors des déclarations de charges précédentes, il s'agit de reliquats (annexe 4) ;
- réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine « biométhane » délivrées, en application des articles L. 446-3 et L. 446-4 du code de l'énergie<sup>12</sup> ;
- réduit du montant de la valorisation financière des garanties de capacités, en application de l'article L.121-24 du code de l'énergie<sup>13</sup> ;
- augmenté ou diminué des intérêts prévus aux articles L. 121-19-1 et L. 121-41 du code de l'énergie, calculés opérateur par opérateur, par application, à la moyenne du déficit ou de l'excédent de compensation constaté l'année précédente, du taux de 1,72 % (annexe 6) ;
- augmenté du montant prévisionnel des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations, au vu de la déclaration prévue au III de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, ce montant comprenant l'écart constaté entre les frais prévisionnels et les frais effectivement exposés au titre de l'année 2018, et réduit du montant des produits financiers dégagés de la gestion des fonds perçus par la Caisse des dépôts et consignations ;
- augmenté du montant prévisionnel des frais de gestion et d'inscription au registre national des garanties d'origine supportés par Powernext pour la mise aux enchères prévue à l'article L. 314-14-1 du code de l'énergie, arrêté dans les conditions précisées au IV de l'article R. 121-30 ;
- augmenté des montants prévus par l'échéancier prévisionnel de compensation du déficit mentionné au c du 2° du I de l'article 5 de la LFR 2015 c'est-à-dire du « *déficit de compensation accumulé par le mécanisme de la contribution au service public de l'électricité au 31 décembre 2015* » et des intérêts correspondants prévus à l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie, fixé par arrêté.

\* \* \*

Les sections suivantes présentent successivement l'évaluation des charges constatées au titre de 2018, de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2019 et des charges prévisionnelles au titre de 2020, puis la prise en compte de l'échéancier de remboursement du déficit de compensation accumulé par l'ancien mécanisme de financement des charges de service public de l'électricité au 31 décembre 2015 avant de présenter la synthèse du montant des charges à compenser en 2020.

Les charges de service public de l'électricité correspondent :

- aux surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération relevant de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération conclus en application d'un arrêté tarifaire ou à l'issue d'un appel d'offres – y compris les coûts de gestion ;
- aux surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) ainsi qu'aux surcoûts liés aux projets de maîtrise de la demande de l'électricité ou de stockage dans ces territoires et des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts liés aux dispositifs sociaux (réductions sur les services de fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie, participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité – FSL, afficheurs déportés, tarif de première nécessité) ;
- et aux coûts résultant des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation.

Elles sont supportées par Électricité de France (EDF), Électricité de Mayotte (EDM), Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), EDF PEI, les entreprises locales de distribution (ELD), les autres fournisseurs d'électricité, RTE et les organismes agréés. Au total, 188 opérateurs ont des charges à compenser en 2020.

Les charges de service public en gaz correspondent aux surcoûts liés aux dispositifs de soutien au biométhane injecté et aux coûts liés aux dispositifs sociaux (réductions sur les services de fourniture pour les bénéficiaires du

<sup>11</sup> Annexe 6 de la délibération de la CRE du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019

<sup>12</sup> En application du décret n° 2018-243 du 5 avril 2018 organisant la mise aux enchères des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, les acheteurs obligés ne sont plus subrogés dans les droits des producteurs à obtenir la délivrance des garanties d'origine de l'électricité produite dans le cadre d'un contrat d'achat et la valorisation financière des garanties d'origine ne vient plus en déduction des charges de service public de l'énergie. En ce qui concerne le biométhane, la déduction de la valorisation financière des garanties d'origine est intégrée dans les montants des charges des années respectives (annexes 1, 2 et 3).

<sup>13</sup> Cette valorisation est intégrée dans les montants des charges des années concernées (annexes 1, 2 et 3).



chèque énergie, afficheurs déportés, tarif spécial de solidarité). Elles sont supportées par les fournisseurs de gaz naturel.

