

ANNEXE 1

ARTICLE 1 OBJET

- 1.1. La présente annexe a pour objet de définir les modalités pratiques de mise en œuvre de certaines des dispositions du cahier des charges, notamment celles figurant à ses articles 4, 6, 7, 8 et 44 et plus généralement, les modalités particulières convenues entre les parties pour l'exécution du contrat de concession.
- 1.2. Toute modification des dispositions de la présente annexe se fera par voie d'avenant au contrat de concession. Les parties peuvent néanmoins convenir, lorsqu'il s'agit d'une simple mise à jour, que cette modification pourra se faire par simple échange de lettres entre le représentant légal de l'autorité concédante et le concessionnaire.

ARTICLE 2 REDEVANCE DE CONCESSION

- 2.1. Contrepartie de dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la présente concession, la redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges, financée par le prix du service rendu aux clients du service public, comporte deux parts :

- la première, dite "**de fonctionnement**", couvre des dépenses annuelles de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'exercice du pouvoir concédant dans la présente concession, au titre des deux missions visées à l'article 1 du cahier des charges, telles que : contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, conseils donnés pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs, règlement des litiges entre les clients, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, coordination des travaux du gestionnaire du réseau de distribution et de ceux de voirie et des autres réseaux, études générales sur l'évolution du service concédé ou secrétariat.

Cette redevance, dite « de fonctionnement », permet également, à titre accessoire, de financer certaines actions de l'autorité concédante permettant d'ancrer le réseau concédé dans la transition énergétique parmi celles ci-après :

- les études d'optimisation du raccordement des infrastructures intelligentes de recharge de véhicules électriques,
- les études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie,
- la conception de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public dès lors que ces systèmes favorisent une gestion optimisée du réseau de distribution,
- les actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation d'électricité, y compris celles relatives au déploiement des compteurs communicants,
- l'accompagnement des éco-quartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité.

L'autorité concédante informe chaque année le concessionnaire des actions menées dans le cadre défini au paragraphe ci-dessus.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R1** ;

- la deuxième part, dite "**d'investissement**", est la contrepartie d'un service rendu par la concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages établis ou modifiés postérieurement à l'entrée en vigueur du présent contrat et financés en tout ou partie par l'autorité concédante.

Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante ou de ses communes ou groupements de communes membres permettant de mettre en œuvre, dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, notamment celles permettant de différer ou d'éviter le renforcement de ce réseau.

Le montant de la redevance d'investissement est fixé conformément aux dispositions du 2.3 ci-après.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R2**.

2.2. Part de la redevance dite "**de fonctionnement**"

2.2.1. Pour une année donnée, la détermination de **R₁** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **L_C**, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- **P_C**, population municipale¹ des communes de la concession ;
- **P_D**, population municipale¹ desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole² ou une communauté urbaine et :

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole² ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
 - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole² ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
 - si l'autorité concédante est une métropole² ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P_D** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
 - **ING₀**, valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année 1993, c'est-à-dire la valeur **ING₀** du contrat de concession signé entre les parties le 27 janvier 1994, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;
 - **ING**, index « ingénierie »³ ;

¹ Nombre d'habitants, selon le dernier recensement officiel de l'INSEE, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente.

² Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

³ Calculé ou publié par l'INSEE ou tout autre index qui lui serait substitué.

2.2.2. Le montant de la part R1 est déterminé, en euros, comme suit

2.2.2.1. Part R1 calculée

a- Au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat :

$$R1_1 = (10,5 L_{C1} + 0,23 P_{C1}) \times (1 + P_{C1}/P_{D1}) \times (0,02 \times D + 0,5) \times (0,15 + 0,85 \text{ING}_1 / \text{ING}_0)$$

où $R1_1$ désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 désignent respectivement les valeurs L_C , P_C , P_D et ING retenues pour ledit calcul.

La valeur du terme de regroupement $(1 + P_{C1}/P_{D1})$ ne peut excéder 2.

Le montant de $R1_1$ ainsi calculé est de 577 176 euros*, par application des valeurs suivantes :

- L_{C1} : 9 718 km,
- P_{C1} : 283 312 habitants,
- P_{D1} : 283 312 habitants,
- D : 30 ans,
- ING_1 : 117,2
- ING_0 : 70,2

où ING_1 est la valeur de l'index ingénierie du mois de décembre de l'année précédant l'année d'entrée en vigueur du présent contrat.

**Le montant R1 est ici estimé à partir des valeurs L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 au 31 décembre 2019. Ce montant sera actualisé dès la publication des valeurs au 31 décembre 2020 par échange de courrier entre les parties.*

b- Au titre de chaque année suivante :

$$R1_n = R1_{n-1} \times [L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1})] / 3$$

où :

- $R1_n$, L_{Cn} et P_{Cn} désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année n et les valeurs L_C et P_C retenues pour ledit calcul en année n ;
- $R1_{n-1}$, L_{Cn-1} , P_{Cn-1} et ING_{n-1} désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs L_C , P_C et ING retenues pour ledit calcul en année $n-1$;
- ING_n valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année n .

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année n , $R1_1$ est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de L_{C1} et de P_{C1} correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur $R1_n$ de l'année d'entrée en vigueur de l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément aux stipulations du présent paragraphe.

2.2.2.2. Part R1 à verser

Le montant **R1** calculé selon les modalités définies au 2.2.2.1 ci-dessus est modifié, le cas échéant, de façon à respecter les valeurs minimale et maximale suivantes :

a- Montant minimal de la part R1

Le montant **R1₁** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

- la durée de la concession définie à l'article 48 du cahier des charges est au moins égale à 20 ans,
- l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire, et le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges,
- l'autorité concédante ne perçoit aucune majoration de la redevance de concession du fait de la départementalisation du pouvoir concédant.

Population de la concession (P_c)	Montant minimal de $R1_1$ (en euros)
70 000 habitants $\leq P_c < 100$ 000 habitants	30 000
100 000 habitants $\leq P_c < 200$ 000 habitants	120 000
200 000 habitants $\leq P_c < 300$ 000 habitants	190 000
300 000 habitants $\leq P_c < 450$ 000 habitants	240 000
450 000 habitants $\leq P_c$	360 000

Au titre des années suivantes, le montant **R1_n** calculé au titre de l'année n ne peut être inférieur, sous réserve du respect des conditions ci-dessus, à ces valeurs revalorisées chaque année en appliquant la formule d'indexation :

$$[L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1})] / 3.$$

b- Montant maximal de la part R1

Le montant **R1₁** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 500 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$) euros ;
- ou 600 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$) euros, soit **941 453 euros***, lorsque la valeur de $(1 + P_{C1} / P_{D1})$ est égale à 2.

**Le montant est ici estimé à partir de la valeur ING_1 du mois de décembre 2019. Ce montant sera actualisé dès publication des valeurs au 31 décembre 2020 par échange de courrier entre les parties.*

Au titre des années suivantes, le montant **R1_n** calculé au titre de l'année n ne peut excéder le montant maximal applicable l'année précédente, revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

$$(0,15 + 0,85 \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1}) \times [(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1}) / 2].$$

Le montant de la part R1 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire est égal à la part R1 calculée et modifiée, le cas échéant, selon les modalités précisées aux a- et b- ci-dessus, sans préjudice, le cas échéant, de l'application du 2.4 et du 2.5 ci-après.

2.3. Part de la redevance dite "d'investissement"

2.3.1. Pour une année donnée, la détermination de **R2** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **B**, montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante au titre des travaux, à l'exclusion de toute opération de raccordement, dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé :
 - o non financés en tout ou partie par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours du concessionnaire qui lui serait adjoint ou substitué,
 - o après défalcation des montants des aides, participations et contributions relatives à ces travaux versés par le concessionnaire, dont les contributions prévues à l'article 10 du cahier des charges et l'abondement par ce dernier des dépenses effectuées par l'autorité concédante en vue d'améliorer l'intégration des ouvrages dans l'environnement suivant les modalités prévues à l'article 4 ci-après, ainsi que de toute participation de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres.

Le montant B est déterminé à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment la totalité des coûts exposés⁴ et les éventuels financements de tiers, adressés par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution.

Dans l'éventualité où les documents ci-dessus ne suffiraient pas à établir la consistance et le coût des travaux effectivement supportés par l'autorité concédante, celle-ci communique également au gestionnaire du réseau de distribution tout document complémentaire probant.

- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **P_C**, population municipale¹ des communes de la concession ;
- **P_D**, population municipale¹ desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole⁵ ou une communauté urbaine et :

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
 - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
 - si l'autorité concédante est une métropole⁵ ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P_D** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **ING_n**, index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année **n**⁶ ;

⁴ Les coûts de maîtrise d'œuvre sont inclus dans la mesure où ils correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante.

⁵ Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

⁶ Pour toute valeur de **n** supérieure à 1.

- ING_{2016} , valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;
- I, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année n par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

- les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public permettant de réduire la puissance appelée en pointe et les luminaires à basse consommation, à savoir la source lumineuse, l'appareillage et l'optique associés, et le cas échéant les dépenses d'investissement des travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires à basse consommation, permettant de réduire d'au moins 50% la puissance maximale appelée par les installations d'éclairage public faisant l'objet des travaux, ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens du réseau de distribution, non électriquement ou non physiquement séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports, à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution ou dans le cadre de travaux réalisés en application du A) de l'article 8 du cahier des charges,
- les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les dispositifs de stockage d'énergie dédiés au soutien du réseau public de distribution d'électricité, et présentant un avantage technico-économique pour le réseau public de distribution concédé,
- les diagnostics et études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation des investissements susmentionnés.

La prise en compte dans le terme I des dépenses d'investissement ci-dessus est par ailleurs subordonnée au respect des conditions suivantes :

- ces investissements ne doivent faire l'objet d'aucun autre financement de la part du gestionnaire du réseau de distribution ou par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué ;
- en vue d'assurer la bonne mise en œuvre du présent paragraphe et la prévention de différends relatifs à l'éligibilité au terme I, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de se concerter chaque année sur les investissements envisagés au titre de ce terme.

Le montant à prendre en compte au titre du terme I est déterminé :

- à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment les coûts exposés⁴ et les éventuels financements de tiers, adressées par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution,
- après défalcation des montants des aides, participations ou contributions de tiers.

Le montant hors taxes par habitant des investissements pris en compte au titre du terme I en année n ne peut excéder, la plus élevée des deux valeurs suivantes :

- 4 euros ou 4 euros $\times (0,4 + 0,6 \frac{ING_n}{ING_{2016}})$.

Lorsque le montant des investissements pris en compte dans le terme la plus élevée des deux valeurs ci-dessus, la différence entre cette valeur et ce montant vient compléter, en tant que de besoin et à concurrence de la somme nécessaire, le montant des investissements susceptibles d'être pris en compte dans le terme I au titre de la seule année $n+1$.

2.3.2. Le montant de la part R2 est déterminé, en euros, comme suit

2.3.2.1. Part R2 calculée

A- Choix de la formule de calcul

L'autorité concédante peut opter en début de contrat et à titre définitif pour l'une des formules de calcul ci-dessous :

$$R2 = (0,6 B + 0,1 I) \times (1 + P_c/P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

ou

$$R2 = (0,5 B + 0,2 I) \times (1 + P_c/P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

Par exception, l'autorité concédante a la faculté de changer de formule de calcul une seule fois par période de 10 ans à compter de la date d'effet du contrat, sous réserve d'un délai de prévenance du gestionnaire du réseau de distribution de deux ans.

Le montant de la part R2 déterminé ci-dessus est majoré, le cas échéant, selon les dispositions du paragraphe 2.4 ci-dessous. Ce montant correspond à la part R2 calculée.

Ce montant s'entend hors toutes taxes.

B- Option de l'autorité concédante en début de contrat

L'autorité concédante opte en début de contrat pour la formule de ca

Envoyé en préfecture le 30/12/2020

Reçu en préfecture le 30/12/2020

Affiché le



ID : 028-200080869-20201222-C2020_50_3-CC

$$R2 = (0,6 B + 0,1 I) \times (1 + P_C / P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

2.3.2.2. Part R2 à verser

Le montant de la part R2 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire au titre de l'exercice n est égal à la moyenne de la part R2 calculée selon les modalités précisées au 2.3.2.1 ci-dessus au titre de l'exercice n et des parts R2 payées au titre des quatre années précédentes, soit :

$$[R2_{\text{versée au titre de } n-4} + R2_{\text{versée au titre de } n-3} + R2_{\text{versée au titre de } n-2} + R2_{\text{versée au titre de } n-1} + R2_{\text{calculée au titre de } n}] / 5$$

Lorsque l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire et que la population municipale des communes de la concession est inférieure à 70 000 habitants, la part R2 est égale à 0.

Lorsque l'autorité concédante est une métropole⁷ ou une communauté urbaine qui regroupe dans un seul contrat de concession tout ou partie des communes de son périmètre de compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et que le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges, des modalités locales d'application du présent paragraphe au titre des quatre premières années peuvent être prévues à l'article 13 de la présente annexe du contrat.

2.3.2.3. Clause de revoyure

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la date de signature de l'accord-cadre entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF du 21 décembre 2017, la liste des investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

La redevance de concession déterminée au 2.2 et au 2.3 ci-dessus est majorée, comme défini ci-après, dès lors que la concession regroupe dans un département l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire au 31 décembre de l'année précédant le calcul de la redevance.

Pour chaque année calendaire n , la majoration départementale versée par le concessionnaire à l'autorité concédante est égale à : 150 000 euros + 25% x R2 calculée + 25% de la somme des parts couvertes par le tarif versées par le concessionnaire au cours de l'année $n-1$, dans la limite de la plus forte des deux valeurs : 300 000 euros et $300\,000 \times (0,8 + 0,2 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{2009})$ euros,

où :

- ING_n valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année n ;
- ING_{2009} valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre 2008, soit 98,6 (base 2010) ;

⁷ Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité
Cahier des charges de concession - Annexe 1 - ENERGIE Eure-et-Loir

- les parts couvertes par le tarif sont celles définies à l'annexe 2bis.

L'autorité concédante a perçu au titre de l'année 2016 la majoration prévue par le protocole FNCCR-EDF signé le 5 juillet 2007 en raison du regroupement à la maille départementale de l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire, dont 100 000 euros affectés à la part R1 et 200 000 euros affectés à la part R2 de la redevance de concession.

Conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017 :

- la majoration départementale calculée chaque année n dans les conditions prévues au 2ème alinéa du présent paragraphe est affectée par l'autorité organisatrice à chacune des parts R1 et R2, sans modification de la répartition en pourcentage appliquée au titre de l'année 2016⁸ ;
- le montant de R1 à verser chaque année n dans les conditions prévues au paragraphe 2.2.2. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus ; le total ainsi obtenu correspond à la part R1 de la redevance à verser à l'autorité concédante ;
- le montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités précisées au paragraphe 2.3.2.1. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus.

2.5. Pour la détermination du montant de la redevance à verser au titre des années calendaires de l'entrée en vigueur du contrat et de l'expiration de celui-ci, il sera procédé comme suit :

- la valeur des termes R1 et R2 correspondant à la totalité de l'année calendaire en cause sera calculée conformément aux modalités précédentes,
- le montant à verser par le concessionnaire au titre de chaque part sera égal au produit du terme correspondant ainsi calculé par le rapport du nombre de jours de l'année calendaire en cause restant à courir à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat – ou écoulés jusqu'à la date d'expiration de celui-ci – au nombre total de jours de cette année.


2.6. Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de L_c . La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Cet état détaillé comprend les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues au paragraphe 2.3 ci-dessus. Avant le 15 juin, le gestionnaire du réseau de distribution fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1^{er} juillet de ladite année par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution. Il comprend notamment les mentions obligatoires en vertu de la réglementation relative à la TVA. La redevance est versée par le gestionnaire du réseau de distribution avant le 31 juillet de ladite année.

Tout retard dans la transmission des éléments mentionnés à l'alinéa ci-dessus se traduit par un report du même nombre de jours des échéances mentionnées au même alinéa et du versement de la redevance. Il en va de même en cas de réception d'éléments incomplets.

En cas de retard du gestionnaire du réseau de distribution dans le règlement de la redevance, l'autorité concédante pourra, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

⁸ Sous réserve que le montant affecté à la part R1 de la redevance soit au moins égal à 100 000 euros.
 Cahier des charges de concession - Annexe 1 - ENERGIE Eure-et-Loir

ARTICLE 3
REDEVANCES D'OCCUPATION
DU DOMAINE PUBLIC COMMUNAL

Envoyé en préfecture le 30/12/2020
Reçu en préfecture le 30/12/2020
Affiché le 
ID : 028-200080869-20201222-C2020_50_3-CC

Le gestionnaire du réseau de distribution versera à chaque gestionnaire du domaine public concerné les redevances dues en raison de l'occupation du domaine public communal en application de la législation en vigueur et mentionnées à l'article 4 B) du cahier des charges.