### **3. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE CONSTATÉES AU TITRE DE 2018**

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2018 ont été évaluées par la CRE à partir des déclarations effectuées par EDF, les ELD, EDM, EEWf, EDF PEI et certains autres fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Ces déclarations ont été établies conformément aux règles de la comptabilité appropriée fixées par la CRE dans sa délibération du 14 février 2019. Elles ont été contrôlées par les commissaires aux comptes des opérateurs, ou pour les régies, par leur comptable public.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées. Ces contrôles, et les demandes de justifications supplémentaires ont conduit les opérateurs à procéder à des déclarations rectificatives en tant que de besoin.

S'agissant de la valorisation des capacités par les entreprises locales de distribution et les organismes agréés, la CRE rappelle qu'en application de la délibération du 22 juin 2017<sup>14</sup> elle déduit des charges un montant correspondant (i) à un volume de capacité correspondant à une certification optimale et (ii) à un prix prenant en compte le séquençement des enchères accessibles. **Elle portera une attention renforcée à vérifier le caractère optimal de la certification**, en lien avec la contribution effective des installations à la sécurité d'approvisionnement.

S'agissant des installations de biométhane dont le tarif d'achat est décroissant en fonction de la capacité maximale de production ( $C_{max}$ ), la CRE note pour la deuxième année consécutive que plusieurs producteurs ne respectent pas les prescriptions du contrat d'achat prévoyant, que si la production de leur installation dépasse la  $C_{max}$  en vigueur, ils notifient au préfet de région une nouvelle  $C_{max}$  au moins égale à la production constatée pendant les dépassements. **La CRE recommande que le ministre chargé de l'énergie se rapproche des préfets de région concernés pour qu'ils définissent une nouvelle  $C_{max}$ .** Ces producteurs sont susceptibles de percevoir une rémunération induite au détriment des finances publiques.

S'agissant des coûts de gestion, la CRE a procédé au second exercice de contrôle de charges constatées en excluant les coûts qui ne sont pas éligibles à la compensation – au premier rang desquels les coûts des activités commerciales visant pour les organismes agréés et les acheteurs de biométhane à démarcher les installations susceptibles de conclure un contrat avec eux. **La CRE continuera à s'assurer que les coûts exposés n'excèdent pas la « limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus » prévue par la loi<sup>15</sup>.** La CRE souligne que le fait que des coûts de gestion aient été retenus en tant que charges prévisionnelles ne préjuge pas du fait qu'ils seront retenus à la compensation dans le cadre de l'examen des charges constatées.

La CRE a relevé que les clés de répartition nécessaires à l'estimation des coûts supportés au titre de l'activité dédiée aux contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération n'ont pas systématiquement fait l'objet d'une attestation des commissaires aux comptes. **La CRE modifiera en conséquence sa délibération relative aux règles relatives à la comptabilité appropriée pour rendre cet élément exigible.**

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2018 s'élève à **7 123,9 M€**. Le tableau 1 compare ce montant avec la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2018 établies par la CRE en juillet 2018. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 3.