En cas d'accord à cet effet entre ces gestionnaires et l'autorité concédante, dûment notifié au gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra verser à l'autorité concédante les redevances d'occupation du domaine public communal concernées.

ARTICLE 4
INTEGRATION DES OUVRAGES
DANS L'ENVIRONNEMENT

A - En application du A) de l'article 8 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans les conditions ci-après.

Le montant de cette contribution est fixé chaque année d'un commun accord entre les parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

Si certaines opérations du programme de l'année n ne sont pas achevées au 31 décembre de l'année n , ces opérations seront imputées sur le montant de la contribution de l'année n , sous réserve qu'elles soient achevées avant le 31 décembre de l'année $n+1$.

Le montant de la contribution ainsi convenu est versé suivant des modalités et dans des délais définis d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de retard du concessionnaire dans le versement de cette contribution — ou de l'une de ses fractions, si celle-ci doit être versée en plusieurs fois — l'autorité concédante peut, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

B - Les périmètres et pourcentages visés aux alinéas 2, 3 et 4 du B) de l'article 8 du cahier des charges sont définis comme suit :

a) Périmètre visé à l'alinéa 2 :

Les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée lorsqu'elles se situent dans un rayon qui ne saurait être inférieur à 100 m autour des immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, et, selon la perspective visuelle, dans un périmètre de 500 m autour des sites considérés.

S'agissant du secteur sauvegardé de la ville de Chartres, les réseaux et leurs accessoires seront également établis en technique discrète.


b) Pourcentage visé à l'alinéa 3 :

En agglomération et en dehors des zones définies en a) (la zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le code de la route) : les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeuble ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 60 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

c) Pourcentage visé à l'alinéa 4 :

En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 50 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

ARTICLE 5 MAITRISE D'OUVRAGE

Envoyé en préfecture le 30/12/2020
 Reçu en préfecture le 30/12/2020
 Affiché le 
 ID : 028-200080869-20201222-C2020_50_3-CC

A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit :

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes		
		A	B	C
Renforcement				
Adaptations aux charges des transformateurs	Changement de transformateur sans modification de l'enveloppe du poste HTA/BT	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
	Changement de transformateur avec modification de l'enveloppe du poste HTA/BT	ENEDIS	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir
Levée de contrainte électrique des réseaux BT à l'occasion d'un raccordement	Renforcement des réseaux BT	En fonction du maître d'ouvrage de l'extension	En fonction du maître d'ouvrage de l'extension	En fonction du maître d'ouvrage de l'extension
Autres cas de levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT	ENEDIS	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
Sécurisation				
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT (opération devant comptabiliser à minima 50 % de linéaire BT en fil nu)	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir

Origine des travaux	Nature des travaux	A	B	C
Raccordement				
Extensions pour le raccordement de clients HTA	Extension pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production dont la puissance de raccordement est supérieure à 250 kVA.	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
Extension pour le raccordement de clients BT. (Ces extensions peuvent induire des travaux sur le réseau HTA)	Extension pour le raccordement individuel d'une installation de consommation pour une puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*
	Extension pour le raccordement individuel d'une installation de consommation pour une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir
	Extension pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale ou déléguée à une SEM d'aménagement ou à un établissement public de l'habitat (immeuble, lotissement) hors ZAC	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir
	Extension pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir
	Extension pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale, intercommunale, déléguée à une SEM d'aménagement ou à un établissement public de l'habitat (immeuble, lotissement) hors ZAC	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
	Extension pour le raccordement d'une installation individuelle neuve accédant pour la première fois au réseau, comportant simultanément : • de la production puissance ≤ 6 kVA • de la consommation ≤ 36 kVA	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
	Extension pour le raccordement d'une installation individuelle neuve accédant pour la première fois au réseau, comportant simultanément : • de la production puissance ≤ 6 kVA • de la consommation > 36 kVA et ≤ 250 kVA	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir

Origine des travaux	Nature des travaux	A	B	C
Extension pour le raccordement de clients BT. (Ces extensions peuvent induire des travaux sur le réseau HTA)	Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau, comportant simultanément : • de la production puissance ≤ 36 kVA • de la consommation ≤ 36 kVA	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
	Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau, comportant simultanément : • de la production puissance ≤ 36 kVA • de la consommation > 36 kVA et ≤ 250 kVA	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir
	Raccordement de toute autre installation de production	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
Branchements	Branchement sans extension (liaison A et B) individuel BT d'une installation de consommation ou mixte d'une puissance ≤ 250 kVA	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*
	Branchement (liaison A et B) individuel BT d'une installation de consommation inférieure ou égale à 36 kVA suite à extension	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*	ENEDIS ou ENERGIE Eure-et-Loir*
	Branchement (liaison A et B) individuel BT d'une installation de consommation supérieure à 36 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA suite à extension	En fonction du maître d'ouvrage de l'extension	En fonction du maître d'ouvrage de l'extension	En fonction du maître d'ouvrage de l'extension
	Branchement (liaison A et B) suite à extension pour le raccordement d'une installation individuelle BT comportant simultanément : • de la production / puissance ≤ 6 kVA • de la consommation ≤ 36 kVA	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
	Branchement (liaison A et B) suite à extension pour le raccordement d'une installation individuelle BT comportant simultanément : • de la production / puissance ≤ 6 kVA • de la consommation > 36 kVA et ≤ 250 kVA	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir
	Branchement (liaison A et B) suite à extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau comportant simultanément : • de la production / puissance ≤ 36 kVA • de la consommation ≤ 36 kVA	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS

Branchements	Branchement (liaison A et B) suite à extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau comportant simultanément : • de la production / puissance ≤ 36 kVA • et de la consommation >36 kVA et ≤ 250 kVA	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir
	Branchement de toute installation de production BT ou HTA	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
	Branchement de toute installation de consommation collective verticale (avec ou sans extension)	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
Ouvrages sur terrain d'assiette des raccordements collectifs (Pouvant induire des travaux sur le réseau HTA)	Ouvrages de branchement (liaison A) et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale, intercommunale, déléguée à une SEM d'aménagement ou à un établissement public de l'habitat (immeuble, lotissement) hors ZAC	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir
	Ouvrages de branchement (liaison A) et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective (au moins 3 PDL) dans les ZAC	ENEDIS	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir
	Ouvrages de branchement (liaison A) et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale, intercommunale, autre que déléguée à une SEM d'aménagement ou à un établissement public de l'habitat (immeuble, lotissement) hors ZAC	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
	Ouvrages de branchement (liaison B) sur terrain d'assiette d'une opération collective	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS
Intégration des ouvrages dans l'environnement				
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir	ENERGIE Eure-et-Loir
Déplacement d'ouvrage				
Déplacement d'ouvrage	Déplacement d'ouvrage à la demande de tiers	ENEDIS	ENEDIS	ENEDIS

***L'autorité concédante réalise sur l'ensemble du territoire de la concession les extensions et branchements (liaisons A et B) individuels BT pour le raccordement des Installations de Recharge des Véhicules Electriques et des armoires d'éclairage public dont elle est le pétitionnaire.**

B) Définitions

Les communes de la concession se répartissent au sein de 3 catégories : « A », « B », « C ».

- « A » : villes de Chartres, Châteaudun et Nogent le Rotrou.
- « B » : communes ou parties de communes, ne relevant pas des catégories A et C.
- « C » : communes ou parties de communes relevant de la concession dans lesquelles les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnée à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.

La liste ci-dessous reprend, à la date de signature du présent contrat et conformément aux dispositions inscrites à l'arrêté préfectoral n° 2014-329 du 25 novembre 2014 et à l'article 8 de la loi 2016-1500 du 8 novembre 2016 les communes de la concession ainsi que le périmètre sur lequel les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides du FACE.

Code INSEE	Commune	Zone éligible aux aides du FACE	Zone non éligible aux aides du FACE
28003	ALLAINVILLE	Toute la commune	
28004	ALLONNES	Toute la commune	
28005	ALLUYES	Toute la commune	
28007	ANET		Toute la commune
28008	ARDELLES	Toute la commune	
28009	ARDELU	Toute la commune	
28010	ARGENVILLIERS	Toute la commune	
28012	ARROU - COMMUNE NOUVELLE	Toute la commune	
28013	AUNAY-SOUS-AUNEAU	Toute la commune	
28014	AUNAY-SOUS-CRECY	Toute la commune	
28015	AUNEAU-BLEURY-ST-SYMPHORIEN	Commune déléguée de Bleury - St-Symphorien	Commune déléguée d'Auneau
28016	AUTELS-VILLEVILLON (LES)	Toute la commune	
28018	AUTHON-DU-PERCHE	Toute la commune	
28019	BAIGNEAUX	Toute la commune	
28023	BAILLEAU-ARMENONVILLE	Toute la commune	
28025	BARMAINVILLE	Toute la commune	
28026	BAUDREVILLE	Toute la commune	
28027	BAZOCHE-GOUET (LA)	Toute la commune	
28028	BAZOCHE-EN-DUNOIS	Toute la commune	
28029	BAZOCHE-LES-HAUTES	Toute la commune	
28030	BEAUCHE	Toute la commune	
28031	BEAUMONT-LES-AUTELS	Toute la commune	

Code INSEE	Commune	Zone éligible aux aides du FACE	aux aides du FACE
28032	BEAUVILLIERS	Toute la commune	
28033	BELHOMERT-GUEHOVILLE	Toute la commune	
28037	BEROU-LA-MULOTIERE	Toute la commune	
28038	BETHONVILLIERS	Toute la commune	
28039	BEVILLE-LE-COMTE	Toute la commune	
28045	BOISSY-EN-DROUAIS	Toute la commune	
28046	BOISSY-LES-PERCHE	Toute la commune	
28047	BOISVILLE-LA-SAINT-PERE	Toute la commune	
28049	BONCE	Toute la commune	
28050	BONCOURT	Toute la commune	
28051	BONNEVAL		Toute la commune
28052	BOUGLAINVAL	Toute la commune	
28053	BOULLAY-LES-DEUX-EGLISES	Toute la commune	
28054	BOULLAY-MIVOYE (LE)	Toute la commune	
28055	BOULLAY-THIERRY (LE)	Toute la commune	
28057	BOUVILLE	Toute la commune	
28058	BRECHAMPS	Toute la commune	
28059	BREZOLLES	Toute la commune	
28061	BROU		Toute la commune
28065	BULLAINVILLE	Toute la commune	
28071	CHAMPROND-EN-GATINE	Toute la commune	
28072	CHAMPROND-EN-PERCHET	Toute la commune	
28073	CHAMPSERU	Toute la commune	
28074	CHAPELLE-D'AUNAINVILLE (LA)	Toute la commune	
28075	CHAPELLE-DU-NOYER (LA)		Toute la commune
28077	CHAPELLE-FORTIN (LA)	Toute la commune	
28078	CHAPELLE-GUILLAUME	Toute la commune	
28079	CHAPELLE-ROYALE	Toute la commune	
28080	CHARBONNIERES	Toute la commune	
28082	CHARPONT	Toute la commune	
28084	CHARTAINVILLIERS	Toute la commune	
28085	CHARTRES		Toute la commune
28086	CHASSANT	Toute la commune	
28087	CHATAINCOURT	Toute la commune	
28088	CHATEAUDUN		Toute la commune
28089	CHATEAUNEUF-EN-THYMERAI		Toute la commune
28090	CHATELETS (LES)	Toute la commune	
28092	CHATENAY	Toute la commune	
28094	CHAUDON	Toute la commune	
28096	CHAUSSÉE-D'IVRY (LA)	Toute la commune	

Code INSEE	Commune	Zone éligible aux aides du FACE	aux aides du FACE
28103	CLOYES LES TROIS RIVIERES	Communes déléguées de Autheuil, Charray, Douy, La Ferte-Villeneuve, Le Mée, Montigny le Gannelon, Romilly sur Aigre et St Hilaire sur Yerre	Commune déléguée de Cloyes-sur-le-Loir
28105	COMBRES	Toute la commune	
28106	CONIE-MOLITARD	Toute la commune	
28108	CORMAINVILLE	Toute la commune	
28109	CORVEES-LES-YY (LES)	Toute la commune	
28111	COUDRAY-AU-PERCHE	Toute la commune	
28113	COULOMBS		Toute la commune
28114	COURBEHAYE	Toute la commune	
28117	CRECY-COUVE	Toute la commune	
28119	CROIX-DU-PERCHE (LA)	Toute la commune	
28120	CRUCEY-VILLAGES	Toute la commune	
28121	DAMBRON	Toute la commune	
28123	DAMPIERRE-SOUS-BROU	Toute la commune	
28124	DAMPIERRE-SUR-AVRE	Toute la commune	
28126	DANCY	Toute la commune	
28127	DANGEAU	Toute la commune	
28129	DENONVILLE	Toute la commune	
28130	DIGNY	Toute la commune	
28132	DONNEMAIN-SAINT-MAMES	Toute la commune	
28135	DROUE-SUR-DROUETTE	Toute la commune	
28136	ECLUZELLES	Toute la commune	
28137	ECROSNES	Toute la commune	
28140	EPERNON		Toute la commune
28143	ESCORPAIN	Toute la commune	
28144	ETILLEUX (LES)	Toute la commune	
28147	FAVIERES	Toute la commune	
28149	FERTE-VIDAME (LA)	Toute la commune	
28151	FESSANVILLIERS-MATTANVILLIERS	Toute la commune	
28153	FLACEY	Toute la commune	
28155	FONTAINE-LES-RIBOUTS	Toute la commune	
28156	FONTAINE-SIMON	Toute la commune	
28157	FONTENAY-SUR-CONIE	Toute la commune	
28159	FRAMBOISIERE (LA)	Toute la commune	
28160	FRANCOURVILLE	Toute la commune	
28161	FRAZE	Toute la commune	
28164	FRESNAY-L'EVEQUE	Toute la commune	
28166	FRIAIZE	Toute la commune	
28168	GALLARDON		Toute la commune

Code INSEE	Commune	Zone éligible aux aides du FACE	Zone non éligible aux aides du FACE
28169	GARANCIERES-EN-BEAUCE	Toute la commune	
28170	GARANCIERES-EN-DROUAIS	Toute la commune	
28171	GARNAY	Toute la commune	
28172	GAS	Toute la commune	
28175	GAUDAIN (LA)	Toute la commune	
28176	GAULT-SAINT-DENIS (LE)	Toute la commune	
28180	GILLES	Toute la commune	
28182	GOHORY	Toute la commune	
28183	GOMMERVILLE	Toute la commune	
28184	GOUILLONS	Toute la commune	
28187	GUAINVILLE	Toute la commune	
28188	GUE-DE-LONGROI (LE)	Toute la commune	
28189	GUILLEVILLE	Toute la commune	
28190	GUILLONVILLE	Toute la commune	
28191	HANCHES		Toute la commune
28192	HAPPONVILLIERS	Toute la commune	
28194	HOUVILLE-LA-BRANCHE	Toute la commune	
28195	HOUX	Toute la commune	
28196	ILLIERS-COMBRAY		Toute la commune
28197	INTREVILLE	Toute la commune	
28198	JALLANS	Toute la commune	
28199	JANVILLE EN BEAUCE	Toute la commune	
28200	JAUDRAIS	Toute la commune	
28202	LAMBLORE	Toute la commune	
28206	LAONS	Toute la commune	
28207	LETHUIN	Toute la commune	
28208	LEVAINVILLE	Toute la commune	
28210	LEVESVILLE-LA-CHENARD	Toute la commune	
28211	LOGRON	Toute la commune	
28212	LOIGNY-LA-BATAILLE	Toute la commune	
28213	LORMAYE		Toute la commune
28214	LOUPE (LA)		Toute la commune
28215	LOUVILLE-LA-CHENARD	Toute la commune	
28216	LOUVILLIERS-EN-DROUAIS	Toute la commune	
28217	LOUVILLIERS-LES-PERCHE	Toute la commune	
28219	LUIGNY	Toute la commune	
28221	LUMEAU	Toute la commune	
28223	LURAY		Toute la commune
28226	MAILLEBOIS	Toute la commune	
28227	MAINTENON		Toute la commune
28230	MAISONS	Toute la commune	
28231	MANCELIERE (LA)	Toute la commune	