<sup>14</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat

<sup>15</sup> Article L. 121-7 du code de l'énergie

**Tableau 1 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2018**

en M€			Mise à jour de la prévision au titre de 2018	Charges constatées au titre de 2018	Ecart en M€	Ecart en %	
Electricité	Contrats d'achat	Eolien (MC)	CAS	1 391,7	1 183,9	-207,8	-15%
		Eolien (ZNI)	CAS	5,2	4,8	-0,5	-9%
		Photovoltaïque (MC)	CAS	2 458,0	2 451,6	-6,4	0%
		Photovoltaïque (ZNI)	CAS	279,7	239,9	-39,8	-14%
		Autres EnR (MC)	CAS	777,2	741,7	-35,4	-5%
		Autres EnR OA (ZNI)	CAS	10,8	7,8	-3,0	-28%
		Autres EnR hors OA (ZNI)	Budget	41,4	31,3	-10,2	-25%
		<b>Total EnR</b>		<b>4 964,1</b>	<b>4 661,0</b>	<b>-303,1</b>	<b>-6%</b>
		Cogénération (MC)	Budget	641,4	706,8	65,4	10%
		Autres (MC)	Budget	12,0	2,8	-9,2	-77%
	Autres (ZNI)	Budget	834,8	914,2	79,4	10%	
	<b>Total hors EnR</b>		<b>1 488,2</b>	<b>1 623,8</b>	<b>135,6</b>	<b>9%</b>	
	Complément de rémunération	Eolien	CAS	33,4	8,1	-25,2	-76%
		Photovoltaïque	CAS	0,7	0,0	-0,7	-96%
		Autres EnR	CAS	0,4	0,7	0,4	104%
		Total hors EnR	Budget	4,7	0,0	-4,7	-100%
	<b>Coût de gestion des contrats</b>		CAS	<b>48,9</b>	<b>47,1</b>	<b>-1,8</b>	<b>-4%</b>
	<b>Effacement</b>		CAS	<b>37,0</b>	<b>9,4</b>	<b>-27,6</b>	<b>-74%</b>
	<b>Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat</b>		Budget	<b>662,3</b>	<b>581,7</b>	<b>-80,6</b>	<b>-12%</b>
<b>Coût des études dans les ZNI</b>		Budget	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0%</b>	
<b>Dispositifs sociaux</b>		Budget	<b>117,6</b>	<b>109,3</b>	<b>-8,3</b>	<b>-7%</b>	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	63,9	55,0	-8,9	-14%	
	Dispositifs sociaux	Budget	37,5	27,5	-10,0	-27%	
<b>Total</b>				<b>7 458,7</b>	<b>7 123,9</b>	<b>-334,9</b>	<b>-4%</b>
MC : métropole continentale		Electricité	7 357,3	7 041,4	-316,0	-4%	
ZNI : zones non interconnectées		Gaz	101,4	82,5	-18,9	-19%	
EnR: énergies renouvelables		CAS	5 106,9	4 750,2	-356,7	-7%	
OA : contrats relevant de l'obligation d'achat		Budget	2 351,8	2 373,7	21,9	1%	

Les charges constatées au titre de 2018 sont inférieures de 334,9 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année.

Les principaux sous-jacents de l'écart entre les charges constatées au titre de 2018 et la mise à jour de la prévision au titre de cette même année sont les suivants :

- Les charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole sont en baisse, résultant :
  - de la hausse observée des prix de marché de gros de l'électricité au cours du deuxième semestre 2018 ;
  - de la baisse de la production et du coût d'achat subséquent pour la filière éolien en raison d'une météorologie défavorable au cours de l'été 2018.
- S'agissant de la péréquation tarifaire dans les ZNI (hors contrat d'achat), la baisse observée s'explique principalement par la recette exceptionnelle liée à la valorisation du stock de CEE d'EDF SEI en décembre 2018 et par des recettes de production d'EDF SEI plus élevées que prévu en raison d'une production d'électricité par le fournisseur historique plus importante (hausse de la production hydraulique).
- Les charges retenues pour les dispositifs sociaux sont plus faibles que les charges prévisionnelles mises à jour en raison d'une fin des dispositifs TPN et TSS plus rapide que ce qu'avaient envisagé les opérateurs et d'un moindre taux d'utilisation des chèques énergie – et donc d'un moindre recours aux services associés – pour l'année de transition 2018.
- La baisse des charges liées à l'obligation d'achat du biométhane est principalement due au retard dans la mise en service des installations entraînant une baisse du volume acheté (- 100 GWh pour finalement s'établir à 710 GWh).



#### 4. MISE À JOUR DE LA PRÉVISION DE CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE AU TITRE DE 2019

Le principe d'une mise à jour de la prévision du montant des charges au titre de l'année en cours a été introduit par la réforme décrite à la section 2, malgré l'avis défavorable de la CRE qui soulignait le risque de perte de lisibilité pour un mécanisme déjà complexe de compensation des charges.

La mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2019 a été réalisée par la CRE d'une part à partir des éléments transmis par les opérateurs ayant souhaité actualiser leur prévision ou la faisant pour la première fois et d'autre part sur la base des données de prix de marché les plus récentes<sup>16</sup>. Dans la mesure où les opérateurs sont responsabilisés financièrement sur la qualité de ces prévisions, puisque les écarts portent intérêt au taux de 1,72 %, la CRE a repris les éléments transmis, après avoir attiré, le cas échéant, l'attention des opérateurs sur d'éventuelles erreurs manifestes.

Pour les opérateurs n'ayant pas transmis d'éléments mis à jour, la prévision initiale pour 2019 a été reprise.