Code INSEE	Commune	Zone éligible aux aides du FACE	Zone non éligible aux aides du FACE
28232	MANOU	Toute la commune	
28233	MARBOUE	Toute la commune	
28236	ARCISSES	Communes déléguées de Brunelles et de Coudreceau	Commune déléguée de Margon
28237	MAROLLES-LES-BUIS	Toute la commune	
28239	MARVILLE-MOUTIERS-BRULE	Toute la commune	
28240	MEAUCE	Toute la commune	
28242	MEREGLISE	Toute la commune	
28243	MEROUVILLE	Toute la commune	
28246	MESLAY-LE-VIDAME	Toute la commune	
28247	MESNIL-SIMON (LE)	Toute la commune	
28248	MESNIL-THOMAS (LE)	Toute la commune	
28249	MEVOISINS	Toute la commune	
28252	MIERMAIGNE	Toute la commune	
28255	MOINVILLE-LA-JEULIN	Toute la commune	
28256	MOLEANS	Toute la commune	
28257	MONDONVILLE-SAINT-JEAN	Toute la commune	
28259	MONTBOISSIER	Toute la commune	
28260	MONTHARVILLE	Toute la commune	
28261	MONTIGNY-LE-CHARTIF	Toute la commune	
28263	MONTIGNY-SUR-AVRE	Toute la commune	
28264	MONTIREAU	Toute la commune	
28265	MONTLANDON	Toute la commune	
28267	MONTREUIL	La commune sauf Hameau de Fermaincourt	
28268	MORAINVILLE	Toute la commune	
28270	MORIERS	Toute la commune	
28271	MORVILLIERS	Toute la commune	
28272	MOTTEREAU	Toute la commune	
28273	MOULHARD	Toute la commune	
28274	MOUTIERS EN BEAUCE	Toute la commune	
28275	NERON	Toute la commune	
28276	NEUVY-EN-BEAUCE	Toute la commune	
28277	NEUVY-EN-DUNOIS	Toute la commune	
28279	NOGENT-LE-ROI		Toute la commune
28280	NOGENT-LE-ROTRON		Toute la commune
28282	NONVILLIERS-GRANDHOUS	Toute la commune	
28283	NOTTONVILLE	Toute la commune	
28284	OINVILLE-SAINT-LIPHARD	Toute la commune	
28285	OINVILLE-SOUS-AUNEAU	Toute la commune	
28287	ORGERES-EN-BEAUCE	Toute la commune	

Code INSEE	Commune	Zone éligible aux aides du FACE	aux aides du FACE
28289	ORMOY	Toute la commune	
28291	OUARVILLE	Toute la commune	
28293	OULINS	Toute la commune	
28294	OYSONVILLE	Toute la commune	
28296	PERONVILLE	Toute la commune	
28298	PIERRES		Toute la commune
28300	POINVILLE	Toute la commune	
28303	POUPRY	Toute la commune	
28304	PRASVILLE	Toute la commune	
28305	PRE-SAINT-EVROULT	Toute la commune	
28306	PRE-SAINT-MARTIN	Toute la commune	
28308	PRUDEMANCHE	Toute la commune	
28310	PUISAYE (LA)	Toute la commune	
28312	PUISEUX	Toute la commune	
28313	RECLAINVILLE	Toute la commune	
28314	RESSUINTES (LES)	Toute la commune	
28315	REVERCOURT	Toute la commune	
28316	ROHAIRE	Toute la commune	
28317	ROINVILLE SOUS AUNEAU	Toute la commune	
28319	ROUVRAY-SAINT-DENIS	Toute la commune	
28321	ROUVRES	Toute la commune	
28322	RUEIL-LA-GADELIERE	Toute la commune	
28323	SAINT-ANGE-ET-TORCAY	Toute la commune	
28326	SAINT-AVIT-LES-GUESPIERES	Toute la commune	
28327	SAINT-BOMER	Toute la commune	
28329	SAINT-CHRISTOPHE	Toute la commune	
28330	VILLEMAURY	Toute la commune	
28331	SAINTIGNY	Toute la commune	
28332	SAINTE-GEMME-MORONVAL		Toute la commune
28334	SAINT-DENIS-LANNERAY	Commune déléguée de Lanneray	Commune déléguée de St-Denis les Ponts
28335	SAINT-ELIPH	Toute la commune	
28341	SAINT-JEAN-DE-REBERVILLIERS	Toute la commune	
28342	SAINT-JEAN-PIERRE-FIXTE	Toute la commune	
28344	SAINT-LEGER-DES-AUBEES	Toute la commune	
28346	SAINT-LUBIN-DE-CRAVANT	Toute la commune	
28348	SAINT-LUBIN-DES-JONCHERETS		Toute la commune
28349	SAINT-LUCIEN	Toute la commune	
28351	SAINT-MAIXME-HAUTERIVE	Toute la commune	
28352	SAINT-MARTIN-DE-NIGELLES	Toute la commune	
28353	SAINT-MAUR-SUR-LE-LOIR	Toute la commune	
28354	SAINT-MAURICE-SAINT-GERMAIN	Toute la commune	
28355	SAINT-OUEN-MARCHEFROY	Toute la commune	
28357	SAINT-PIAT	Toute la commune	

Code INSEE	Commune	Zone éligible aux aides du FACE	Zone non éligible aux aides du FACE
28359	SAINT-REMY-SUR-AVRE		Toute la commune
28360	SAINT-SAUVEUR-MARVILLE	Toute la commune	
28362	SAINT-VICTOR-DE-BUTHON	Toute la commune	
28363	SAINVILLE	Toute la commune	
28364	SANCHEVILLE	Toute la commune	
28366	SANTEUIL	Toute la commune	
28367	SANTILLY	Toute la commune	
28368	SAUCELLE (LA)	Toute la commune	
28369	SAULNIERES	Toute la commune	
28370	SAUMERAY	Toute la commune	
28371	SAUSSAY	Toute la commune	
28372	SENANTES	Toute la commune	
28373	SENONCHES		Toute la commune
28374	SERAZEREUX	Toute la commune	
28377	SOREL-MOUSSEL	Toute la commune	
28378	SOUANCE-AU-PERCHE	Toute la commune	
28379	SOULAIRES	Toute la commune	
28382	TERMINIERS	Toute la commune	
28383	THEUVILLE	Périmètre relevant de la concession d'ENERGIE Eure-et-Loir	
28385	THIEULIN (LE)	Toute la commune	
28386	THIMERT-GATELLES	Toute la commune	
28387	THIRON-GARDAIS	Toute la commune	
28389	THIVILLE	Toute la commune	
28390	TILLAY-LE-PENEUX	Toute la commune	
28392	TRANCRAINVILLE	Toute la commune	
28393	TREMBLAY-LES-VILLAGES	Toute la commune	
28394	TREON	Toute la commune	
28395	TRIZAY-COUTRETOT-SAINT-SERGE	Toute la commune	
28396	TRIZAY-LES-BONNEVAL	Toute la commune	
28397	UMPEAU	Toute la commune	
28398	UNVERRE	Toute la commune	
28400	VARIZE	Toute la commune	
28401	VAUPILLON	Toute la commune	
28404	VERNOUILLET		Toute la commune
28405	VERT-EN-DROUAIS	Toute la commune	
28406	EOLE EN BEAUCE	Toute la commune	
28407	VICHERES	Toute la commune	
28408	VIERVILLE	Toute la commune	
28409	VIEUVICQ	Toute la commune	
28410	VILLAMPUY	Toute la commune	

Code INSEE	Commune	Zone éligible aux aides du FACE	Zone non éligible aux aides du FACE
28411	VILLARS	Toute la commune	
28415	VILLEMEUX-SUR-EURE	Toute la commune	
28417	VILLIERS-LE-MORHIER	Toute la commune	
28418	VILLIERS-SAINT-ORIEN	Toute la commune	
28419	VITRAY-EN-BEAUCE	Toute la commune	
28421	VOISE	Toute la commune	
28422	VILLAGES VOVEENS (LES)	Communes déléguées de Montainville, Rouvray St-Florentin et Villeneuve St-Nicolas	Commune déléguée de Voves
28423	YERMENONVILLE	Toute la commune	
28424	YEVRES	Toute la commune	
28425	YMERAY	Toute la commune	
28426	YMONVILLE	Toute la commune	

Précisions sur l'exercice de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification :

La répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification étant pour le concédant et le concessionnaire un point essentiel au bon équilibre du contrat de concession, les parties conviennent des dispositions suivantes afin d'assurer et garantir cet équilibre tout au long de la durée de ce contrat :

- Dans le cas où une commune ou une partie de commune classée en catégorie « C », éligible aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), viendrait à être exclue de ce dispositif, ladite commune ou partie de communes est automatiquement classée en catégorie « B ».
Ce classement intervient après publication de l'arrêté préfectoral fixant la liste des communes éligibles aux aides à l'électrification rurale et donne lieu à la signature d'un avenant avant toute mise en œuvre.
- A la demande de l'une d'entre elles et à l'issue de chaque renouvellement général de conseil municipal, les parties conviennent de se concerter afin d'examiner les adaptations au contrat qui pourraient s'avérer nécessaires en matière de répartition de la maîtrise d'ouvrage.
Avant d'être mises en œuvre, ces adaptations devront donner lieu à un accord exprès des parties et à la signature d'un avenant.
- En cas de suppression du dispositif d'aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), et en l'absence de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement qui viendrait à lui être substitué, les communes ou parties de communes classées en catégorie « C » sont automatiquement classées en catégorie « B ».
Ce classement intervient après publication par l'autorité compétente de la décision de suppression précitée et donne lieu à la signature d'un avenant avant toute mise en œuvre.
- En cas de modification substantielle du dispositif d'aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), ou en cas de mise en place de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement qui lui serait adjoint ou substitué, les parties s'engagent à se concerter afin d'examiner les adaptations à intégrer au contrat de concession, notamment en matière de répartition de la maîtrise d'ouvrage, ceci dans le but de préserver l'équilibre du contrat et de garantir les intérêts des parties sur la durée du contrat restant à courir.
Toute nouvelle répartition de la maîtrise d'ouvrage issue de ces dispositions donne lieu à la signature d'un avenant avant toute mise en œuvre.