La mise à jour du montant total des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2019 s'élève à **7 660,4 M€**. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 2. Le tableau 2 compare ce montant avec le montant des charges initialement prévu au titre de 2019 (7 788 M€). L'écart entre cette nouvelle prévision et la prévision initiale, **soit - 127,6 M€**, est intégré à l'évaluation des charges de service public à compenser en 2020.

**Tableau 2 : Mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2019**

			Prévision initiale au titre de 2019 (M€)	Mise à jour de la prévision au titre de 2019 (M€)	Ecart (M€)	Ecart en %		
en M€								
Electricité	Contrats d'achat	Eolien (MC)	CAS	1 308,2	1 227,8	-80,4	-6%	
		Eolien (ZNI)	CAS	24,5	13,6	-10,9	-45%	
		Photovoltaïque (MC)	CAS	2 544,2	2 682,6	138,4	5%	
		Photovoltaïque (ZNI)	CAS	330,2	277,3	-52,8	-16%	
		Autres EnR (MC)	CAS	788,0	738,9	-49,1	-6%	
		Autres EnR OA (ZNI)	CAS	11,0	7,2	-3,8	-34%	
		Autres EnR hors OA (ZNI)	Budget	63,5	55,7	-7,8	-12%	
		<b>Total EnR</b>		<b>5 069,6</b>	<b>5 003,1</b>	<b>-66,4</b>	<b>-1%</b>	
		Cogénération (MC)	Budget	706,8	735,9	29,1	4%	
		Autres (MC)	Budget	9,8	9,0	-0,8	-8%	
		Autres (ZNI)	Budget	848,3	904,3	56,0	7%	
		<b>Total hors EnR</b>		<b>1 565,0</b>	<b>1 649,3</b>	<b>84,3</b>	<b>5%</b>	
		Complément de rémunération	Eolien	CAS	153,5	76,2	-77,3	-50%
			Photovoltaïque	CAS	4,6	2,7	-1,8	-40%
	Autres EnR		CAS	39,0	10,3	-28,7	-74%	
	Cogénération		Budget	9,3	1,1	-8,2	-88%	
	<b>Coût de gestion des contrats</b>		CAS	<b>49,5</b>	<b>50,9</b>	<b>1,4</b>	<b>3%</b>	
	<b>Effacement</b>		CAS	<b>45,0</b>	<b>6,3</b>	<b>-38,7</b>	<b>-86%</b>	
	<b>Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat</b>		Budget	<b>683,0</b>	<b>710,1</b>	<b>27,2</b>	<b>4%</b>	
	<b>Coût des études dans les ZNI</b>		Budget	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0%</b>	
<b>Dispositifs sociaux</b>		Budget	<b>36,8</b>	<b>28,2</b>	<b>-8,6</b>	<b>-23%</b>		
Gaz	<b>Obligation d'achat biométhane</b>	CAS	<b>132,1</b>	<b>121,1</b>	<b>-11,0</b>	<b>-8%</b>		
	<b>Dispositifs sociaux</b>	Budget	<b>0,7</b>	<b>1,0</b>	<b>0,3</b>	<b>37%</b>		
<b>Total</b>			<b>7 788,0</b>	<b>7 660,4</b>	<b>-127,6</b>	<b>-2%</b>		
MC : métropole continentale		Electricité	7 655,2	7 538,3	-116,9	-2%		
ZNI : zones non interconnectées		Gaz	132,8	122,1	-10,7	-8%		
EnR: énergies renouvelables		CAS	5 429,8	5 215,0	-214,7	-4%		
OA : contrats relevant de l'obligation d'achat		Budget	2 358,2	2 445,4	87,1	4%		

Cet écart représente une diminution de 2 % par rapport aux charges initialement prévues. Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- La baisse des charges liées aux contrats d'achat et de complément de rémunération en métropole continentale s'explique principalement par la hausse des prix de marché utilisés pour valoriser la production des installations soutenues.

<sup>16</sup> Les prix de marché de gros de l'électricité et du gaz servent de référence au calcul des coûts évités par l'obligation d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale (à l'exception des ELD pour les volumes d'électricité substitués à l'approvisionnement au tarif de cession).