- Sans préjudice des dispositions précédentes, si une fusion ou intervient en cours de contrat, les parties conviennent avant toute de maîtrise d'ouvrage de se consulter afin de vérifier que cette fusion ou ce regroupement ne remet pas en cause l'équilibre initial du contrat.
Si tel était le cas alors, les parties procèderaient aux ajustements nécessaires qui donneraient lieu à la signature d'un avenant avant toute mise en œuvre.
- Les dispositions précitées ne font pas obstacle à la possibilité de réviser d'un commun accord la répartition de la maîtrise d'ouvrage.
Avant d'être mise en œuvre, cette nouvelle répartition devra donner lieu à un accord exprès des parties et à la signature d'un avenant.

Les définitions ci-dessous sont celles prévues au nouveau modèle de contrat de décembre 2017 complétées de certaines spécificités relatives à la répartition de maîtrise d'ouvrage propres à la concession d'ENERGIE Eure-et-Loir :

Renforcement des réseaux BT : travaux ayant pour objet la résorption des contraintes existantes de tension, d'intensité et de capacité sur le réseau BT, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau ; ils incluent le renforcement des réseaux BT et, le cas échéant, des postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

Changement de transformateur sans modification d'enveloppe du poste : Tout changement de transformateur sans modification de l'enveloppe du poste HTA / BT.

Changement de transformateur avec modification d'enveloppe du poste : Tout changement de transformateur nécessitant une modification de l'enveloppe du poste HTA / BT.

Renforcement des réseaux HTA : tous les travaux de renforcement des réseaux HTA.

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aériens en vue de réduire la fréquence et l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'intempéries sévères, par dépose des réseaux BT fil nu en l'absence de contraintes électriques, avec en priorité la dépose du réseau BT fil nu de faible section. Ces travaux consistent en une amélioration de la résistance mécanique des ouvrages par le remplacement des conducteurs nus en basse tension par du câble torsadé ou par la mise en souterrain de réseau aérien.

Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production : extensions HTA au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement HTA d'une installation de consommation ou de production.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou inter communale.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou inter communale) : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation, à l'exception d'une installation communale ou inter communale.

Extension BT pour raccordement d'une installation de consommation collective d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC.

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanément avec le raccordement d'une installation individuelle de consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation.

Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultanément avec le raccordement d'un bâtiment public neuf.

Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement de toute installation de production (hors raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultanément avec un bâtiment public neuf).

Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation réalisé sans extension.

Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation BT réalisé avec extension.

Branchement de toute installation de production : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges de toute installation de production.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale.

Effacement : travaux d'effacement dont la finalité est l'amélioration de l'environnement, laquelle peut notamment concourir à la sécurisation du réseau de distribution de l'énergie, la pose suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

Déplacement d'ouvrage à la demande de tiers : Déplacement d'ouvrage au sens de l'article 9 du cahier des charges.

ARTICLE 6

MISE A DISPOSITION DE L'AUTORITE CONCEDANTE D'INFORMATIONS SUR L'ETAT DU RESEAU CONCEDE

Chaque année, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sans facturation additionnelle à l'autorité concédante, à sa demande, les informations nécessaires (état décrivant les contraintes, y compris la chute de tension dans le transformateur, et caractéristiques du réseau basse tension) lui permettant d'identifier le nombre et la localisation des départs du réseau basse tension nécessitant des travaux de renforcement relevant de sa maîtrise d'ouvrage et, le cas échéant, de procéder à l'instruction des avis d'urbanisme.

Cette communication est accompagnée d'un avis du gestionnaire du réseau de distribution précisant les départs pour lesquels des travaux de renforcement sont à réaliser de façon prioritaire. L'autorité concédante informe le gestionnaire du réseau de distribution de son programme prévisionnel de travaux.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des données qualifiées ou des informations issues des dispositifs de comptage aux fins de suivi de la qualité de fourniture. Les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante qu'après le consentement de la personne concernée.

ARTICLE 7

TRAVAUX SOUS TENSION

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à réaliser ou faire réaliser sous tension les travaux dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, aussi bien en haute qu'en basse tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général.

L'autorité concédante, pour les travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage, fait réaliser ceux-ci sous tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général, sauf disposition contraire convenue entre les parties.

ARTICLE 8

COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION

Le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre du compte-rendu d'activité du concessionnaire afférent à la concession, établi conformément à l'article 44 du cahier des charges, les indicateurs suivants :

1° Caractéristiques de la concession

- Nombre d'utilisateurs desservis par le réseau concédé
- Quantités d'énergie acheminée (en kWh)
- Recettes d'acheminement détaillées par puissance
- Quantité d'énergie produite par type de production (en kWh)
- Puissance nouvelle raccordée (consommation / production en kVA)
- Nombre de compteurs Linky posés
- Nombre de compteurs Linky communicants posés.

2° Indicateurs descriptifs physiques des ouvrages

- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension HTA
- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension BT, dont
 - Longueur des fils nus de faibles sections ($\leq 14 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ et $\leq 22 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$)
- Longueur moyenne des 10% de départs les plus longs (km)
- Taux d'enfouissement du réseau HTA
- Taux d'enfouissement du réseau BT
- Répartition par tranche d'âge de 10 ans des différents types d'ouvrage
- Nombre de postes HTA/BT par catégories :
 - dont poste sur poteau H61
 - dont poste cabine haute
 - dont poste cabine basse
- Nombre moyen d'OMT/départ HTA aérien

3° Indicateurs relatifs aux raccordements

- Nombre de raccordements neufs de consommateurs au réseau public de distribution réalisés
 - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36kVA
 - dont raccordements individuels sans adaptation de réseau
 - dont raccordements collectifs sans adaptation de réseau
 - dont raccordements individuels et collectifs avec adaptation de réseau
 - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance comprise entre 36kVA et 250kVA
 - dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA
- Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36kVA réalisés
 - dont nombre de raccordements sans adaptation de réseau
 - dont nombre de raccordements avec adaptation de réseau
- Envoi des devis de raccordement :
 - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - délai moyen d'envoi du devis pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)

- délai moyen d'envoi du devis pour les producteurs BT ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau).

4° Indicateurs de performance : qualité de la distribution et continuité d'alimentation

- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues (en minutes)
- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel⁹ (en minutes)
 - dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité
 - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
 - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues
- Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues.
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues, toutes causes confondues
 - dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues, hors incidents BT
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 30 coupures brèves, toutes causes confondues
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues
 - dont nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, hors incidents BT
- Nombre de clients BT affectés par une interruption de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures consécutives, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture.
- Taux (en %) de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté¹⁰

⁹ Les incidents exclus des statistiques de coupure de façon à déterminer l'indicateur « hors incidents exceptionnels » sont ceux qui sont définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations tarifaires comme des événements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

¹⁰ Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1^{er} de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité ou supérieure à 110% de la tension nominale.

- Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle
- Nombre de clients BT mal alimentés
- Taux (en %) de clients BT mal alimentés.

5° Indicateurs de la qualité du service au client

- Taux de mise en service sur installation existante dans les délais standards ou convenus
- Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus
- Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA (entre date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et date réelle de mise en exploitation), pour les branchements simples C5
- Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours calendaires
- % des réclamations des clients particuliers (segment C5), concernant les activités suivantes :
 - Raccordement
 - Relève et facturation
 - Accueil
 - Intervention techniques et mises en service
 - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
 - Nombre d'appels reçus
 - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

6° Indicateurs de satisfaction des clients

- Taux de satisfaction globale :
 - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
 - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
 - des clients Entreprises raccordés en BT ou HTA, avec une puissance supérieure à 36kVA
- Taux de satisfaction spécifique aux raccordements :
 - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
 - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA.

7° Indicateurs sur les éléments financiers

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
 - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
 - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
 - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
 - Production stockée et immobilisée,
 - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
 - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
 - Total des autres produits d'exploitation,

- Rubriques relatives aux charges d'exploitation :
 - Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverte
 - Charges de personnel,
 - Redevances de concession,
 - Impôts et taxes,
 - Charges centrales et autres charges d'exploitation,
 - Charges calculées :
 - dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
 - autres amortissements,
 - autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

8° Indicateurs relatifs au patrimoine concédé

- Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés avec un détail par catégories d'ouvrages (en euros) :
 - Valeur brute des ouvrages
 - Amortissement cumulés
 - Valeur nette comptable
 - Provisions pour renouvellement cumulées
 - Valeur de remplacement
- Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :
 - Valeur brute au 1^{er} janvier
 - Mises en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets
 - Retraits en valeur brute dans l'année
 - Valeur brute au 31 décembre
- Information sur les durées d'amortissement par catégories d'ouvrages
- Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégories d'ouvrages, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement (en euros)

B) Indicateurs relatifs à la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente

1° Caractéristiques de la concession

a) Caractéristiques des clients de la concession :

- Nombre total de clients de la concession aux tarifs réglementés de vente (TRV) au 31 décembre
- Nombre de clients ayant souscrit un contrat TRV au cours de l'exercice
- Nombre de clients ayant résilié leur contrat TRV au cours de l'exercice

- Ventilation¹¹ des clients de la concession au 31 décembre
 - o par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
 - o par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public
 - o par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3 kVA, 6 kVA, 9 kVA, 12 kVA et plus

b) Caractéristiques des ventes d'électricité sur la concession :

- Energie facturée (en kWh) par tarif et option au cours de l'exercice
- Recettes facturées (en euros) par tarif au cours de l'exercice

2° Qualité du service rendu aux clients

a) Facturation :

- Nombre de clients ventilés par fréquence de facturation au 31 décembre
- Nombre de clients bénéficiant d'une facturation électronique au 31 décembre
- Nombre total de factures émises au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base du relevé effectué par le client au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base d'un télé-relevé au cours de l'exercice
- Nombre de factures rectificatives au cours de l'exercice

b) Traitement des difficultés de paiement des clients particuliers de la concession :

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré¹², au titre de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles
- Nombre de réductions de puissance effectuées pendant la période hivernale¹³
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

- Nombre de conseils tarifaires dispensés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients particuliers au cours de l'exercice
- Nombre de clients particuliers bénéficiant d'un accompagnement énergie de la part du fournisseur aux tarifs réglementés de vente au cours de l'exercice
- Nombre de souscriptions sans interruption de fourniture au cours de l'exercice
- Nombre d'appels téléphoniques traités pour les clients particuliers au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente

¹¹ Les segmentations des tarifs, options et puissances souscrites sont mentionnées telles qu'elles existent à la date de signature du présent contrat. Les clients résidentiels correspondent aux clients particuliers.

¹² A la date de signature du présent contrat : le 1^{er} novembre de l'année dont il est rendu compte

¹³ A la date de signature du présent contrat : du 1^{er} janvier au 31 mars inclus et du 1^{er} novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte

- Nombre de pages vues sur le(s) site(s) internet proposé(s) au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre d'espaces internet client ouverts au 31 décembre, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Modalités de contact et d'accueil proposées aux clients par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente (sites internet, services téléphoniques, points d'accueils, ...)

d) Traitement des réclamations des clients particuliers de la concession :

- Nombre total de réclamations écrites¹⁴ reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie¹⁵ :
 - o Accueil
 - o Conseil et services
 - o Contrat
 - o Facturation
 - o Qualité de fourniture et réseau
 - o Recouvrement
 - o Relation avec le distributeur
 - o Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

e) Satisfaction des clients :

- Taux de satisfaction des clients résidentiels à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Taux de satisfaction des clients non résidentiels à la même maille.

3° Eléments financiers de la concession :

Etablis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R.337-18 du code de l'énergie :

- chiffre d'affaires ;
- coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

ARTICLE 9 EXERCICE DU CONTROLE

Les opérations de contrôle du bon accomplissement par le concessionnaire de ses missions, mentionnées à l'article 44 du cahier des charges, sont organisées par l'autorité concédante. Sans préjudice de la faculté pour les agents de contrôle de l'autorité concédante de procéder à tout moment à toutes vérifications et de prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de leur mission, l'autorité concédante a la faculté d'exercer un contrôle annuel dans le cadre précisé ci-après.

Pour les missions périodiques ainsi diligentées par l'autorité concédante, les parties conviennent des principes ci-après.

¹⁴ Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

¹⁵ Répartition à la date de la signature du présent contrat.

A) Information préalable

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins 2 mois¹⁶ avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au représentant du concessionnaire concerné tel que désigné à l'article 54 du cahier des charges. Elle précise, notamment, l'objectif de la mission, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à 2 mois¹⁷.

B) Organisation de la mission de contrôle

A la demande de la partie la plus diligente, une réunion préparatoire pourra être organisée afin de compléter ou de préciser les indications ainsi notifiées et de convenir du calendrier de la mission.

C) Déroulement de la mission de contrôle

Dans le cadre du calendrier ainsi convenu, le concessionnaire désigne des agents qualifiés qui sont les interlocuteurs des agents de contrôle de l'autorité concédante et qui leur fournissent les informations utiles à l'exercice de leur mission de contrôle sans préjudice des dispositions du D) ci-après.

En toutes circonstances, les agents de contrôle de l'autorité concédante veilleront à limiter au strict nécessaire la gêne occasionnée à l'exploitation.

D) Informations sensibles

Les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, dont la liste figure notamment à l'article R. 111-26 du code de l'énergie, seront remises par le concessionnaire exclusivement à l'agent de contrôle de l'autorité concédante habilité et assermenté¹⁸ à cet effet.

Ces informations lui seront remises en main propre contre signature d'une attestation mentionnant notamment la date de la mission de contrôle, l'identité de l'agent de contrôle et la description des informations remises. Cet agent devra être en mesure de présenter aux représentants du concessionnaire tout titre ou document attestant de sa désignation par l'exécutif de l'autorité concédante, de son habilitation à recevoir les informations ci-dessus et de sa prestation de serment.

Sans préjudice de la protection par la loi d'autres données, les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le concessionnaire à l'agent de contrôle qu'après le consentement de la personne concernée.

E) Rapport de contrôle intégrant les préconisations de l'autorité concédante

A l'issue de ces opérations de contrôle périodique, si l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante formule des recommandations relatives à l'exécution du contrat par le concessionnaire, il notifie le projet de rapport à ce dernier. Celui-ci dispose d'un délai de 6 semaines pour apporter ses observations.

Un exemplaire du rapport final est transmis au concessionnaire. Ce dernier présente, le cas échéant, les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'autorité concédante dans un délai de 8 semaines.

L'autorité concédante arrête le montant de la pénalité mentionnée à l'article 46 du cahier des charges au plus tard dans les douze mois suivant la date d'expiration de la mise en demeure qu'elle a adressée au concessionnaire dans le cadre de l'exercice de son contrôle de la concession.

¹⁶ A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à deux mois.

¹⁷ A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à un mois.

¹⁸ Conformément à la législation en vigueur

ARTICLE 10**MOYENS DE DESSERTE DECENTRALISEES NON CONNECTES A L'ENSEMBLE DU RESEAU****A) Conditions de mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés**

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1^{er} du cahier des charges et incluant notamment la desserte rationnelle du territoire national, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent mettre en œuvre d'un commun accord des moyens de desserte décentralisés non raccordés au réseau public de distribution d'électricité existant, à partir d'une source de production autonome d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque¹⁹ et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

Conformément au septième alinéa de l'article 2 du cahier des charges, la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés doit satisfaire à un motif d'intérêt général. A cet effet, et préalablement à sa mise en œuvre, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution examinent conjointement l'intérêt technico-économique de l'opération projetée par rapport à un raccordement au réseau public de distribution d'électricité.

Pour qu'une solution reposant sur la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés soit retenue en substitution à une extension du réseau existant, elle doit en particulier être mise en œuvre conformément aux règles techniques du gestionnaire de réseaux, présenter un coût global actualisé pour la collectivité nationale inférieur à celui relatif à une alimentation à partir d'une extension du réseau public de distribution d'électricité et favoriser le développement d'une activité contribuant à l'aménagement du territoire. Elle doit en outre s'accompagner d'un engagement de non raccordement du site au réseau pendant 5 ans, à besoin constant.

Lorsque la maîtrise d'ouvrage des travaux est assurée par l'autorité concédante, l'accord des parties est matérialisé par la signature préalable par le gestionnaire du réseau de distribution d'un document de prise en concession de l'installation projetée après examen du dossier correspondant.

Dans les cas où les conditions mentionnées précédemment sont satisfaites, les moyens de desserte décentralisés intègrent les ouvrages concédés conformément aux dispositions de l'article 2 du cahier des charges.

Les moyens de desserte décentralisés incorporés dans la concession (ci-après « installations en site isolé ») comprennent l'ensemble des installations en amont des bornes de sortie du disjoncteur des clients, soit :

- les installations de production proprement dites : champ de modules photovoltaïques, avec leur boîtier de raccordement, et/ou générateur éolien ou générateur hydroélectrique ;
- la batterie de stockage de l'énergie, associée à un système de contrôle de la charge et de la décharge destiné à protéger la batterie ;
- le cas échéant, l'onduleur assurant la transformation du courant continu en courant alternatif 230 volts ;
- les ouvrages de distribution compris entre la source de production d'énergie et les bornes de sortie des disjoncteurs des usagers.

Pour les générateurs hydrauliques, les installations en concession comprennent la turbine et tous les systèmes de régulation, à l'exclusion des vannes et de leur asservissement, des ouvrages de génie civil, conduites forcées, bassins de captage d'eau.

Pendant la durée du contrat de concession, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de toute évolution significative des usages et/ou des caractéristiques techniques des installations en site isolé mises en œuvre conformément aux dispositions mentionnées ci-dessus, en particulier lorsque ces usages ou ces caractéristiques sont devenues notoirement en écart par rapport à la situation initiale.

¹⁹ Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

Dans l'hypothèse où il serait nécessaire d'augmenter la capacité de l'installation en site isolé eu égard à l'évolution des besoins des clients desservis par cette installation, l'augmentation de puissance fait l'objet d'une étude par le maître d'ouvrage concernée visant à déterminer la solution technique la mieux adaptée pour satisfaire cette demande comme s'il s'agissait d'une nouvelle desserte.

Sur la base des informations communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra décider, le cas échéant, en accord avec l'autorité concédante, de mettre fin à l'exploitation d'une installation en site isolé et d'organiser son retrait du périmètre de la concession.

Par ailleurs, à l'échéance de la durée d'amortissement de chaque installation en site isolé fixée à 20 ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution en charge de l'exploitation du site isolé se rapprochent afin d'évaluer l'intérêt d'une poursuite de l'activité de ce dernier au regard des conditions énoncées au troisième alinéa du présent article, appréciées à la date de l'évaluation précitée, et du renouvellement de ladite installation.

B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés

Le concessionnaire fournit un état annuel récapitulatif, au 31 décembre de l'année précédant la production de cet état, les installations en site isolé. Cet état précise la localisation de chaque installation, sa puissance et la date d'entrée en concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution précise la liste des sites isolés dont il a été mis fin à l'exploitation, d'un commun accord avec l'autorité concédante, au cours de l'année précédant la communication de l'état annuel mentionné ci-dessus.

Le concessionnaire communique à l'autorité concédante l'état annuel mentionné au premier alinéa au plus tard le 1er juin de chaque année civile.

ARTICLE 11

EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION

En cas de modification des dispositions législatives relatives à la tension maximale des réseaux publics de distribution, les parties précisent par voie d'avenant, en tant que de besoin, les modalités de gestion par le concessionnaire des éventuels ouvrages et installations concernés de tension égale ou supérieure à 50 000 volts, sous réserve des droits des autres gestionnaires de réseau public d'électricité.

ARTICLE 12

CONDITIONS DE VERSEMENT DES CONTRIBUTIONS DES COMMUNES OU DES ETABLISSEMENTS PUBLICS DE COOPERATION INTERCOMMUNALE

Lorsqu'elle est débitrice de la contribution prévues aux articles L. 342-6 et L. 342-11 du code de l'énergie, la commune, ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour la perception des participations d'urbanisme, procède au mandatement des sommes dues à l'issue des travaux, permettant un règlement dans un délai maximal de 45 jours, à réception de la facture.

Le dépassement du délai de paiement ouvre de plein droit et sans autre formalité le bénéfice d'intérêts moratoires, à compter du jour suivant l'expiration du délai.

ARTICLE 13 - DONNÉES CARTOGRAPHIQUES MOYENNE ÉCHELLE

Les données cartographiques communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution en moyenne échelle à l'autorité concédante sont précisées par l'article D 2224-44 du Code Général des Collectivités Territoriales. La mise à disposition des informations est réalisée sous un format électronique compatible avec les systèmes d'information géographique usuels.

Ainsi, le gestionnaire du réseau de distribution tiendra à la disposition de l'autorité concédante, dans les conditions prévues par l'article 45 du cahier des charges de concession, les plans des ouvrages de réseau, établis à moyenne échelle, comportant notamment le tracé des ouvrages.

Les données communiquées devront indiquer au minimum :

- le niveau de tension,
- la nature, la section et la technologie des conducteurs,
- la localisation, la fonction et les caractéristiques techniques des postes de transformation et des organes de coupure.

Le gestionnaire du réseau public de distribution a également l'obligation de transmettre des données techniques et cartographiques, dans le cadre de l'inventaire mis à disposition de l'autorité concédante en application des articles L. 2224-31 et D. 2224-45 du code général des collectivités territoriales, et à la demande de celle-ci. L'article 7 de l'arrêté du 10 février 2020 prévoit à cet effet que les ouvrages couverts par l'inventaire disposent d'un identifiant identique dans chacun des fichiers transmis dès que cela est possible.

Enedis et ENERGIE Eure-et-Loir s'engagent à conclure une convention spécifique de mise à disposition des données cartographiques moyenne échelle par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante. Cette convention détermine les modalités d'échanges de ces données et leur niveau de détail. Elle pourra être renouvelée et sera enrichie progressivement de données complémentaires tenant compte des évolutions de la technique.

ATTESTATION n° : _____ (une attestation par groupement d'affaires)
PÉRIODE DU : _____ (une attestation globale par mois)

Envoyé en préfecture le 30/12/2020

Reçu en préfecture le 30/12/2020

Affiché le

ID : 028-200080869-20201222-C2020_50_3-CC



**ATTESTATION D'INVESTISSEMENT
SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
ETABLIE POUR LE CALCUL DE LA REDEVANCE DE CONCESSION**

Annexe I au cahier des charges de la concession

I – MAITRE D'OUVRAGE :

Nom et adresse de l'autorité concédante

Représenté par nom du président ou du maire

II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :

Trésorerie de nom de la trésorerie

III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :

Enedis

Adresse de la Direction Territoriale

IV – CONTRAT :

Contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique signé le date de signature du contrat

V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :

Voir le tableau annexé à la présente attestation.

VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :

Après réception par nom du concédant, les ouvrages ont été mis à la disposition du concessionnaire de distribution publique d'énergie électrique aux dates indiquées dans le tableau annexé à la présente attestation.

VII – PROGRAMME & FINANCEMENT :

Voir le tableau annexé à la présente attestation. Sont exclus tous les travaux bénéficiant des aides versées par le CAS FACE.

VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :

Mandats			Montants (euros)		
Exercice	Date	N°	TTC	H.T.	T.V.A.
			,	,	,
			,	,	,

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature

ATTESTATION D'INVESTISSEMENT N° _____ POUR LA PERIODE DU XX/XX/XXXXX AU XX/XX/XXXXX

NATURE ET SITUATION DES BIENS						FINANCEMENT		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)			
N° affaire Enedis (ex. D327/XXXX)	N° affaire autorité concédante	Nature du bien (à titre d'exemple : réseau BT, poste HTA/BT, réseau HTA)	Type de travaux (renforcement, effacement, sécurisation, étude, ...)	Commune / lieu-dit	Situation du bien (préciser adresse postale ou repère géographique)	Nature du financement Préciser la nature et la répartition des financements : fonds propres, article 8, convention, autres	En cas de financement par des tiers : Indiquer le montant de la participation des tiers	Date de mise à disposition du bien	Date de mandatement	Montant TTC	Montant HT	Montant TVA	

MAÎTRE D'OUVRAGE

Fait à :
 Le :
 Cachet du maître d'ouvrage
 Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :
 Le :
 Cachet
 Signature

Envoyé en préfecture le 30/12/2020
 Reçu en préfecture le 30/12/2020
 Affiché le
 ID : 028-200080869-20201222-C2020_50_3-CC