- La montée en puissance attendue du dispositif de soutien à l'effacement n'a pas eu lieu en 2019 et est repoussée à 2020.
- Une baisse des charges liées aux dispositifs sociaux par rapport à leur prévision initiale pour 2019 est observée en électricité en raison de la révision à la baisse par EDF des prévisions de recours aux services liés à la fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie et à l'absence de prévision de déploiement de dispositifs d'affichage déporté.
- La prévision de charges liées au biométhane est revue à la baisse en raison du retard de mise en service de plusieurs installations et de la hausse du prix de marché du gaz, qui est la référence de calcul pour le coût évité correspondant.

## 5. PREVISION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE AU TITRE DE 2020

La prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2020 a été réalisée par la CRE à partir des prévisions transmises par les opérateurs concernés. Dans la mesure où les opérateurs sont responsabilisés financièrement sur la qualité de ces prévisions, puisque les écarts portent intérêt au taux de 1,72 %, la CRE a repris les éléments transmis, après avoir attiré, le cas échéant, l'attention des opérateurs sur d'éventuelles erreurs manifestes.

Le montant total des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2020 s'élève à **7 929,9 M€**. Le tableau 3 compare ce montant avec les charges constatées au titre de 2018 et avec la mise à jour de la prévision au titre de 2019. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 1.

**Tableau 3 : Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2020**

en M€			Charges constatées au titre de 2018 (M€/part du total)		Mise à jour de la prévision au titre de 2019 (M€/part du total)		Charges prévisionnelles au titre de 2020 (M€/part du total)		
Electricité	Contrats d'achat	Eolien (MC)	CAS	1 183,9	16,6%	1 227,8	16,0%	1 132,5	14,3%
		Eolien (ZNI)	CAS	4,8	0,1%	13,6	0,2%	24,0	0,3%
		Photovoltaïque (MC)	CAS	2 451,6	34,4%	2 682,6	35,0%	2 602,8	32,8%
		Photovoltaïque (ZNI)	CAS	239,9	3,4%	277,3	3,6%	316,1	4,0%
		Autres EnR (MC)	CAS	741,7	10,4%	738,9	9,6%	729,0	9,2%
		Autres EnR OA (ZNI)	CAS	7,8	0,1%	7,2	0,1%	7,7	0,1%
		Autres EnR hors OA (ZNI)	Budget	31,3	0,4%	55,7	0,7%	81,0	1,0%
		<b>Total EnR</b>		<b>4 661,0</b>	<b>65,4%</b>	<b>5 003,1</b>	<b>65,3%</b>	<b>4 893,1</b>	<b>61,7%</b>
		Cogénération (MC)	Budget	706,8	9,9%	735,9	9,6%	737,2	9,3%
		Autres (MC)	Budget	2,8	0,0%	9,0	0,1%	8,2	0,1%
	Autres (ZNI)	Budget	914,2	12,8%	904,3	11,8%	986,0	12,4%	
	<b>Total hors EnR</b>		<b>1 623,8</b>	<b>22,8%</b>	<b>1 649,3</b>	<b>21,5%</b>	<b>1 731,3</b>	<b>21,8%</b>	
	Complément de rémunération	Eolien	CAS	8,1	0,1%	76,2	1,0%	164,1	2,1%
		Photovoltaïque	CAS	0,0	0,0%	2,7	0,0%	14,6	0,2%
		Autres EnR	CAS	0,7	0,0%	10,3	0,1%	53,7	0,7%
		Cogénération	Budget	0,0	0,0%	1,1	0,0%	3,4	0,0%
	Coûts de gestion des contrats		CAS	47,1	0,7%	50,9	0,7%	54,7	0,7%
	Effacement		CAS	9,4	0,1%	6,3	0,1%	40,0	0,5%
	Péréquation tarifaire dans les ZNI hors contrats d'achat		Budget	581,7	8,2%	710,1	9,3%	693,7	8,7%
Coût des études dans les ZNI		Budget	0,1	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	
Dispositifs sociaux		Budget	109,3	1,5%	28,2	0,4%	32,1	0,4%	
Gaz	Obligation d'achat biométhane	CAS	55,0	0,8%	121,1	1,6%	248,5	3,1%	
	Dispositifs sociaux	Budget	27,5	0,4%	1,0	0,0%	0,8	0,0%	
<b>Total</b>			<b>7 123,9</b>		<b>7 660,4</b>		<b>7 929,9</b>		
MC : métropole continentale			Electricité	7 041,4	98,8%	7 538,3	98,4%	7 680,6	96,9%
ZNI : zones non interconnectées			Gaz	82,5	1,2%	122,1	1,6%	249,3	3,1%
EnR : énergies renouvelables			CAS	4 750,2	66,7%	5 215,0	68,1%	5 387,6	67,9%
OA : contrats relevant de l'obligation d'achat			Budget	2 373,7	33,3%	2 445,4	31,9%	2 542,2	32,1%

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2020 est plus élevé de **269,5 M€** que le montant des charges prévisionnelles au titre de 2019 résultant de la mise à jour présentée à la section précédente, soit une hausse de **4 %**. Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- Le développement attendu des installations bénéficiant du complément de rémunération entre 2019 et 2020 explique la hausse de 145 M€ du montant des charges associées. Cette hausse contenue s'explique principalement par le développement limité de l'éolien terrestre attendu en raison des problèmes d'attribution des autorisations environnementales et dans une moindre mesure par la hausse des prix de marché attendue pour 2020.

- En ZNI, le développement de la filière biomasse (nouvelles centrales en Guyane ou premières conversions de tranches charbon), de parcs éoliens en Guadeloupe et à la Martinique, d'installations photovoltaïques issues des appels d'offres et de l'arrêté tarifaire conduit à une hausse des charges de 218 M€.
- La montée en puissance du dispositif de soutien à l'effacement conduit à une augmentation du montant des charges de 34 M€.
- Le doublement des charges liées à l'achat de biométhane (+ 127 M€) résulte du raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations et d'un doublement de la quantité de gaz injecté.
- Ces hausses sont en partie limitées par la baisse attendue entre 2019 et 2020 des charges liées aux contrats d'achat en métropole. L'effet haussier de l'augmentation de l'énergie produite et de l'indexation des tarifs d'achat est plus que compensé par l'effet cumulé de la hausse du prix de marché moyen et du prix de la capacité et de la modification du calendrier de vente de cette dernière qui conduit les acheteurs obligés à en valoriser un volume accru en 2020.

La CRE note qu'une même installation peut être inscrite dans les prévisions de charges de plusieurs opérateurs en raison du principe de mise en concurrence entre acheteurs inhérent au dispositif de soutien au biométhane injecté en l'absence d'acheteur obligé et introduit en électricité avec l'introduction des organismes agréés, qui peuvent obtenir le transfert de contrats signés par EDF OA ou par les ELD. Ce double comptage d'installations entraîne un surcroît de charges de l'ordre de 13 M€ pour l'achat de biométhane (5 %) et de 9 M€ en électricité (65 % des charges prévisionnelles pour les organismes agréés).

La CRE estime que les demandes de confirmation qu'elle envoie aux opérateurs concernés jusqu'au 15 juin ne constitue pas un dispositif suffisant pour éviter que ce phénomène s'accroisse. **Elle recommande au gouvernement d'étudier les solutions mobilisables pour supprimer ce phénomène qui impacte le budget de l'État et le risque que certains opérateurs se trouvent face à l'impossibilité de rembourser l'État en cas de non-matérialisation des charges.**

À ce titre, plusieurs pistes peuvent être envisagées telles qu'un critère tenant à la robustesse financière de l'acheteur, un système de garantie financière voire la non-compensation des charges liées à un contrat non signé pour les opérateurs pour lesquelles la non-matérialisation des charges associés aux nouveaux contrats devraient donner lieu à un flux financier net vers l'État. La CRE se tient disponible pour participer à la mise en place de ce dispositif.

## **6. DÉFICIT DE COMPENSATION D'EDF ET PRISE EN COMPTE DE L'ÉCHÉANCIER DE REMBOURSEMENT**

Compte tenu de l'historique du mécanisme de compensation des charges de service public de l'électricité, EDF supporte un déficit de compensation, qui doit être remboursé dans le cadre d'un échéancier arrêté par les ministres chargés des finances et de l'énergie. Cet échéancier définit les modalités de remboursement du déficit de compensation accumulé par EDF au 31 décembre 2015.

En application de l'arrêté du 13 mai 2016 modifié, les montants prévus pour EDF pour 2020 – dernière année de l'échéancier – au titre du remboursement du son déficit de compensation accumulé au 31 décembre 2015 et des intérêts associés s'élèvent respectivement à 896,8 M€ et à 40,6 M€. De ce fait, le montant des charges à compenser pour EDF doit être majoré du montant du remboursement en principal et des intérêts définis par l'échéancier. Le détail du calcul des charges à compenser à EDF figure à l'annexe 6.

## 7. ESTIMATION PAR LA CRE DU MONTANT TOTAL DES CHARGES À COMPENSER EN 2020

Compte tenu de ce qui précède et (i) des frais de gestion déclarés par la CDC et par Powernext et (ii) des frais financiers, le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2020 s'élève à **8 422,1 M€**. La répartition de ce montant par type d'opérateur est donnée dans le tableau 4, tandis que le détail par opérateur figure à l'annexe 6.

**Tableau 4 : Montant des charges de service public de l'énergie à compenser en 2020**

M€	Charges prévisionnelles au titre de 2020 (annexe 1)	Mise à jour de la prévision au titre de 2019 (annexe 2)	Prévision Initiale au titre de 2019 (4)	Charges constatées au titre de 2018 (annexe 3)	Mise à jour de la prévision au titre de 2018 (4)	Charges prévisionnelles 2018 (2)	Contributions recouvrées 2018 (annexe 5)	Reliquats antérieurs à 2018 (annexe 4)	Frais financiers 2018 (annexe 6)	Charges prévisionnelles 2020 avant la prise en compte de l'échéancier(3)	Correction au titre de l'échéancier de recouvrement (annexe 6)	Charges prévisionnelles 2020 (4)
	CP'20	CP'19	CP'19	CC18	CP''18	CP18	CR18	Reliquat 09 à 17	FF18	CP20 avant Ech	Ech20	CP20
EDF	7 206,2	7 123,0	7 206,1	6 656,3	6 939,5	7 986,2	7 986,2	35,5	-19,1	6 856,2	937,4	7 793,6
Électricité de Mayotte	125,0	119,6	106,5	97,5	97,3	53,1	53,1	-1,1	-0,5	136,8		136,8
Entreprises locales de distribution	286,1	276,6	266,6	260,9	265,5	242,1	242,2	3,1	-0,6	294,0		294,0
Autres fournisseurs dont Organismes agréés	266,0	131,1	159,4	96,8	116,5	148,0	148,0	0,02	-0,7	217,3		217,3
RTE	40,0	6,3	45,0	9,4	37,0	17,9	17,9	0,0	-0,1	-26,3		-26,3
EDF PEI	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0	0,002	0,0		0,002
Électricité & Eau de Wallis-et-Futuna	6,5	3,8	4,4	2,9	2,8	2,3	2,3	0,1	-0,01	6,1		6,1
<b>Total</b>	<b>7 929,9</b>	<b>7 660</b>	<b>7 788,0</b>	<b>7 123,9</b>	<b>7 458,7</b>	<b>8 449,9</b>	<b>8 450,0</b>	<b>37,7</b>	<b>-21,0</b>	<b>7 484,0</b>	<b>937,4</b>	<b>8 421,4</b>
										Frais de gestion CDC 2020		0,125
										Frais enchères garanties d'origine		0,606
										<b>Total charges prévisionnelles 2020</b>		<b>8 422,1</b>

(1) Charges objet de la délibération du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019

(2) Charges objet des délibérations du 13 juillet 2017 et du 21 décembre 2017 relatives à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018

(3) CP20 avant Ech = CP'20 + (CP''19 - CP'19) + (CC18 - CP''18) + (CP18 - CR18) + reliquat 09 à 17 + FF18

(4) CP20 = CP20 avant Ech + Ech20

Le montant des charges à compenser en 2020 se répartit de la manière suivante :

- **5 707,4 M€** au titre des charges relevant du CAS « transition énergétique » ;
- **2 714,7 M€** au titre des charges relevant du programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La présente délibération est transmise au ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'action et des comptes publics et au ministre des Outre-mer. Elle sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 11 juillet 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO