

The logo for AMORCE, featuring the word "AMORCE" in green capital letters inside a white oval with blue and orange swooshes.

AMORCE

MODELE

Transition
énergétique et
distribution publique
d'électricité :
Proposition de
modèle de
convention locale

Série
Technique

ENT 25

Juillet 2018



Energie
et Climat

PRÉAMBULE

AMORCE a défendu lors du débat national pour la transition énergétique, puis dans la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte (loi TECV) :

- un rôle accru des collectivités compétentes en matière de distribution dans l'évolution du service public de distribution d'énergie ;
- un renforcement des missions en matière de transition énergétique des gestionnaires de réseaux de distribution d'énergie.

L'association avait en particulier défendu dès 2012, d'une part, l'introduction d'un chapitre dédié à la transition énergétique dans les modèles de contrats de concession de distribution d'énergie, et d'autre part, l'introduction d'une annexe spécifique à chaque territoire pour définir les objectifs et moyens nécessaires à la mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique, de maîtrise de la demande en énergie (MDE) et d'insertion d'énergies renouvelables (EnR) sur le réseau. Ces objectifs et moyens étant définis en fonction des caractéristiques de chaque territoire, en fonction des stratégies des collectivités compétentes et de leurs gestionnaires de réseaux (GRD).

Ces propositions ont en partie été retenues. En effet, la loi TECV de 2015 a introduit la mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique et d'insertion des énergies renouvelables sur le réseau dans les missions des GRD (article 184) et a permis d'élargir les données dont disposent les collectivités concédantes (dans les CRAC¹ notamment). Par ailleurs, le nouveau modèle de cahier des charges de concession :

- Intègre le chapitre transition énergétique qu'AMORCE appelait de ses vœux ;
- Permet l'intégration d'une fraction des investissements « transition énergétique » des collectivités dans les redevances payées par le concessionnaire ;
- Prévoit la réalisation d'un schéma directeur du réseau électrique à co-construire entre AODE et GRD, et devant être réalisé sur la durée de la concession (décliné en programmes pluriannuels et annuels).

Avec le présent document, construit à partir des idées et de l'appui de nombreux experts issus des collectivités, AMORCE entend élargir les modalités de prise en compte des aspects relatifs à la transition énergétique entre les collectivités territoriales et leurs GRD.

¹ Compte rendu annuel d'activité de concession

² -Décret n°2016-972 du 18 juillet 2016 relatif à la confidentialité des informations détenues par les opérateurs

Table des matières

PRÉAMBULE.....	1
A QUI S'ADRESSE CE DOCUMENT ?	3
POURQUOI RÉALISER UNE CONVENTION LOCALE AVEC SON GESTIONNAIRE DE RÉSEAU ?	3
COMMENT UTILISER CE DOCUMENT ?	4
STRUCTURATION DU DOCUMENT	5
ARTICLE 1 : Accompagnement technique et comité local de concertation AODE/GRD.....	6
ARTICLE 2 : Échange de données énergétiques et techniques pour accompagner la transition énergétique	8
ARTICLE 3 : Optimiser les dépenses ponctuelles dans le réseau par la maîtrise de l'énergie (MDE « micro »).....	11
ARTICLE 4 : Identifier et maîtriser la pointe électrique par la rénovation et l'efficacité énergétique	14
ARTICLE 5 : Contribuer au bon dimensionnement des réseaux de distribution .	18
ARTICLE 6 : Expérimenter le service de flexibilité local et les réseaux intelligents	21
ARTICLE 7 : Favoriser l'insertion des EnR au réseau	24
ARTICLE 8 : Prévoir et optimiser le déploiement de la mobilité électrique sur le territoire.....	28
ARTICLE 9 : Améliorer la coordination des réseaux d'énergies : électricité, gaz naturel, chaleur	31
ARTICLE 10 : Accompagner et informer les usagers du réseau électrique.....	34
ARTICLE 11 : Lutter contre la précarité énergétique	37
ARTICLE 12 : Financement des actions de transition énergétique sur la concession	39
ARTICLE 13 : Autres dispositions.....	41
ANNEXE 1 : Contacts référents.....	42
ANNEXE 2 : Liste des données mentionnées à l'article 2	43
ANNEXE 3 : Liste non exhaustive des actions MDE pouvant être mises en œuvre dans le cadre de l'article 3	45
PRÉSENTATION D'AMORCE	46
REMERCIEMENTS.....	46
MENTIONS LÉGALES.....	46

A QUI S'ADRESSE CE DOCUMENT ?

Ce document s'adresse en premier lieu **aux collectivités « autorités organisatrices de la distribution d'électricité » (AODE) : syndicats d'énergie, établissements publics de coopération intercommunales (EPCI) à fiscalité propre, communes, départements**. Les membres éventuels de l'AODE peuvent être associés à cette convention sur les sujets qui les concernent.

POURQUOI RÉALISER UNE CONVENTION LOCALE AVEC SON GESTIONNAIRE DE RÉSEAU ?

La relation entre les collectivités autorités organisatrices de la distribution (AODE) et Enedis (sur 95% du territoire) est encadrée par un contrat de concession à négocier localement, mais qui s'appuie en grande partie sur un modèle national négocié entre les représentants des collectivités et Enedis (et EDF pour la fourniture aux tarifs réglementés). **Un nouveau modèle de contrat de concession a été signé fin 2017. Ce modèle servira de base à de nombreuses collectivités AODE, dont le(s) contrat(s) actuel(s) arrive(nt) à échéance prochainement.**

Du fait du monopole existant pour le concessionnaire imposé, et plus généralement de l'organisation historique de ce service public, la relation entre les collectivités concédantes et leur gestionnaire de réseau reste asymétrique. Les collectivités manquent de connaissance sur des données énergétiques, techniques, patrimoniales, financières ou encore comptables issues de leurs réseaux électriques de distribution. Dans un contexte de décentralisation énergétique, d'appropriation locale des questions liées à l'énergie, ou plus généralement de transition énergétique, les futurs contrats de concession devraient représenter des formidables opportunités de mise en œuvre des politiques territoriales de transition énergétique. Production d'électricité renouvelable, maîtrise de la demande en énergie, mobilité électrique, coordination entre les réseaux, urbanisme et aménagement, efficacité de la dépense publique, lutte contre la précarité énergétique, acceptation et compréhension de cette transition par le grand public... sont autant de thématiques centrales dans l'évolution du service public de la distribution d'électricité.

Or, le nouveau modèle de contrat de concession, qui sera bien souvent signé sur des durées très longues (20 à 30 ans), s'il comporte formellement un chapitre consacré à la transition énergétique, ne prévoit pas de véritable programme d'action en faveur de la transition énergétique à l'échelle de la concession. Le modèle de contrat de concession prévoit néanmoins la possibilité d'élaborer entre l'autorité concédante et le concessionnaire des conventions locales de partenariat, en particulier sur les thématiques de la transition énergétique.

Il s'agit désormais pour les collectivités compétentes en matière de distribution comme pour le GRD d'électricité de décliner concrètement et de manière chiffrée, les grandes orientations en matière de transition énergétique à l'échelle de chaque concession. AMORCE propose de structurer ces orientations par le biais de conventions de partenariat entre autorité organisatrice de la distribution d'énergie (AODE) et GRD, compatibles avec le modèle de concessionnaire unique et de tarifs péréqués.

AMORCE alerte sur le fait qu'après la signature d'un contrat de concession pour 20 à 30 ans, il sera très difficile ensuite pour une collectivité AODE de négocier dans les meilleures conditions une telle convention qui engagerait formellement le concessionnaire.

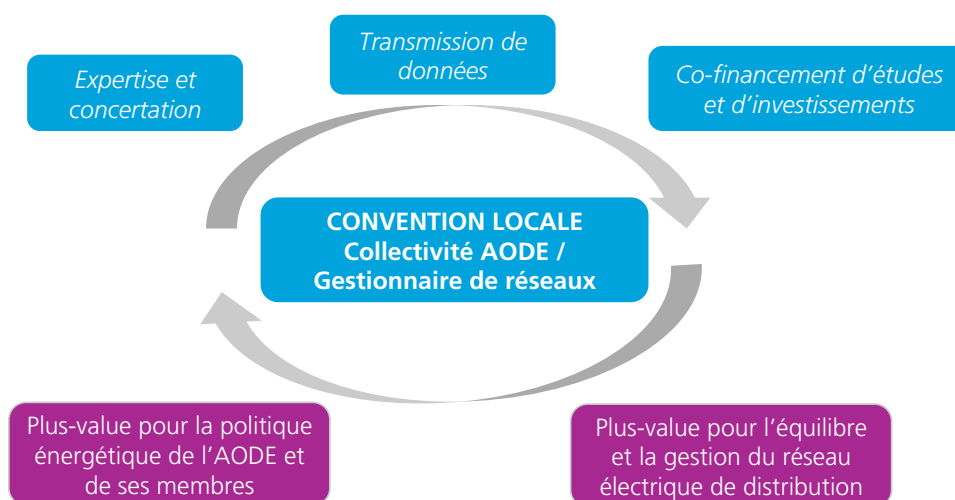
Au regard des enjeux de la transition énergétique, AMORCE appelle ses adhérents à profiter de la négociation des futurs contrats de concession pour intégrer à ces discussions l'élaboration et la signature d'une convention locale intégrant un programme d'action de transition énergétique, dans chacun des territoires de concession.

COMMENT UTILISER CE DOCUMENT ?

Le présent document a été élaboré dans le cadre d'un groupe d'experts issus des collectivités et de leurs partenaires. Ce modèle de convention locale vise ainsi à proposer :

- un **document d'inspiration « à la carte », réaliste et cohérent** avec les attentes des AODE en matière de transition énergétique ;
- un document **structuré**, mais **déclinable** et **flexible** selon les spécificités de chaque territoire ;
- un document **complémentaire avec le cahier des charges de concession**

AMORCE propose aux collectivités AODE de s'en inspirer pour établir à l'échelle de leur concession une véritable stratégie, concertée et co-construite avec le concessionnaire, de transition énergétique pour le réseau de distribution d'électricité.



ARTICLE 1 : Accompagnement technique et comité local de concertation AODE/GRD

MOTIFS

Le présent article propose qu'un « Comité Local de Concertation » soit créé entre la collectivité AODE, le gestionnaire de réseau, et tout autre acteur concerné du territoire. Ce comité technique a pour vocation d'échanger et de suivre concrètement les actions de transition énergétique en lien avec les réseaux électriques.

Il propose de formaliser un lieu de concertation pour suivre les multiples thématiques abordées à travers la convention de partenariat exposée ici. Chaque acteur possédant sa propre expertise, il s'agit de créer un cadre propice à l'échange et la réalisation d'actions concrètes partagées de transition énergétique.

En amont de la rédaction de la convention de partenariat, un accord sur la méthode pourra toutefois être réalisé, entre la collectivité et son gestionnaire de réseau, pour définir les modalités de concertation, ainsi que les instances de validation et de gouvernance du partenariat à mettre en œuvre.

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- **Conférences départementales** (Article 21 de la loi NOME du 7 décembre 2010 – L. 2224-31 alinéa 3 du CGCT)
 - Présentation des programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux et AODE, sous l'égide des préfets ;
 - Favorise la coordination et optimise les investissements des maîtres d'ouvrage : sécurisation, renforcements, extensions, effacements, etc.
 - Etablit un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution, ainsi que le montant et la localisation des travaux.
 - 1 fois par an
- **Commissions consultatives** (Article 198 de la loi TECV du 17 août 2015 - L. 2224-37-1 du CGCT)
 - Entre le syndicat d'énergie et les EPCI à Fiscalité propre totalement ou partiellement inclus dans le périmètre du syndicat ;
 - Coordonne l'action des membres dans le domaine de l'énergie, met en cohérence leurs politiques d'investissement et facilite l'échange de données ;
 - Permet l'élaboration d'un PCAET par le syndicat et la réalisation d'actions d'efficacité énergétique ;
 - 1 réunion par an minimum
- **Commissions consultatives des services publics locaux - CCSPL** (Article L. 1413-1 du CGCT)
 - Communes >10 000 habitants, EPCI >50 000 habitants, syndicats mixtes comprenant au moins une commune > 10 000 habitants, etc.
 - Concerne l'ensemble des services publics en DSP
 - Présentation éventuelle des CRAC

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

Si le cahier des charges de concession prévoit un chapitre dédié à la transition énergétique, il ne mentionne nullement une place de discussion spécialement tournée vers ce sujet entre l'AODE et le GRD. Des rencontres occasionnelles existent bien sûr de manière informelle, toutes thématiques confondues.

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

<LA COLLECTIVITÉ> souhaite développer ses compétences et ses connaissances en matière de distribution d'électricité, afin d'être en mesure de jouer pleinement son rôle d'autorité organisatrice des réseaux de distribution sur son territoire, et de contribuer efficacement à la transition énergétique.

Dans ce cadre, <LE CONCESSIONNAIRE> apportera son appui pour accompagner <LA COLLECTIVITÉ>, mais aussi les collectivités et établissements publics compétents présents sur tout ou partie du territoire concédé, en fonction des thématiques abordées.

B/ CONSTITUTION D'UN COMITÉ LOCAL DE CONCERTATION ET OBJET DE CE COMITÉ

Un **Comité Local de Concertation** est constitué. Il a notamment pour objet :

- **L'animation et le suivi de l'avancement des objectifs et actions** conjointement fixés entre les parties ;
- Le **partage de l'expertise** de chacune des parties et **l'échange d'informations**.

Participent aux réunions de ce comité : <LA COLLECTIVITÉ>, <LE CONCESSIONNAIRE>, ainsi que tout autre acteur pertinent du territoire selon les sujets abordés à chaque ordre du jour (région, département, acteurs locaux, etc.).

Ce comité a une vocation technique. Il ne remplace nullement les conférences départementales / commissions consultatives respectivement prévues par les articles L. 2224-31 et L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales. Les travaux au sein de ce comité portent notamment :

- Sur **l'échange de données énergétiques et techniques** entre les collectivités et leur concessionnaire
- Sur **les actions de maîtrise de l'énergie et d'efficacité énergétique** pouvant être reliées à l'utilisation des réseaux électriques
- Sur le **dimensionnement des réseaux**, notamment les raccordements des consommateurs et des producteurs
- Sur la **mise en place expérimentale ou pérenne des réseaux électriques intelligents**, dont le **service de flexibilité local** fait partie
- Sur **l'insertion des énergies renouvelables** aux réseaux
- Sur le **déploiement efficace de la mobilité électrique**
- Sur la **coordination des réseaux d'énergie** présents sur le territoire
- Sur **l'information, la sensibilisation des usagers** des réseaux
- Sur la **lutte contre la précarité énergétique**

Le présent comité se réunit au moins XX fois par an sur la durée de la présente convention. Les ordres du jour et les acteurs extérieurs conviés à chaque réunion sont proposés par <LA COLLECTIVITÉ>.

ARTICLE 2 : Échange de données énergétiques et techniques pour accompagner la transition énergétique

MOTIFS

Les collectivités territoriales jouent un rôle déterminant en matière de planification territoriale et de transition énergétique. Une connaissance fine du territoire par les collectivités leur offre une meilleure capacité à orienter et évaluer les impacts de leurs politiques : urbanisme et aménagement, production d'énergies renouvelables, gestion de réseaux d'énergies, maîtrise de l'énergie, rénovation énergétique, lutte contre la précarité énergétique, mobilité électrique, etc.

La récente mise à jour du cadre législatif et réglementaire facilite grandement l'accès aux données par les collectivités territoriales qui en font la demande, au titre de leurs compétences (loi TECV).

Pour autant, ces données ne sont pas toujours suffisantes pour évaluer la qualité de desserte et l'état du réseau de manière localisée sur les ouvrages qu'elles concèdent, et pour identifier précisément les zones d'action en matière de transition énergétique. **Ce manque d'informations peut constituer un frein aux initiatives locales.** En cela, il est fondamental de pouvoir définir précisément les données complémentaires que nécessiteraient les collectivités.

Cet article doit contribuer à ce que les politiques d'aménagement des AODE et des autres collectivités soient décidées de façon éclairées par rapport à la réalité énergétique du territoire et que les choix d'investissement sur le réseau électrique tiennent compte des options de développement urbain adoptées.

CADRE RÉGLEMENTAIRE ET DONNÉES DÉJÀ ACCESSIBLES

- **Article 179 de la loi TECV et ses décrets d'application²**
 - *Données de consommation annuelles sectorisées à la maille IRIS puis au bâtiment (2019)*
 - *Données de production*
 - *Indicateur sur la thermosensibilité*
 - *Pas de diffusion pour moins de 10 logements et consommation inférieure au seuil-résidentiel*
- **Plans du réseau (D. 2224-44 du CGCT) :**
 - *Plan des ouvrages à moyenne échelle, dont leur tracé*
 - *Niveau de tension, nature, et section des conducteurs par tronçon*
 - *Localisation, fonction et caractéristiques techniques des postes de transformation et organes de coupure*
 - *Format SIG usuel*
- **Inventaire détaillé et localisé des ouvrages (D. 2224-45 DU CGCT) :**
 - *Communiqué à la demande de l'AODE*
 - *Contenu de l'inventaire arrêté par le ministre de l'énergie (non paru à date de*

² -Décret n°2016-972 du 18 juillet 2016 relatif à la confidentialité des informations détenues par les opérateurs gaziers et par les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité

-Décret n°2016-973 du 18 juillet 2016 relatif à la mise à disposition des personnes publiques de données relatives au transport, à la distribution et à la production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur ou de froid

-Arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D.141-12-5, D.142-9-3 et D.142-9-5 du Code de l'énergie

-Arrêté du 18 juillet 2016 fixant les modalités de transmission des données de transport, distribution et production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur ou de froid.

publication)

- **Compte-rendu d'activité de concession (D. 2224-34 à 43 du CGCT)**
 - *Utilisation possible de clés de répartition*
 - *Analyse de la qualité de service rendu aux usagers*
 - *Informations relatives à la politique d'investissement et de maintenance des réseaux*
 - *Éléments financiers liés à l'exploitation de la concession*
 - *Consistance du patrimoine concédé*
 - *Évolutions juridiques, économiques, techniques ou commerciales notables*
- **Données issues du contrôle de concession**
 - *Transmises à l'agent de contrôle, assermenté le cas échéant*
 - *Champ très large « toute vérification utile à l'exercice de la fonction d'AODE ».*

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

Concernant la transition énergétique (article 15) : le contrat de concession prévoit la transmission des données issues du cadre réglementaire (article 179 notamment). Une porte est ouverte pour accéder à des données « **complémentaires et plus détaillées, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties concernées.** »

Concernant les données générales issues du réseau :

- **Inventaire des ouvrages** (article 43)
- **Cartographie** (article 45) : possibilité de compléter la mise à disposition réglementaire prévue « selon des modalités techniques et financières convenues entre les parties par des conventions spécifiques « moyenne échelle » et « grande échelle » » et des « échanges réciproques » ;
- **Données transmises dans le CRAC** (article 44 et article 8 de l'annexe 1) : liste des indicateurs transmis.

Par voie d'un partenariat local, il s'agit de spécifier les données complémentaires (nature et mise à disposition cartographique) indispensables aux collectivités, qu'elles ne peuvent obtenir directement par voie réglementaire.

Ces données sont la clé de la bonne mise en œuvre de la plupart des actions de cette convention.

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

Au-delà de l'application du décret n°2016 – 973 du 18 juillet 2016³, la mise à disposition de données énergétiques et techniques du réseau électrique, plus détaillées, contribue au développement du territoire et à la pertinence des politiques énergétiques menées par les collectivités sur le territoire de la concession.

<LA COLLECTIVITÉ> et <LE CONCESSIONNAIRE> ont convenu ensemble de **la nature et des modalités de mise à disposition des données** pouvant contribuer à la transition énergétique du territoire, telles que détaillées ci-dessous. Ces données ont été distinguées selon 3 catégories :

- **Les données énergétiques de production et de consommation issues des dispositifs de comptage**
- **Les données techniques relatives aux ouvrages du réseau et à leur utilisation**
- **Les données techniques relatives aux contraintes mesurées ou estimées sur le réseau**

B/ PARTAGE DE DONNÉES

<LE CONCESSIONNAIRE> s'engage à partager avec <LA COLLECTIVITÉ> **l'ensemble des données (nature, maille, etc.) mentionnées dans le tableau de l'annexe 2** de la présente convention.

Ces données seront transmises dans les X semaines suivant la signature de cette convention **aux formats XXXXX / XXXXX**.

Elles seront **actualisées gratuitement selon la fréquence indiquée dans l'annexe 2**.

Les données mentionnées aux alinéas précédents sont transmises dans le respect de la législation et de la réglementation afférentes aux données à caractère personnel, d'une part, et aux 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, d'autre part.

<LA COLLECTIVITÉ> est autorisée à communiquer ces données aux collectivités publiques du périmètre de la concession qui lui en font la demande, pour une utilisation non commerciale.

C/ MISE À DISPOSITION CARTOGRAPHIQUE

À la demande de <LA COLLECTIVITÉ>, ces données peuvent faire l'objet d'une mise à disposition cartographique, à l'échelle 1/XXXX^e. **L'annexe 2 précise les données cartographiées.**

³Relatif à la mise à disposition des personnes publiques de données relatives à la distribution et à la production d'électricité

ARTICLE 3 : Optimiser les dépenses ponctuelles dans le réseau par la maîtrise de l'énergie (MDE « micro »)

MOTIFS

Du fait de l'architecture du réseau et/ou de la demande en électricité sur certains secteurs localisés, le réseau de distribution en basse tension (BT) peut être soumis à des contraintes (typiquement des chutes de tension).

Depuis 1995, le FACÉ finance les opérations en zones rurales visant à **utiliser des solutions techniques alternatives aux extensions et aux renforcements de lignes BT**, dès lors que ces solutions sont économiquement justifiées.

Cet article a pour but de pérenniser et faciliter la possibilité de réaliser de telles actions ponctuelles, même **dans les zones où la collectivité n'a pas la maîtrise d'ouvrage**. Les propositions visent donc à élargir l'utilisation de ces solutions « MDE » sur tous les départements BT de la concession, avec une participation financière du GRD lorsque cela est techniquement et économiquement justifié pour le réseau.

Ces opérations de maîtrise de la demande n'ont bien sûr pas vocation à se substituer à tous les renforcements prévus sur les réseaux, mais plutôt à accroître l'efficacité du réseau et à améliorer la qualité de l'électricité distribuée aux clients finals, au meilleur coût.

L'appui du concessionnaire pour identifier les zones propices à la réalisation d'actions de maîtrise de la demande est incontournable pour créer un partenariat gagnant/gagnant dans l'évolution du réseau concédé.

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- **Programme spécial du FACÉ** pour les zones sous maîtrise d'ouvrage AODE : « sites isolés », « installations de proximité en zone non interconnectée » et « maîtrise de la demande d'électricité ».
- **Arrêté du 27 mars 2013 (article 13) – FACÉ** : « Le sous-programme « maîtrise de la demande d'électricité » a pour objet d'aider à la réalisation d'opérations de maîtrise de la demande d'électricité ainsi qu'à la réalisation d'opérations tendant à maîtriser la demande en électricité des personnes en situation de précarité énergétique dans les communes rurales. Ces opérations doivent permettre d'éviter ou de différer durablement le renforcement du réseau public de distribution d'électricité dans de bonnes conditions économiques »
- **Ce cadre ne concerne pas les zones du réseau sous maîtrise d'ouvrage gestionnaire de réseau**

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

L'article 21 B/ du contrat de concession précise notamment que le GRD « met en œuvre des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé et constituant des solutions alternatives et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau (...) »

Le présent article permet d'affiner les dispositions du cahier des charges, notamment en proposant un « mode opératoire » concret pour ces solutions alternatives.

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

Les opérations traitées dans le cadre du présent article ont pour but de lever les contraintes actuelles liées aux chutes de tension ou coupures subies par un ou plusieurs usagers des départs basse tension et notamment chez l'utilisateur. Ces opérations concernent les zones du réseau sous maîtrise d'ouvrage GRD.

Les opérations envisagées se présentent comme une alternative à des travaux de renforcement du réseau électrique basse tension. Elles permettent d'apporter aux usagers concernés une solution rapide et dont le coût supporté par la collectivité au sens large est bien moindre.

Par ailleurs, ces solutions vont, la plupart du temps, dans le sens d'un gain en matière de consommation d'énergie ou d'optimisation des consommations.

B/ IDENTIFIER LES ALTERNATIVES AUX RENFORCEMENTS DU RÉSEAU

<LE CONCESSIONNAIRE> informe <LA COLLECTIVITÉ> préalablement à toute opération de renforcement du réseau basse tension sur lequel il est maître d'ouvrage.

<LE CONCESSIONNAIRE> s'engage à communiquer gratuitement à <LA COLLECTIVITÉ> les départs BT du réseau concédé sur lesquels des opérations ponctuelles de maîtrise de la demande en énergie seraient envisageables en lieu et place d'un renforcement. Les critères d'éligibilité sont définis conjointement. Ces informations sont communiquées dans un délai de X semaines suivant la demande de <LA COLLECTIVITÉ>. Les échanges entre les parties peuvent être traités dans le cadre du comité mentionné dans la présente convention (article 1).

C/ METTRE EN PLACE LES SOLUTIONS ALTERNATIVES AU RENFORCEMENT, TECHNIQUEMENT ET ÉCONOMIQUEMENT JUSTIFIÉES

Sur demande de <LA COLLECTIVITÉ>, **le renforcement du réseau ne sera mis en oeuvre par <LE CONCESSIONNAIRE> qu'après avoir démontré au préalable qu'aucune solution de maîtrise de la demande en énergie n'est techniquement et économiquement envisageable** pour éviter ou différer durablement le renforcement du réseau public de distribution d'électricité.

Les études préalables aux travaux sont prises en compte dans le financement de ces opérations.

L'intérêt économique de chaque action de maîtrise de la demande en énergie est apprécié au moyen d'une fiche synthétique établissant une comparaison détaillée entre le coût actualisé de l'opération classique de renforcement évitée ou différée et celui de la solution alternative de maîtrise de la demande en électricité envisagée.

<LA COLLECTIVITÉ> applique la même méthodologie et partage ses retours d'expérience sur la partie du réseau sur laquelle elle est maître d'ouvrage.

Lorsqu'une solution ponctuelle de maîtrise de la demande en énergie est jugée pertinente par les parties, <LE CONCESSIONNAIRE> et <LA COLLECTIVITÉ> la mettent en place selon les dispositions ci-dessous.

Si <LE CONCESSIONNAIRE> est maître d'ouvrage du renforcement sur le départ de réseau identifié, il est désigné comme maître d'ouvrage de la mise en place de la solution identifiée, lorsqu'elle se situe en **amont du compteur. Dans toutes les autres situations,**

<LA COLLECTIVITÉ> est désignée comme maître d'ouvrage de la mise en place de la solution identifiée.

Chaque opération après-compteur fera l'objet d'une convention spécifique signée entre le ou les usagers concernés, <LA COLLECTIVITÉ>, <LE CONCESSIONNAIRE>, et tout autre partenaire éventuel.

Une liste non exhaustive des actions potentielles de MDE a été validée par les parties à l'annexe 3.

→ EXEMPLE D'OBJECTIFS INDICATIFS DÉFINIS ENTRE LES PARTIES

Objectif n°1 : Le concessionnaire propose d'étudier au moins XX besoins de renforcement qui pourraient être palliés par une opération MDE au sens de cette article, sur la durée de la présente convention.

Objectif n°2 : Les opérations MDE techniquement justifiées, dont le coût actualisé est inférieur de plus de XX% par rapport à l'opération renforcement initialement prévue, seront systématiquement mises en place, sauf si le renforcement est souhaitée conjointement par la collectivité AODE et le concessionnaire.

→ FINANCEMENTS ENVISAGEABLES

<LE CONCESSIONNAIRE> participe financièrement aux opérations de maîtrise de la demande en électricité mentionnées au présent alinéa, sur les zones où il exerce la maîtrise d'ouvrage, au maximum **à hauteur des coûts évités pour le réseau électrique.**

Redevance de concession, si l'action est éligible

Fonds de partenariat AODE/GRD défini à l'article 12

ARTICLE 4 : Identifier et maîtriser la pointe électrique par la rénovation et l'efficacité énergétique

MOTIFS

Le chauffage représente le premier poste de consommation du secteur bâtiment. Les sources d'énergie dédiées à la production de chaleur sont variées. Toutefois, **en 2008, 32% du parc résidentiel utilisait l'électricité comme mode de chauffage⁴. En 2007 en particulier, l'électricité était employée comme vecteur principal de chauffage pour plus de 60% des logements neufs⁵. Cette particularité typiquement française peut créer des contraintes sur le réseau d'électricité :**

- selon les heures de la journée en période hivernale, avec d'importantes pointes de consommation le matin et aux alentours de 19h ;
- selon les saisons avec une puissance journalière moyenne soutirée très supérieure en période hivernale (novembre, décembre, janvier, février).

Cette particularité s'accroît de manière notable en fonction de la qualité des enveloppes thermiques des bâtiments, et en fonction de l'efficacité énergétique des équipements raccordés (gros électroménager, eau chaude sanitaire, etc.). Pour sécuriser ces consommations, des investissements et mesures lourdes peuvent être amenés à être employés sur le réseau électrique (moyens de productions fossiles à la pointe, adaptation des lignes et des postes du réseau, mise en place d'un marché de capacité, etc.).

Certaines actions mises en place (rénovation thermique des bâtiments d'un quartier, réaménagement d'une zone, etc.) peuvent conduire à une moindre sollicitation souhaitable du réseau électrique (par exemple en diminuant la pointe locale appelée). Dans ces cas de figure notamment, il est souhaitable que le GRD participe financièrement à l'identification et au financement de ces actions à hauteur des éventuels coûts évités sur le réseau.

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- *La loi TECV prévoit un **objectif de rénovation énergétique de 500 000 logements/an** en France. Les dispositifs actuels d'incitation/de soutien peinent à générer une dynamique suffisante pour atteindre ces objectifs : les objectifs CEE sont déjà atteints, les objectifs du programme « habiter mieux » sont atteints à 75%, le CITE ne génère pas assez de passages à l'acte, etc.*

Une implication plus forte des gestionnaires de réseaux pour identifier les potentiels de rénovation (via la transmission de données), voire participer financièrement lorsque cela est pertinent vis-à-vis du réseau, contribuerait à l'atteinte de ces objectifs.

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

La question de la maîtrise de la pointe électrique, pour le distributeur, n'est pas abordée dans le contrat de concession. Certaines actions hors réseau visant à maîtriser la pointe électrique seront éligibles à la nouvelle formule de la redevance d'investissement R2.

La réalisation d'étude d'impact sur les réseaux électriques par le concessionnaire est rendue possible (article 17), afin « *d'optimiser le choix et le développement des énergies en réseau, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser. (...) Les modalités techniques et financières associées à la réalisation de ces études sont fixées par voie de*

⁴ Source : Chauffage des bâtiments résidentiels et tertiaires : panorama de la situation actuelle, CEREMA, 2012

⁵ Source : ADEME/CEREN

convention (...) ».

Par l'intermédiaire d'une convention locale, il s'agit notamment d'aider les collectivités à identifier les zones prioritaires thermosensibles sur le réseau pour cibler les opérations de rénovation, et d'étudier l'impact réseau d'opérations en prévision.

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

Sur le territoire de <LA COLLECTIVITÉ>, les bâtiments représentent un poste important d'émissions de gaz à effet de serre. <LA COLLECTIVITÉ> (OU <LES COLLECTIVITÉS COMPÉTENTES SUR LE TERRITOIRE CONCÉDÉ>) ont établi qu'une partie des enjeux énergétiques et climatiques du territoire portent sur le patrimoine existant et sa rénovation, et l'efficacité des équipements raccordés.

Les équipements énergivores et les bâtiments dont l'enveloppe thermique est peu performante (« passoires thermiques ») contribuent à l'accroissement de la pointe nationale de consommation électrique, notamment en hiver. La diminution de cette pointe de consommation serait ainsi de nature à :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre du système électrique global ;
- maîtriser le coût des mécanismes assurantiels en place tels que le mécanisme de capacité, payé par tous les consommateurs ;
- limiter la sollicitation des organes du réseau concédé lors des pointes électriques.

De même, en été, l'émergence de solutions techniques adaptées et innovantes pourra également contribuer à mieux tenir compte du confort thermique des usagers tout en maîtrisant la sollicitation du réseau électrique.

D'ici XXXX, <LA COLLECTIVITÉ> (OU <LES COLLECTIVITÉS COMPÉTENTES SUR LE TERRITOIRE CONCÉDÉ>) souhaitent parvenir à <OBJECTIFS DE RÉNOVATION>.

B/ IDENTIFIER LES ZONES THERMOSENSIBLES DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET LES ZONES DE FORTES POINTES DE PUISSANCE

A travers la transmission des données issues du cadre réglementaire et des données complémentaires issues de la présente convention, mais également par son expertise technique et sa connaissance propre du réseau électrique, **<LE CONCESSIONNAIRE> accompagne gratuitement <LA COLLECTIVITÉ> pour identifier :**

- **Les zones du réseau comportant une consommation électrique particulièrement élevée et thermosensible ;**
- **Les zones du réseau comportant une pointe électrique appelée particulièrement élevée.**

À l'initiative de <LA COLLECTIVITÉ> et/ou des collectivités et établissements publics compétents du territoire, **plusieurs zones prioritaires seront identifiées sur la durée de la présente convention**, avec la participation active du gestionnaire de réseau. Les objectifs correspondants sont détaillés ci-dessous.

Sur demande de <LA COLLECTIVITÉ>, des instruments de mesure peuvent être installés sur le réseau électrique, pour prendre connaissance des courbes de charges des transformateurs du réseau et agir sur les pointes de consommation locales.

Les échanges entre les parties peuvent être traités dans le cadre du comité mentionné dans la présente convention (article 1).

C/ ÉTUDIER L'IMPACT DES OPÉRATIONS DES COLLECTIVITÉS SUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

L'article 17 (« études d'impacts sur les réseaux ») du modèle de contrat de concession dispose que « le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante ou aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession et sur la base des scénarios de consommation et de production qu'ils auront définis, les résultats des études technico-économiques permettant d'évaluer et d'optimiser les coûts qui résulteraient pour le réseau public de distribution d'électricité des projets et opérations ci-dessus ».

Sur le territoire de <LA COLLECTIVITÉ>, ce type d'étude pourra être réalisé à titre gratuit par le gestionnaire de réseau. Les opérations suivantes pourront par exemple en faire l'objet :

<LOCALISATION SUR LE RÉSEAU ET EXPLICATION SUCCINCTE DE CHAQUE PROJET⁶>

(Si la collectivité a accès aux données techniques du réseau)

En lien avec les collectivités compétentes présentes sur la concession, **l'autorité concédante peut également réaliser ou faire réaliser des études évaluant l'impact sur le réseau concédé** et portant sur des opérations de rénovation énergétique de bâtiments et d'efficacité énergétique.

D/ PARTICIPER AU FINANCEMENT DES OPÉRATIONS DE RÉNOVATION ET D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Sur approbation de l'autorité concédante et des collectivités compétentes concernées, lorsque les études mentionnées au C/ permettent de dégager des solutions pour différer ou éviter des coûts d'investissement ou de conduite sur le réseau électrique, **le concessionnaire participe au financement des solutions à hauteur des coûts évités pour le réseau de distribution.**

(Lorsque <LA COLLECTIVITÉ> et <LE CONCESSIONNAIRE> ont convenu de la création d'un fonds de partenariat dans le cadre de cette convention)

Le fonds de partenariat mentionné à l'article 12 peut être utilisé pour les équipements et travaux de MDE concernant les bâtiments appartenant aux communes ou groupements de communes membres de <LA COLLECTIVITÉ>. Ces opérations MDE sont éligibles au fonds de partenariat lorsqu'elles amènent une réduction d'énergie appelée, hors substitution d'énergie, éligibles aux Certificats d'Economie d'Energie ou tout autre dispositif certifiant une économie d'énergie.

⁶ Quelques exemples :

-Lors du réaménagement d'un quartier, impact sur le réseau d'électricité d'une solution « tout électrique » individuelle (ECS + chauffage) vs. Raccordement de ces mêmes consommateurs à un réseau de chaleur vs. Solution pompe à chaleur + photovoltaïque avec autoconsommation d'une partie de la production, etc.

-Lors de la construction d'un nouvel immeuble raccordé sur le réseau BT et générant un appel conséquent à la pointe, quelle pourrait être l'impact sur le réseau d'une opération de rénovation énergétique sur les immeubles voisins ?

Les études (non éligibles aux CEE) destinées à la réalisation de tels équipements et travaux, ainsi que l'accompagnement à la mise en œuvre et au suivi des économies réalisées, sont également éligible au fonds mentionné ci-dessus.

→ EXEMPLE D'OBJECTIFS INDICATIFS INDICATIFS DÉFINIS ENTRE LES PARTIES

Objectif n°1 : Identifier au moins X zones prioritaires de rénovation (sur une échelle plus fine que les données mises à disposition gratuitement dans le cadre réglementaire), suite aux réunions de concertation et d'analyse des données issues du réseau.

Objectif n°2 : À l'aide des mesures réalisées, réduire de XX% la pointe de consommation à <NOMS DES ZONES IDENTIFIÉES>.

→ FINANCEMENTS ENVISAGEABLES

-Coûts évités pour le réseau dans les cas d'une réduction d'énergie appelée, hors substitution d'énergie

-Redevance de concession si l'action est éligible

-Fonds de partenariat AODE/GRD

ARTICLE 5 : Contribuer au bon dimensionnement des réseaux de distribution

MOTIFS

A travers cette section, plusieurs points importants sont soulevés.

Lors d'une opération de raccordement, **les collectivités en charge de l'urbanisme (CCU) peuvent être sollicitées financièrement, si une extension du réseau est prévue**. Ces travaux d'extension sont pris en charge à 60% par ces collectivités, le reste étant financé par le TURPE. Mais, les CCU n'ont pas toujours le niveau de connaissance nécessaire pour évaluer et analyser les propositions de raccordement auxquelles elles participent financièrement.

De surcroît, de nombreux chiffrages des opérations de raccordement sont **facturés sur devis** (hors barème des raccordements approuvé par la CRE) par le gestionnaire de réseau. **Ces devis peuvent être difficilement compréhensibles** pour les tiers financeurs des opérations de raccordement.

Enfin, les gestionnaires de réseau doivent raccorder les usagers à la puissance de raccordement demandée par ceux-ci. Cela conduit parfois à un surdimensionnement du réseau. Pourtant, **une analyse sur certaines de ces demandes serait de nature à favoriser la maîtrise des consommations** (a minima initier une réflexion sur les besoins réels en énergie) **et l'efficacité de la dépense publique**, notamment lorsqu'une partie du raccordement est la charge de la CCU et/ou de la collectivité au sens large via le TURPE.

Une concertation en amont de certaines opérations de raccordement pourrait ainsi contribuer à un dimensionnement optimal du réseau, sans toutefois négliger les éventuels besoins futurs. L'impact serait positif pour toutes les parties impliquées dans le raccordement : le GRD lui-même, le demandeur du raccordement, l'aménageur, ou la collectivité en charge de l'urbanisme. **En tant que garante de la bonne exécution du service public de la distribution d'électricité, la collectivité AODE a un rôle indispensable à jouer dans ces concertations.**

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- **Les raccordements au réseau** sont mentionnés dans les article L. 342-1 et suivants et D. 342-1 et suivants du code de l'énergie

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

- Article 30 « contribution des tiers aux raccordements »

A/ CRÉER D'UN GROUPE DE TRAVAIL SPÉCIFIQUE AUX OPÉRATIONS DE RACCORDEMENT DE CONSOMMATEURS

Variante 1 (AODE compétente en matière d'urbanisme sur la concession) :

<LA COLLECTIVITÉ>, en charge des instructions d'urbanisme, et <LE CONCESSIONNAIRE> conviennent de **constituer un groupe de travail dont l'objectif sera d'examiner des dossiers de raccordement au réseau public de distribution**, notamment lorsque les opérations prévoient une extension du réseau public de distribution.

L'objectif de ces réunions est :

- D'apporter autant que possible un conseil aux demandeurs des raccordements, dans le but d'optimiser le dimensionnement du réseau qui résultera de l'opération, et les conditions techniques et financières sous-jacentes ;
- De confronter les points de vue des deux parties et d'apporter une réponse commune aux cas litigieux notamment en termes de financement.

Variante 2 (AODE non compétente en matière d'urbanisme sur la concession) :

Certaines collectivités présentes sur le territoire concédé par <LA COLLECTIVITÉ> possèdent la compétence urbanisme. En cela, elles sont sollicités lors des opérations du raccordement et contribuent financièrement aux extensions du réseau. Sur demande de tout ou partie de ces collectivités, <LA COLLECTIVITÉ>, <LE CONCESSIONNAIRE>, et les autres collectivités concernées conviennent de constituer un groupe de travail dont l'objectif sera d'examiner des dossiers de raccordement au réseau public de distribution, notamment lorsque les opérations prévoient une extension du réseau public de distribution.

L'objectif de ces réunions est :

- D'apporter autant que possible un conseil aux demandeurs des raccordements, dans le but d'optimiser le dimensionnement du réseau qui résultera de l'opération, et les conditions techniques et financières sous-jacentes ;
- De confronter les points de vue des deux parties et d'apporter une réponse commune aux cas litigieux notamment en terme de financement.

Ces échanges pourront se tenir dans le cadre du comité mentionné à l'article 1 de la présente convention.

En amont de ces groupes de travail, les documents suivants seront transmis par <LE CONCESSIONNAIRE> aux participants concernés :

- La demande de raccordement et les documents justificatifs ;
- Un plan précis du réseau avant et après raccordement ;
- Le taux de charge des ouvrages à proximité et les éventuelles contraintes du réseau à proximité ;
- Une information sur les coûts détaillés des raccordements étudiés (branchements, extensions, autres coûts à la charge du GRD) ;
- Une description des diverses solutions envisageables et l'identification de l'opération de raccordement de référence (ORR) ;
- Une information sur les utilisations prévues de l'électricité par les usagers si possible.

Les échanges lors de ces réunions porteront notamment sur :

- **L'analyse des tracés et des propositions techniques et financières faites par le concessionnaire** (tiers payeurs, ORR, etc.)

- Les utilisations de l'électricité envisagées par les consommateurs à raccorder pour **s'assurer de la cohérence des puissances demandées**⁷ (chauffage, véhicule électrique, etc.)
- Les **perspectives d'évolution des consommations/productions (+ foisonnement) sur la zone du réseau concernée**

Le concessionnaire met un interlocuteur à la disposition de la collectivité AOD pour analyser les raccordements.

→ EXEMPLE D'OBJECTIFS INDICATIFS INDICATIFS DÉFINIS ENTRE LES PARTIES

Objectif n°1 : Analyser au moins XX opérations de raccordement durant la présente convention, parmi lesquelles XX devis de raccordement seront analysés de manière indépendante (AODE ou AMO).

Objectif n°2 : Les raccordements portant sur un coût de plus de XXX€/ml.kVA font l'objet d'une réunion appliquant les dispositions de cet article, sauf avis contraire de la collectivité et du GRD

⁷ Par exemple en instaurant un rôle de conseil du GRD, en mettant en place des abaques de comparaison des opérations similaires, etc.

ARTICLE 6 : Expérimenter ensemble le service de flexibilité local et les réseaux intelligents

MOTIFS ET CADRE RÉGLEMENTAIRE

Le service de flexibilité local a été défini par **l'article 199 de la loi du 17 août 2015** relative à la transition énergétique pour la croissance verte, ainsi que par le **décret n°2016-704** du 30 mai 2016 relatif aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de distribution d'électricité.

A ce jour, ces expérimentations n'ont pas connu un fort engouement, notamment parce que les collectivités ne sont pas en mesure de connaître les zones du réseau électrique propices à ces services. S'agissant d'un test pour l'instant d'une durée de 4 ans, il est nécessaire que ces initiatives locales se développent afin d'estimer la valeur ajoutée réelle de ces services pour éventuellement en pérenniser l'usage.

Les flexibilités pourront très difficilement se mettre en place sans la transmission de données précises sur l'état du réseau aux AODE, ou sans la communication directe des besoins du GRD aux collectivités. De surcroît, il subsiste une réelle interrogation sur le type de flexibilités actionnables sur le réseau, leur périmètre, leur valeur économique, etc.

Par ailleurs, les appels à manifestation d'intérêt « Systèmes électriques intelligents » de l'ADEME visent à expérimenter les smartgrids. Des premiers démonstrateurs ont déjà été installés, et de nombreuses composantes du réseau électrique du futur ont déjà pu être expérimentées, dans un but de déploiement à grande échelle : écrêtement de production HTA, utilisation des flexibilités en soutirage en conduite et en exploitation, flexibilité pour reporter un investissement, etc.

Une convention locale de partenariat serait de nature à faciliter la mise en place de ces services –de flexibilité locaux ou plus généralement de réseaux intelligents- sur le territoire concédé (formalisation des échanges AODE/GRD, identification de zones potentielles d'expérimentation/de déploiement, objectifs, etc.).

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

L'article 24 du modèle de contrat de concession est consacré au service de flexibilité local. Ses dispositions rappellent le cadre réglementaire du service de flexibilité local au sens de l'article 199 de la loi TECV.

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

Le décret n°2016-704 du 30 mai 2016, pris pour l'application de la loi relative à la transition énergétique, fixe les modalités d'expérimentation de services de flexibilité locaux. Ils ont pour objet **d'optimiser la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité, afin de moduler la puissance injectée et la puissance soutirée localement sur des ouvrages du réseau et d'éviter au gestionnaire de réseau des investissements ou des coûts de gestion tout en assurant un bénéfice positif pour le système électrique**⁸.

B/ ESTIMATION DU POTENTIEL DU TERRITOIRE

<LE CONCESSIONNAIRE> s'engage à communiquer gratuitement à <LA COLLECTIVITÉ> les zones précises du réseau concédé (départ ou tronçon du réseau, transformateur, etc.) **potentiellement propices** (par exemple les zones sous contrainte : tension, échauffement des câbles, dépassement de puissance des transformateurs, etc.) à la mise en place de services de flexibilité locaux, **sur demande de cette dernière et dans un délai de X semaines**. Le concessionnaire apporte son soutien technique et son expertise pour la mise en œuvre des solutions identifiées, notamment à partir des données techniques issues du réseau. Il propose 2 scénarios différents, pouvant être envisagés pour pallier chacune des contraintes identifiées.

Sur initiative de <LA COLLECTIVITÉ>, la mise en place d'un service de flexibilité local peut être traitée dans le cadre du comité mentionné à l'article 1 du présent chapitre. Les collectivités et établissements publics présents sur tout ou partie du territoire concédé peuvent être associés à ces discussions.

Le service de flexibilité local pourra notamment prendre place lors des étapes de gestion du réseau suivantes : planification du développement du réseau de distribution, conduite et exploitation du réseau (travaux, optimisation de la conduite, incidents), raccordement au réseau de distribution.

Les actions suivantes, dont la liste n'est pas exhaustive, pourront faire partie intégrante du périmètre des services de flexibilité local sur le territoire de <LA COLLECTIVITÉ>.

Pour la production d'électricité	Pour la consommation d'électricité
<ul style="list-style-type: none">- Absorption de puissance réactive- Stockage d'énergie (mécanique, chimique, électrochimique, thermique)- Écrêtement de production ou baisse de puissance- Autoconsommation- Coordination du réseau électrique avec un réseau de chaleur, de froid ou de gaz- Etc.	<ul style="list-style-type: none">- Effacement de consommation électrique ou baisse de puissance- Stockage d'énergie- Pilotage des consommations électriques- Autoconsommation- Actions de maîtrise de la demande en énergie via l'utilisation de compteurs communicants- Etc.

⁸ PLUS D'INFORMATIONS : <https://www.enedis.fr/proposer-lexperimentation-dun-service-de-flexibilite-local>

C/ EXPERIMENTER LES SERVICES DE FLEXIBILITÉ LOCAUX ET LES RÉSEAUX INTELLIGENTS

PROJET 1 : <LA COLLECTIVITÉ> et <LE CONCESSIONNAIRE> souhaitent, dans le respect des dispositions du décret précédemment cité, expérimenter la mise en place d'un service de flexibilité local à <LIEU>. L'expérimentation consistera à <EXPLICATION SUCCINCTE DU PROJET>.

PROJET 2 : <LA COLLECTIVITÉ> et <LE CONCESSIONNAIRE> souhaitent, dans le respect des dispositions du décret précédemment cité, expérimenter la mise en place d'un service de flexibilité local à <LIEU>. L'expérimentation consistera à <EXPLICATION SUCCINCTE DU PROJET>.

PROJET 3 : Dans le quartier de XXXX, un démonstrateur smartgrid est en cours d'expérimentation. L'accompagnement du <CONCESSIONNAIRE> vise notamment à <EXPLICATION SUCCINCTE DU PROJET>.

→ EXEMPLE D'OBJECTIFS INDICATIFS DÉFINIS ENTRE LES PARTIES

Objectif n°1 : Identifier au moins XX situations propices à la mise en place d'un service de flexibilité local, sur la durée de la convention, ainsi que les acteurs mobilisables pour chacune.

Objectif n°2 : Résorber XX contraintes observées sur le réseau à l'aide d'un service de flexibilité local, sur la durée de la présente convention.

Objectif n°3 : Sur le projet de <nom du projet>, baisser de XX% la pointe de consommation/injection par rapport aux prévisions réalisées dans un scénario *business as usual*.

Objectif n°4 : Dans le quartier de <LIEU>, baisser de XX% la pointe de consommation/injection par rapport aux mesures réalisées à l'année N-XX.

Objectif n°5 : Éviter l'investissement de XX% du coût de développement et/ou le renforcement prévu pour les réseaux électriques des zones XX, YY et ZZ (création de postes sources, transformateurs HTA/BT, renforcement de ligne).

→ FINANCEMENT

Gains générés par le service de flexibilité (coûts évités pour le réseau)

Concours à un appel à projet réseaux intelligents

Redevance de concession si l'action est éligible

Fonds de partenariat AODE/GRD

ARTICLE 7 : Favoriser l'insertion des EnR aux réseaux

MOTIFS

La France s'est fixé comme **objectif de porter la part d'électricité renouvelable à 40% d'ici 2030** (article 1^{er} de la loi TECV). La programmation pluriannuelle de l'énergie 2016-2019 en fixe concrètement les puissances à installer par filière.

L'atteinte de cet objectif appelle des efforts particuliers pour :

- Accroître la capacité des collectivités compétentes à **planifier l'insertion des énergies renouvelables sur les réseaux électriques**, notamment en lien avec les potentiels identifiés et les besoins du réseau ;
- **Apporter une information préliminaire aux porteurs de projets** EnR du territoire en matière de raccordement au réseau de distribution (coûts, délais) ;
- **Expertiser les propositions de raccordement** faites aux producteurs et identifier les meilleurs compromis.

L'apport de ces informations permet notamment la localisation des zones sur lesquelles il existe une **longue file d'attente** pour raccorder les projets, et des zones sur lesquelles les **coûts de raccordement ou les délais pourraient être importants** car le réseau requiert un renforcement / une adaptation.

Les présentes propositions doivent notamment permettre **d'aller plus loin que les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)**, en les déclinant à une maille plus fine des territoires.

Les raccordements des producteurs posent régulièrement des questions de coûts et de délais sur lesquels la collectivité AODE n'a pas ou peu la main. La possibilité de créer un groupe de travail d'analyse des raccordements semble indispensable pour pallier certains points flous relevés sur le terrain (facturations « sur devis », propositions techniques et financières difficiles à comprendre, etc.). En remplissant pleinement sa mission de contrôle du service public concédé, l'AODE pourra ainsi participer à l'optimisation des raccordements au réseau pour les producteurs d'électricité renouvelable.

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- **Article L. 322-8 du code de l'énergie**
 - *Le gestionnaire de réseaux « met en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favorise l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau »*
- **Les S3REnR définis à l'article L. 321-7 du code de l'énergie**
 - *Définit les ouvrages à créer ou à renforcer à la maille du poste source, pour atteindre les objectifs régionaux des SRCAE en matière d'EnR.*
- **L'autoconsommation (individuelle et collective)** est définie par les articles L. 315-1 et suivants et D. 315-1 et suivants du code de l'énergie
- **Les raccordements au réseau** sont mentionnés dans les articles L.342-1 et suivants et D. 342-1 et suivants du code de l'énergie

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

En matière de raccordement des installations de production et d'autoconsommation, le modèle de cahier des charges reprend pour l'essentiel le cadre réglementaire applicable.

En matière de planification de l'insertion des EnR, le S3REnR et les documents de planification locaux (PCAET notamment) devront notamment être pris en compte pour construire les « schémas directeurs » du nouveau modèle de contrat (article 11).

L'objet d'un partenariat local consisterait notamment à :

- **Co-définir un taux d'électricité renouvelable sur le réseau de distribution en fonction des potentiels identifiés et des disponibilités du réseau**
- **Mettre en place le nouveau modèle de l'autoconsommation collective sur une partie du réseau**
- **Expertiser les raccordements proposés aux producteurs dans le cadre d'un groupe de travail et tester les raccordements « intelligents »**
- **Identifier les sorties de file d'attente des producteurs et les motifs associés**
- **Etc.**

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

→ *Variante 1- L'AODE a réalisé un plan climat :*

Le plan climat-air-énergie territorial de <LA COLLECTIVITÉ> fixe une puissance installée de XX MW d'électricité renouvelable dont XX MW de photovoltaïque, XX MW d'éolien, etc. Cela se traduit par **un taux d'énergie renouvelable électrique raccordé au réseau de XX % à l'horizon 20XX.**

Un dialogue itératif avec le GRD permettrait d'ajuster ce taux en fonction des capacités réelles du réseau.

En ce sens, <LA COLLECTIVITÉ> a le projet :

- D'assurer un suivi du développement des moyens de production EnR sur son territoire
- De recenser les gisements de production EnR potentiels et de favoriser par tous les moyens la réalisation d'installations
- De mettre en œuvre de nouveaux modèles, tels que l'autoconsommation collective

→ *Variante 2- Tous ou partie des membres de l'AODE ont réalisés des plans climats :*

Plusieurs membres de la <LA COLLECTIVITÉ> ont défini des objectifs précis en matière de développement des énergies renouvelables électriques sur leurs territoires respectifs, parties intégrantes de la concession. Ces objectifs sont les suivants :

- <COLLECTIVITÉ 1 ET OBJECTIFS DÉFINIS>
- <COLLECTIVITÉ 2 ET OBJECTIFS DÉFINIS>
- Etc.

Dans le but de contribuer à l'atteinte de ces objectifs et en tant que garante de la bonne exécution du service public de la distribution d'électricité, <LA COLLECTIVITÉ> a le projet :

- De favoriser par tous les moyens la réalisation d'installations sur le territoire concédé
- De veiller à la bonne intégration au réseau de ces installations de production
- D'expérimenter de nouveaux modèles, tels que l'autoconsommation collective

Dans le cadre de la présente convention, <LE CONCESSIONNAIRE> s'engage à accompagner gratuitement <LA COLLECTIVITÉ> et ses collectivités membres sur les aspects présentés dans le présent article (participation aux réunions, anticipation de l'évolution du réseau, etc.).

La contribution <DU CONCESSIONNAIRE> portera notamment sur la prise en compte des objectifs cibles de taux d'électricité renouvelable locale sur le territoire, au titre, en particulier, de sa mission visant à favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau.

B/ IDENTIFIER LES ZONES DU RÉSEAU PLUS OU MOINS PROPICES AU RACCORDEMENT D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION EN INJECTION À PARTIR DU POTENTIEL DU TERRITOIRE

<LE CONCESSIONNAIRE> s'engage à aider gratuitement les collectivités concernées à identifier les zones du réseau plus ou moins propices au raccordement d'installations de production d'électricité renouvelable, et à en préciser les délais et les coûts estimés. Cette démarche a pour objectif de mieux anticiper l'évolution des réseaux et de limiter les coûts de leur adaptation, en prenant en compte notamment l'autoconsommation. Ces analyses se basent notamment sur les données techniques issues du réseau (capacité des lignes, taux de charge des transformateurs, etc.).

Un code couleur pourra par exemple être appliqué afin d'identifier rapidement ces zones et conseiller rapidement les acteurs du territoire en conséquence :

- **Vert (XX kW restant sur ce départ) :** le raccordement ne présente *a priori* pas de contrainte particulière ni de besoin de renforcement
- **Orange (XX kW restant sur ce départ) :** le raccordement est réalisable, *a priori* avec des contraintes susceptibles d'engager des dépenses complémentaires (création de ligne, mutation du transformateur HTA/BT, etc.)
- **Rouge (XX kW restant sur ce départ) :** le raccordement de l'installation au réseau présente un fort niveau de contrainte pouvant impacter sensiblement le coût du projet (ex. nécessité de création d'un poste HTA/BT)

Ces informations seront mises à jour tous les XX jours afin d'éviter autant que possible de transmettre une information obsolète. Ce type d'information sera uniquement mis à disposition des collectivités/Espaces info énergie/agences locales de l'énergie afin d'éviter tout démarchage abusif auprès des usagers du territoire.

Les zones où le raccordement au réseau est identifié comme contraignant pourront être encouragées à s'orienter vers un usage en autoconsommation de leur production.

C/ METTRE EN ŒUVRE L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

L'article L. 315-2 du code de l'énergie définit en quoi consiste une opération d'autoconsommation collective. Dans le respect des dispositions des articles L. 315-1 et suivants du code de l'énergie et du décret n° 2017-676 du 28 avril 2017⁹, **<LA COLLECTIVITÉ> souhaite mettre en place une opération d'autoconsommation collective à <LIEU>**. **<LE CONCESSIONNAIRE> s'engage à accompagner la collectivité pour la mise en œuvre de l'opération via la transmission de données énergétiques et techniques sur les réseaux de distribution¹⁰.**

Le projet envisagé consistera à <EXPLICATION SUCCINCTE DU PROJET ET DES ACTEURS POTENTIELLEMENT CONCERNÉS PAR SA MISE EN PLACE>.

L'autoconsommation collective pourra notamment être encouragée par **<LE CONCESSIONNAIRE>** et **<LA COLLECTIVITÉ>** :

- Afin de renforcer la qualité d'alimentation électrique de certaines zones du réseau ;
- Afin de pallier des contraintes existantes sur le réseau en aval des postes publics de distribution ;
- Afin d'associer à un projet EnR des acteurs qui ne peuvent valoriser une ressource renouvelable (exemple : toits mal exposés pour le photovoltaïque, masques, etc.). Un

⁹ Relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie

¹⁰ PLUS D'INFORMATIONS : <https://www.enedis.fr/autoconsommation-collective>

recoupement avec les éventuels cadastres des collectivités pourra être réalisé en ce sens.

D/ ANALYSER LE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE MANIÈRE PARTAGÉE, POUR MIEUX COMPRENDRE LE RÉSEAU ET SES ENJEUX

Dans le cadre du comité mentionné à l'article 1 et sur initiative de <LA COLLECTIVITÉ>, **un groupe de travail visant à analyser les conditions techniques** (le tracé proposé et les longueurs annoncées, les besoins en infrastructure suggérés, les délais de réalisation, les éventuelles solutions de raccordement alternatives dans la limite de l'évolution de la réglementation) **et financières** (devis et coûts associés) **des raccordements proposés par le gestionnaire de réseau aux producteurs d'électricité renouvelable sera mis en place.** Les producteurs concernés ou tout autre acteur pertinent pourront y être associés.

Ces réunions visent notamment à **mieux comprendre les propositions réalisées par le gestionnaire de réseau et anticiper toute contrainte.**

Ces réunions pourront également être l'occasion de **proposer des offres de raccordements « intelligentes »**¹¹ aux producteurs.

E/ IDENTIFIER LES SORTIES DE FILE D'ATTENTE DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU ET LES RAISONS DE CES SORTIES

Dans le cadre du groupe de travail mentionné au D/, <LA COLLECTIVITÉ> et <LE CONCESSIONNAIRE> pourront échanger sur les **cas de sortie de file d'attente de raccordement et les raisons de ces sorties.**

→ EXEMPLE D'OBJECTIFS INDICATIFS DÉFINIS ENTRE LES PARTIES

Objectif n°1 : Inscrire les objectifs indicatifs de la collectivité AODE et/ou des collectivités présentes sur le territoire en matière de développement de l'électricité renouvelable sur le réseau concédé

Objectif n°2 : Expérimenter l'autoconsommation collective sur XX départs du réseau concédé

Objectif n°3 : Analyser *a minima* XX raccordements d'installations de production d'électricité renouvelable sur la durée de la convention, dans le cadre du groupe de travail mentionné au présent article

Objectif n°4 : Diminuer de XX% le temps moyen de raccordement des producteurs au réseau d'ici la fin de la convention.

→ FINANCEMENTS POTENTIELS

Redevance de concession si l'action est éligible

Appel à projet réseau intelligent/smartgrid pour l'autoconsommation collective

Fonds de partenariat AODE/GRD notamment pour les études mentionnées au B/

¹¹ https://www.enedis.fr/sites/default/files/field/documents/DP_ORI.PDF

ARTICLE 8 : Prévoir et optimiser le déploiement de la mobilité électrique sur le territoire

MOTIFS

Le secteur des transports est le premier émetteur de gaz à effet de serre avec 28 % des émissions totales en 2013. Il représente 32,6 % de la consommation énergétique française en 2014. En réponse, la loi TECV (titre III) prévoit notamment l'installation de sept millions de points de charge de véhicules électriques d'ici 2030.

Les collectivités ne possèdent pas toujours les informations nécessaires et suffisantes pour évaluer les zones les plus pertinentes d'insertion des bornes de recharge pour véhicules électriques. De manière concertée avec le GRD, ces propositions visent à élaborer une stratégie de montée en puissance des bornes électriques tout en intégrant une vraie évaluation technico-économique des conséquences de cette montée en puissance sur l'évolution du réseau. Elles visent à conférer un rôle clé aux collectivités dans le déploiement efficace de la mobilité électrique (pour le réseau, pour les usagers, et pour l'aménagement de l'espace public). Le but est donc pour les deux parties de **construire un partenariat gagnant-gagnant : moins d'impact sur les ouvrages du réseau, et des bornes de recharge implantées de manière pertinente vis-à-vis de leur utilisation.**

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- Conformément à **l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales (CGCT)**, certaines collectivités locales (communes, EPCI, AODE, etc.) peuvent créer, entretenir, voire exploiter des bornes de recharge ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation de telles infrastructures, en cas de carence de l'initiative privée.
- **Décret n° 2016-968 du 13 juillet 2016** relatif aux installations dédiées à la recharge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables et aux infrastructures permettant le stationnement des vélos lors de la construction de bâtiments neufs

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

Le schéma directeur à co-construire (article 11) entre les parties doit tenir compte des orientations des collectivités en matière de déploiement des infrastructures de recharge.

Le contrat de concession (article 19) prévoit que le concessionnaire « apporte une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité ». Il stipule également que des études peuvent être réalisées par le gestionnaire de réseau pour le compte des collectivités compétentes pour « optimiser l'implantation et le développement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau (...) ».

D'une part, il s'agit ci-dessous par convention de préciser les objectifs locaux en matière de bornes de recharges (notamment pour spécifier les dispositions du schéma directeur du réseau électrique prévu dans le contrat de concession). D'autre part, il s'agit de définir de manière précise en quoi consiste l'optimisation d'implantation des bornes par le concessionnaire.

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

<LA COLLECTIVITÉ> souhaite répondre aux nouveaux enjeux de déplacement sur son territoire, en contribuant à diminuer les rejets de gaz à effet de serre ainsi que les nuisances sonores. XX infrastructures publiques de recharge pour véhicules électriques seront déployées sur le territoire concédé à l'horizon 20XX, à raison d'environ XX bornes/an.

Dans ce cadre, **<LE CONCESSIONNAIRE> apporte son expertise le plus en amont possible pour accompagner <LA COLLECTIVITÉ> dans le déploiement des infrastructures de recharge sur sa zone de desserte exclusive, et de manière cohérente avec la vision politique et sociale de l'organisation des transports.**

Si cela n'a pas été réalisé dans le cadre du schéma directeur prévu dans le contrat de concession, <LA COLLECTIVITÉ> (ou tout autre collectivité possédant cette compétence) pourra soumettre au gestionnaire de réseau ses projets de déploiement d'infrastructures publiques de recharge pour véhicules électriques.

Par ailleurs, **toute demande de borne de recharge rapide (> 22 kW) sur le territoire concédé sera soumise à l'avis de l'autorité concédante**, en raison de l'impact direct sur le réseau de distribution publique de ce type de borne.

B/ OPTIMISER L'IMPLANTATION DES BORNES DE RECHARGE PUBLIQUES SUR LE RÉSEAU

L'article 19 du contrat de concession prévoit la possibilité pour la collectivité AODE de faire réaliser par <LE CONCESSIONNAIRE> « des études permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution ».

Sur demande de la collectivité maître d'ouvrage et à partir des éléments que cette dernière lui transmettra (emplacements ou zones de borne de recharge envisagés notamment), **<LE CONCESSIONNAIRE> contribuera gratuitement à l'évaluation technico-économique de ce déploiement au regard des contraintes du réseau de distribution** (renforcement sous-jacent, lien entre appel de puissance à la pointe et mobilité électrique selon plusieurs scénarii, etc.). L'objectif consiste à **identifier les zones du réseau propices à l'installation de bornes de recharge en optimisant les impacts sur le réseau électrique, notamment le foisonnement des appels de puissance.**

Exemple : « **<LE CONCESSIONNAIRE> identifiera gratuitement des lieux d'implantation possibles de chaque station demandée par la collectivité au regard des capacités d'accueil du réseau public de distribution (RPD) et de la puissance demandée.** X coordonnées possibles d'implantation seront transmises par le concessionnaire pour chaque borne, selon une mise à disposition cartographique assortie par exemple d'un code couleur :

- **Vert (XX kW restant sur ce départ) :** le raccordement ne présente *a priori* pas de contrainte particulière ni de besoin de renforcement
- **Orange (XX kW restant sur ce départ) :** le raccordement est réalisable, *a priori* avec des contraintes susceptibles d'engager des dépenses complémentaires (création de ligne, mutation du transformateur HTA/BT, etc.)
- **Rouge (XX kW restant sur ce départ) :** le raccordement de l'infrastructure au réseau présente un fort niveau de contrainte pouvant impacter sensiblement le coût du projet (ex. nécessité de création d'un poste HTA/BT)

A l'initiative de l'autorité concédante, les échanges relatifs à cette section seront traités dans le cadre du comité mentionné à l'article 1 du présent chapitre.

La même démarche pourra être conduite concernant l'implantation et l'utilisation de transports en commun publics utilisant l'énergie électrique sur le territoire, ou les véhicules électriques en auto-partage dans les zones urbaines denses.

C/ PREVOIR LE PILOTAGE DES INSTALLATIONS DE RECHARGE PUBLIQUES ET PRIVÉES EN AMONT DES PROJETS

Au-delà de l'implantation optimale des bornes de recharge vis-à-vis du réseau, <LE CONCESSIONNAIRE> et <LA COLLECTIVITÉ> s'accordent sur la nécessité d'encourager un bon usage des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, par exemple en matière de foisonnement avec les autres usages de l'électricité.

<LE CONCESSIONNAIRE> s'engage à tenir <LA COLLECTIVITÉ> informée de tout projet de borne de recharge privée de plus de XX kW sur le territoire concédé. En fonction des éventuels degrés de contrainte estimés au raccordement, une réflexion pourra être initiée quant aux possibilités de pilotage de ces installations avec les porteurs de projets.

→ EXEMPLE D'OBJECTIFS INDICATIFS DÉFINIS ENTRE LES PARTIES

Objectif n°1 : Se réunir au moins X fois sur la durée de la présente convention pour identifier les zones du réseau les plus aptes au déploiement de bornes de recharges

Objectif n°2 : Répondre aux demandes de la collectivité en moins de X semaines pour 80% des demandes d'implantation

Objectif n°3 : Réaliser au moins XX études gratuites d'implantation optimisée de bornes de recharges sur le domaine public, sur la durée de la présente convention

Objectif n°4 : Réaliser au moins XX études gratuites d'implantation optimisée de bornes de recharges dans l'enceinte des bâtiments et terrains des collectivités, sur la durée de la présente convention

Objectif n°5 : Limiter le coût de renforcement à XXX €/borne publique en moyenne sur le territoire

→ FINANCEMENTS ENVISAGEABLES

Redevances de concession lorsque l'action est éligible

Appel à projet réseaux intelligents

Fonds de partenariat AODE/GRD

ARTICLE 9 : Améliorer la coordination des réseaux d'énergies : électricité, gaz naturel, chaleur

MOTIFS

La réussite de la transition énergétique passe par une bonne coordination des réseaux d'énergie. Dans la perspective de réalisation d'une **transition énergétique économiquement optimisée**, mais aussi adaptée aux enjeux locaux de chaque territoire, une nécessaire réflexion autour de cette coordination doit voir le jour. Elle permettra d'articuler le développement du territoire et des réseaux de distribution d'énergie en tenant compte des possibilités de **mutualisation des actions** (travaux en souterrain) et d'optimisation des coûts (**éviter des renforcements / extension des deux réseaux sur une même zone**).

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- **Article L. 2224-37-1 du CGCT**
 - Une commission consultative est réunie pour mettre en cohérence les politiques d'investissement (électricité, gaz et réseaux de chaleur) des syndicats d'énergie et des EPCI à FP inclus dans le périmètre du syndicat.
- **Article L. 229-26 du code de l'énergie**
 - Le programme d'actions du PCAET permet « de développer de manière coordonnée des réseaux de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur. »
- **Article L. 123-1-3 du code de l'urbanisme**
 - Le programme d'aménagement et de développement durables (PADD) du plan local d'urbanisme (PLU) « arrête les orientations générales concernant les réseaux d'énergie ».

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

Le cahier des charges prévoit (article 17) que le gestionnaire de réseau puisse être « associé à l'élaboration des documents d'urbanisme » et que « les modalités de cette association peut faire l'objet d'une convention locale ».

Par ailleurs, les collectivités peuvent convier le concessionnaire « à la concertation qu'elles organisent avec les différentes parties prenantes et les exploitants des réseaux publics d'énergie ».

Les propositions ci-dessous visent à décliner ces éléments et définir les modalités des concertations à prévoir, notamment pour la construction d'un schéma directeur des énergies.

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

<LA COLLECTIVITÉ> et <LE CONCESSIONNAIRE> conviennent du rôle prééminent joué par les collectivités en matière de coordination entre les différents réseaux d'énergie du territoire (électricité, gaz, chaleur) et en matière de stratégie de gestion énergétique des opérations d'urbanisme.

A la date de signature de la présente convention, plusieurs réseaux d'énergie coexistent sur le territoire concédé au <CONCESSIONNAIRE>.

<LISTE DES RÉSEAUX PRÉSENTS SUR LE TERRITOIRE ET DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX>

Option 1 : La collectivité AODE exerce les compétences électricité, gaz, chaleur et urbanisme <LA COLLECTIVITÉ> s'engage à tenir régulièrement informés les différents gestionnaires des orientations prises en matière de développement des réseaux (politique des réseaux de chaleur/froid, scénarios de couverture énergétique des quartiers, grands projets énergivores, etc.). <LE CONCESSIONNAIRE> sera associé, à la demande de la collectivité, en amont des grands projets structurants d'aménagement de la <LA COLLECTIVITÉ> (hypothèse de croissance, Plan local d'Urbanisme, projets urbains et éco-quartiers, etc.).
Les conseils régionaux et départementaux pourront être associés à ces échanges.

Option 2 : D'autres collectivités du territoire exercent toutes ou partie des compétences gaz, chaleur et urbanisme

Les autres autorités organisatrices de la distribution d'énergie (gaz, chaleur) présentes sur le territoire de la concession d'électricité, les collectivités à compétence d'urbanisme, les concessionnaires/exploitants de ces réseaux, et tout autre acteur local concerné, pourront être associés aux modalités d'échanges ci-dessous.
Les conseils régionaux et départementaux pourront être associés à ces échanges.

B/ PARTICIPER À UNE PLATEFORME DE COORDINATION DES RÉSEAUX D'ÉNERGIE

<LA COLLECTIVITÉ>/<LES COLLECTIVITÉS AODE> pilote(nt) une **plateforme de coordination des réseaux d'énergie**, en lien avec les collectivités et établissements publics compétents en matière de distribution et/ou d'urbanisme et les différents gestionnaires de réseaux présents sur le périmètre de la concession (section A/).

Cette plateforme d'échanges vise notamment à :

- **Mutualiser et partager les informations** relatives à chaque réseau d'énergie présent sur le territoire (bases de données, cartographies, quantité d'énergie livrée par quartier, contraintes rencontrées, etc.). Les collectivités AODE sont les garantes de la non-diffusion de ces informations ;
- **Construire un plan pluriannuel d'investissements croisés**, basé sur les enjeux et opportunités identifiés par les concertations, sur les schémas directeurs de chaque réseau pris séparément, et sur les documents de planification (PCAET, PLU, etc.) déjà en vigueur sur le territoire ;
- **Anticiper et piloter l'évolution des réseaux d'énergies** sur le long terme, mais également concernant la coordination d'opérations ponctuelles de terrain ;
- **Apporter un avis en amont des décisions des AODE/CCU du territoire**, notamment <LA COLLECTIVITÉ>, quant au développement des réseaux d'énergies sur le territoire ;
- **Identifier les potentielles interactions à moyen et long termes** qui pourraient faire l'objet d'expérimentations (power-to-heat, power-to-gas, etc.) ;
- **Orienter objectivement le territoire vers un développement approprié et optimisé des vecteurs énergétiques de réseaux**, dans un souci d'efficacité de la transition énergétique et des dépenses publiques sous-jacentes.

Cette plateforme de coordination se réunit au moins une fois par an.

C/ CONTRIBUER À LA RÉALISATION D'UN SCHÉMA DIRECTEUR DES RÉSEAUX D'ÉNERGIE / D'UN OBSERVATOIRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

(Si la collectivité souhaite mettre en place un schéma directeur des énergies sur son territoire)

<LA COLLECTIVITÉ>, en tant qu'autorité organisatrice de la distribution d'énergie sur son territoire, a le souhait de co-construire avec les acteurs locaux, principalement les gestionnaires de réseaux, l'évolution coordonnée de ses réseaux d'énergies en lien avec les politiques d'aménagement et de développement du territoire et les objectifs de transition énergétique. Elle souhaite pour cela **élaborer un schéma directeur des énergies**.

L'objectif consiste, à partir de l'état des lieux de l'existant, du projet de territoire et ses déclinaisons (SRCAE, PCAET, PLU, etc.), à anticiper et programmer les évolutions des réseaux et d'assurer l'adéquation entre les besoins et l'offre, dans un cadre de transition énergétique, en prenant en compte :

- les évolutions des consommations d'énergies
- le développement des énergies renouvelables et de récupération selon les gisements accessibles du territoire
- les objectifs et actions de PCAET
- la pérennisation technico-économique des réseaux d'énergies
- la maîtrise des coûts pour l'utilisateur final
- les objectifs de diminution des gaz à effet de serre

<LE CONCESSIONNAIRE>, au titre de ses missions de gestionnaire de réseau¹², s'engage à transmettre à <LA COLLECTIVITÉ> les éléments techniques du réseau nécessaires à la bonne réalisation du schéma directeur des énergies : données de consommation et de production, aux données techniques relatives aux ouvrages du réseau, ainsi qu'aux données relatives aux niveaux de capacité et de saturation des réseaux électriques. L'ensemble de ces données est mentionné à l'article 2 de la présente convention.

→ EXEMPLE D'OBJECTIFS INDICATIFS DÉFINIS ENTRE LES PARTIES

Objectif n°1 : Mettre à disposition de la collectivité un interlocuteur technique pour participer à la plateforme de coordination des réseaux d'énergie sur le territoire, ainsi qu'à la participation au schéma directeur de l'énergie

→ FINANCEMENTS ENVISAGEABLES

Redevances de concession

Fonds de partenariat AOD/GRD

¹² Notamment :

-Définir et mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux

-Mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau

-Etc.

ARTICLE 10 : Accompagner et informer les usagers du réseau électrique

MOTIFS

L'électricité compte pour 56% de l'énergie totale consommée par les ménages résidant dans des logements achevés en 2006 ou après¹³. En moyenne, pour l'ensemble des résidences principales, l'électricité représente un budget annuel de 811 euros¹⁴. Entre 1973 et 2014, la quantité d'électricité consommée par les secteurs résidentiel-tertiaire a été multipliée par 5, tandis qu'elle a été multipliée par « seulement » 1,5 pour l'industrie (hors sidérurgie) et par 2 pour les transports urbains et ferroviaires¹⁵.

En cela, l'accompagnement et la bonne information des consommateurs finals quant à leur manière de consommer de l'électricité/énergie est primordiale pour répondre aux enjeux suivants :

- **Changer les comportements individuels pour diminuer les consommations, tout du moins en prendre conscience ;**
- **Diminuer la facture électrique des ménages par une meilleure appropriation de leurs consommations ;**
- **Favoriser l'acceptation et la compréhension des intérêts des compteurs communicants.**

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- Articles L. 341-4 du code de l'énergie :
« (...) les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité mettent à la disposition des consommateurs leurs données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de leur consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales. »

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

Sur le déploiement des compteurs communicants (article 20)

- *Le GRD « s'engage à participer à des réunions publiques organisées à l'initiative de l'autorité concédante ou des collectivités concernées, et plus généralement à contribuer à des actions d'information sur le contexte législatif et réglementaire et de sensibilisation aux nouvelles perspectives ouvertes par les fonctionnalités des compteurs communicants. »*
- *Reprise des mentions de l'article L. 314-4*

Il est proposé, par voie de convention locale, de définir très concrètement les interventions d'information et de sensibilisation à mettre en œuvre sur le territoire avec le concessionnaire.

¹³ Source : Consommation énergétique des ménages en 2012, n°645, juin 2015, SOeS

¹⁴ Source : SOeS, enquête Phébus 2013

¹⁵ Source : chiffres clés de l'énergie, édition 2015, Commissariat général au développement durable

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

Sur le territoire de <LA COLLECTIVITÉ>, XXXXX compteurs communicants seront déployés chez les usagers du réseau à l'horizon 20XX.

Dans le but de faciliter l'acceptation et le déploiement des nouvelles technologies présentes sur le réseau électrique, <LE CONCESSIONNAIRE> s'engage à participer aux réunions d'information/sensibilisation organisée par la collectivité AODE, conformément aux dispositions du contrat de concession.

Ces réunions auront notamment pour objet :

- D'informer les usagers sur le rôle prépondérant des compteurs communicants dans la transition énergétique, et détricoter les idées reçues à leur sujet ;
- De sensibiliser les usagers du réseau, et plus généralement les acteurs du territoire, sur les problématiques et la complexité de gestion des réseaux électriques, ainsi que sur les actions individuelles de maîtrise de l'énergie à mettre en place.
- D'expliquer le jeu d'acteur de la distribution : fonctionnement de la distribution d'électricité, intérêt de la bonne gestion des réseaux électriques, etc. ;

<LE CONCESSIONNAIRE> et <LA COLLECTIVITÉ> pourront notamment organiser des opérations de sensibilisation sur des quartiers qu'ils ont jugés prioritaires (forte pointe électrique, forte consommation, précarité énergétique, etc.). Les échanges visant à définir ces zones prioritaires de communication pourront se tenir dans le cadre du comité mentionné à l'article 1. *Des exemples d'actions d'information/de sensibilisation convenues entre les parties sont exposées ci-dessous :*

<Idée n°1 : réunion d'information sur les compteurs communicants avec exemples précis d'application>

<Idée n°2 : campagne d'affichage/opération porte à porte sur les bons gestes à adopter, sur un quartier à forte pointe électrique >

<Idée n°3 : réunion d'information en amont d'un projet innovant sur le réseau >

<Idée n°4 : réunion d'information sur le fonctionnement du système électrique en vue de maîtriser la pointe électrique d'un quartier thermosensible >

<Idée n°5 : campagne d'intervention dans les lieux de formations/écoles>

<Idée n°6> Intégrer au SIG de la collectivité les informations prévisionnelles sur le réseau : chantier, coupures, incidents, etc.

→ EXEMPLE D'OBJECTIFS INDICATIFS DÉFINIS ENTRE LES PARTIES

Objectif n°1 : <LE CONCESSIONNAIRE> participera/animera au moins à X réunions d'information/de sensibilisation sur la durée de la présente convention.

Objectif n°2 : Sensibiliser au moins XXXX usagers du réseau à travers les manifestations/réunions/campagnes d'informations menées

Objectif n°3 : Mettre en place des outils parlants et incitatifs pour les usagers (comparaison avec les usagers comparables de son département/de sa ville, incitation sous forme « ludique » à diminuer les pointes via plateforme internet, etc.)

→ FINANCEMENTS ENVISAGEABLES

Redevances de concession

Fonds de partenariat AOD/GRD

ARTICLE 11 : Lutter contre la précarité énergétique

MOTIFS

La précarité énergétique peut être définie comme la difficulté, voire l'incapacité à pouvoir chauffer correctement son logement, et ceci à un coût acceptable (source : RAPPEL). D'après l'ADEME, les 20% de ménages les plus pauvres consacrent une part de budget 2,5 fois plus élevée que les 20% les plus riches.

Il s'agit ici de répondre à l'une des difficultés des politiques de lutte contre la précarité énergétique : **l'identification des ménages concernés**. La transmission **d'informations nominatives sur les clients concernés par les réductions de puissance et les coupures est de nature à faciliter grandement le travail des collectivités** à ce sujet. En effet, la connaissance précise des situations de précarité énergétique à l'échelle du logement est indispensable pour coordonner une politique locale de lutte contre la précarité énergétique. **La confidentialité des données sera assurée par la collectivité locale.**

Enfin, cet article vise à rendre possible et à **encourager la participation du gestionnaire de réseau aux actions de maîtrise de l'énergie chez les abonnés précaires électro-sensibles** au regard des missions de service public et d'intérêt général du gestionnaire de réseau, mais aussi des contraintes de gestion des précaires énergétiques (impayés, relances, réduction de puissance, déraccordement...).

CADRE RÉGLEMENTAIRE

- Article 3 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte – baisse de 15% de la précarité énergétique d'ici 2020
- 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
- Décret n°2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement
- Articles L.124-1 et suivants du code de l'énergie, relatifs à la protection des consommateurs en situation de précarité énergétique

Quelle complémentarité avec le modèle de cahier des charges de concession ?

Il est notamment prévu que le concessionnaire apporte son concours à l'AODE (art. 22) « pour mieux connaître les zones de précarité énergétique sur le territoire de la concession, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées. » Par ailleurs, des « informations statistiques générales sur la coupure et le maintien d'énergie » peuvent être mises à disposition « une fois par an ».

A/ EXPOSÉ GÉNÉRAL

Avec XX millions de clients sur le territoire concédé, <LE CONCESSIONNAIRE> occupe une position privilégiée pour mobiliser les citoyens à prendre conscience de leur consommation et les aider à mieux consommer. La maîtrise de la facture d'électricité est notamment un fort enjeu pour les ménages en situation de précarité énergétique.

<LA COLLECTIVITÉ> / <LES COLLECTIVITÉS DU TERRITOIRE CONCÉDÉ> / <LE CONSEIL DÉPARTEMENTAL> souhaitent identifier les ménages en situation de précarité énergétique et mettre en œuvre des actions pour les aider à en sortir.

A partir des informations dont il dispose, <LE CONCESSIONNAIRE> s'engage à accompagner les collectivités concernées et le conseil départemental en ce sens.

B/ MISE À DISPOSITION D'INFORMATIONS DÉTAILLÉES SUR LES INTERVENTIONS TECHNIQUES DU CONCESSIONNAIRE

<LE CONCESSIONNAIRE> met à la disposition des collectivités concernées / des CCAS de la concession, mensuellement, des **informations détaillées sur les clients ayant fait l'objet de baisses de puissances, de coupures et de remises en service de l'alimentation** (date de l'intervention, montant des impayés, coordonnées postales et téléphoniques du client), dans un format informatique exploitable. Les informations ainsi recueillies par les collectivités et établissements publics seront gérées et stockées conformément à la réglementation en vigueur.

Par ailleurs, à **chaque intervention technique chez les clients** (coupure, baisse de puissance, etc.), <LE CONCESSIONNAIRE> **s'engage à informer ces derniers des possibilités d'accompagnement existantes sur le territoire concédé** (association XXXX, CCAS, etc.).

C/ ADHÉRER AUX STRUCTURES DU TERRITOIRE LUTTANT CONTRE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE, EN TANT QU'ENTREPRISE PARTENAIRE

<LE CONCESSIONNAIRE> **s'engage à adhérer aux associations XXXXX, XXXXX et XXXX**, qui accompagne les ménages en situation de précarité énergétique en leur proposant des solutions préventives et curatives. En tant qu'entreprise partenaire, <LE CONCESSIONNAIRE> participera financièrement au fonctionnement de ces structures à hauteur de XXXXX €/an.

D/ PARTICIPER AUX ACTIONS DE RÉSORPTION LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE SUR LE TERRITOIRE

<LE CONCESSIONNAIRE> participe financièrement, pour les ménages en situation de précarité énergétique :

- à la **publication de document de sensibilisation** éditée par <LA COLLECTIVITÉ> / les collectivités ou établissements publics présents sur tout ou partie du territoire concédé. Le contenu de ces documents est vu au préalable avec le concessionnaire qui y appose son logo ;
- à la **fourniture d'ampoules basse consommation (et LED)** coordonnée par <LA COLLECTIVITÉ> / les collectivités ou établissements publics présents sur tout ou partie du territoire concédé ;
- aux **diagnostics thermiques** réalisés chez ces ménages ;
- aux **travaux de rénovation des logements** occupés par des ménages en situation de précarité énergétique.

Cette participation financière est fixée à XXXXX € / an.

→ EXEMPLE D'OBJECTIFS INDICATIFS DÉFINIS ENTRE LES PARTIES

Objectif n°1 : réduire le nombre de ménages précaires de XX% par an.

→ FINANCEMENT DES OPÉRATIONS

Fonds de partenariat AOD/GRD

ARTICLE 12 : Financement des actions de transition énergétique sur la concession

Il est essentiel de souligner que la mise en œuvre des actions présentées dans la présente convention se déclinent principalement sous 4 formes :

1. **La concertation et l'échange d'expertise entre les parties**
2. **La transmission de données énergétiques et techniques par le gestionnaire de réseau à la collectivité**
3. **Le financement d'études en lien avec le réseau électrique**
4. **Le financement d'investissements en lien avec le réseau électrique**

Ainsi, seules certaines actions présentées dans le cadre de cette convention appellent un financement direct de la part de l'une ou l'autre des parties.

Concrètement, plusieurs types de financement pourraient être envisagés et co-exister dans le cadre de la présente convention, selon les actions à mettre en oeuvre :

- Un **financement par le TURPE** :
 - Via une action rentrant dans les missions du gestionnaire de réseau de distribution
 - Via une éligibilité au versement de la redevance d'investissement R2
 - Via un éventuel fonds de partenariat « transition énergétique »
- Un **financement par la collectivité** :
 - Via l'utilisation de la redevance de fonctionnement R1
 - Via d'autres ressources de la collectivité (impôts, dotations de fonctionnement, etc.)
- **Éligibilité à d'autres financements** : ADEME, fonds régionaux, fonds européens, etc.

CRÉATION D'UN FONDS DE PARTENARIAT « TRANSITION ÉNERGÉTIQUE » ENTRE AODE ET GRD

Un fonds de partenariat « transition énergétique » est créé dans le cadre de la présente convention. Le plafond de cette contribution financière **annuelle** est fixé à XXXXX €. X% du chiffre d'affaire de la concession abondent annuellement le fonds de partenariat « transition énergétique » de la présente convention.

La possibilité de choisir localement ce montant rend incertaine la charge qui pèsera chaque année sur les GRD et donc sur le TURPE. Pour pallier cette incertitude, la CRE a créé un Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP). Le CRCP permet de « prémunir le GRD du risque lié aux écarts de postes de charges et de recettes bien identifiés ». Les redevances de concession font d'ailleurs désormais partie de ce compte.

LISTE DES ACTIONS ÉLIGIBLES AU FONDS « TRANSITION ÉNERGÉTIQUE »

→ Actions sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante (voire des communes membres, des EPCI présents sur le territoire concédé, ou d'un conseil départemental dont les communes sont situées sur le territoire de l'autorité concédante)

ARTICLE	Nature de l'action	Taux éligible (%)

→ Actions financées par le concessionnaire

ARTICLE	Nature de l'action	Taux éligible (%)

ARTICLE 13 : Autres dispositions

DURÉE DE LA CONVENTION

La présente convention est établie pour une durée de X ans à compter de sa signature.

CONVENTIONS PARTICULIÈRES SPÉCIFIQUES

La mise en œuvre de certaines actions de la présente convention locale de partenariat pourra donner lieu à d'autres conventions techniques particulières à lier au contenu présenté dans ce document.

CONTACTS À PRIVILÉGIER

Les contacts à privilégier pour chacune des thématiques abordées sont transmis à l'annexe 1.

ANNEXE 1 : Contacts référents

Référents sur l'article X :

- Pour <LA COLLECTIVITÉ> : *PRENOM NOM, POSTE*
- Pour <LE CONCESSIONNAIRE> : *PRENOM NOM, POSTE*

Référents sur l'article X :

- Pour <LA COLLECTIVITÉ> : *PRENOM NOM, POSTE*
- Pour <LE CONCESSIONNAIRE> : *PRENOM NOM, POSTE*

Référents sur l'article X :

- Pour <LA COLLECTIVITÉ> : *PRENOM NOM, POSTE*
- Pour <LE CONCESSIONNAIRE> : *PRENOM NOM, POSTE*

Etc.

ANNEXE 2 : Liste des données mentionnées à l'article 2

Catégorie A- DONNÉES ÉNERGÉTIQUES DE PRODUCTION ET DE CONSOMMATION ISSUES DES DISPOSITIFS DE COMPTAGE		Cartographie (OUI/NON)	Actualisation
Nature de la donnée			
Index consommation ou de production supplémentaires, transmise à une maille géographique plus fine (PDL, bâtiment, rue, quartier, etc.) ou une maille temporelle plus précise (transmission à J+1, etc.) Données à distinguer selon logements, communs et locaux commerciaux			A définir localement selon données
Courbes de charge (PDL, bâtiment, quartier, poste de distribution, poste source, etc.)			
Catégorie B- DONNÉES TECHNIQUES RELATIVES AUX OUVRAGES DU RÉSEAU ET À LEUR UTILISATION		Cartographie (OUI/NON)	Actualisation
Ouvrages concernés	Nature de la donnée		
Postes de transformation HTA/BT	<ul style="list-style-type: none"> - la commune ou l'arrondissement (N° INSEE et nom de la commune) - le nom du poste et son numéro d'identification - la localisation géographique du poste (coordonnées) - la puissance nominale du ou des transformateurs - la puissance utilisée en injection sur le ou les transformateurs à la pointe - la puissance disponible en injection sur le ou les transformateurs à la pointe, sans travaux sur celui-ci - la puissance utilisée en soutirage sur le ou les transformateurs à la pointe (taux de charge) - la puissance disponible en soutirage sur le ou les transformateurs à la pointe, sans travaux sur celui-ci - la puissance de production en file d'attente de raccordement sur le ou les transformateurs 		X fois par an
Départs HTA	<ul style="list-style-type: none"> - le nom du départ - le nom du poste source en schéma normal d'exploitation - la localisation du départ - l'intensité maximale admissible sur les lignes du départ - la pointe de puissance appelée corrigé 		X fois par an

	<ul style="list-style-type: none"> de la température (P*max) la pointe de puissance appelée à la température minimale de base (Ptmb) La courbe de charge du départ la puissance de production en file d'attente pour un raccordement sur le départ HTA 		
Départs BT	<ul style="list-style-type: none"> le nom du départ le nom du poste source en schéma normal d'exploitation la localisation du départ l'intensité maximale admissible sur les lignes du départ La courbe de charge du départ Puissance maximale admissible en soutirage et en injection 		
Catégorie C- DONNÉES TECHNIQUES RELATIVES AUX CONTRAINTES MESURÉES OU ESTIMÉES SUR LE RÉSEAU		Cartographie (OUI/NON)	Actualisation
	Nature de la donnée		
Coupures dont l'origine est située sur le réseau de distribution (HTA et BT)	<ul style="list-style-type: none"> Cause de la coupure Localisation de la coupure sur le réseau 		X fois par an
Départs et Clients mal alimentés (DMA et CMA), directement signalés au concessionnaire ou issus de modèles statistiques	<ul style="list-style-type: none"> Localisation des clients Nature et degré de la contrainte 		
Postes sources soumis à des refoulements d'électricité vers le réseau de transport	<ul style="list-style-type: none"> Le nom et la localisation des postes sources concernés la fréquence de ces refoulements (par mois ou par an) Puissance maximale atteinte à chaque refoulement la durée de chaque refoulement 		X fois par an
Fluctuations de tension sortant de l'intervalle de qualité , en schéma normal, estimées par un modèle statistique ou réelles lorsqu'elles sont effectivement mesurées	<ul style="list-style-type: none"> la localisation géographique de chacun des dépassements atteints (en hausse ou en baisse de tension) sur le réseau HTA la localisation géographique de chacun des dépassements atteints (en hausse ou en baisse de tension) sur le réseau BT la valeur relative de chacun des dépassements atteints (en hausse ou en baisse de tension) la fréquence de chacun des dépassements atteints (en hausse ou en baisse de tension) (en nombre de dépassement par an) 		X fois par an

Dépassements de puissance dans les transformateurs sortant de l'intervalle de qualité, en schéma normal, estimées par un modèle statistique ou réelles lorsqu'elles sont effectivement mesurées	<ul style="list-style-type: none"> - la localisation géographique de chacun des dépassements atteints sur les postes sources - la localisation géographique de chacun des dépassements atteints sur les transformateurs HTA/BT - la valeur relative de chacun des dépassements atteints - la fréquence de chacun des dépassements atteints (en nombre de dépassement par an) 		X fois par an
--	--	--	----------------------

ANNEXE 3 : Liste non exhaustive des actions MDE pouvant être mises en œuvre dans le cadre de l'article 3

Actions sur le réseau	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Adaptateur de tension ➤ Convertisseur triphasé-monophasé ➤ Equilibrage des phases 	
Actions chez l'utilisateur	
<p>Gestion de l'énergie</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Régulation / pilotage / décalage des consommations électriques (chauffage et eau chaude notamment) ➤ Programmation de l'électroménager ➤ Radiateurs à accumulation d'énergie ➤ Etc. <p>Electronique de puissance</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Démarrage électronique des moteurs ➤ Variateurs de vitesse ➤ Onduleur et batterie ➤ Etc. <p>Matériels performants</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Remplacement gros électroménager ➤ Lampe basse consommation ➤ Etc. 	<p>Solutions multi-énergie</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Chauffe eau solaire ➤ Appoint bois énergie ➤ Pompe à chaleur ➤ Etc. <p>Amélioration de l'enveloppe thermique</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Isolation thermique ➤ VMC ➤ Etc. <p>Production décentralisée</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Solaire photovoltaïque ➤ Cogénération ➤ Etc.

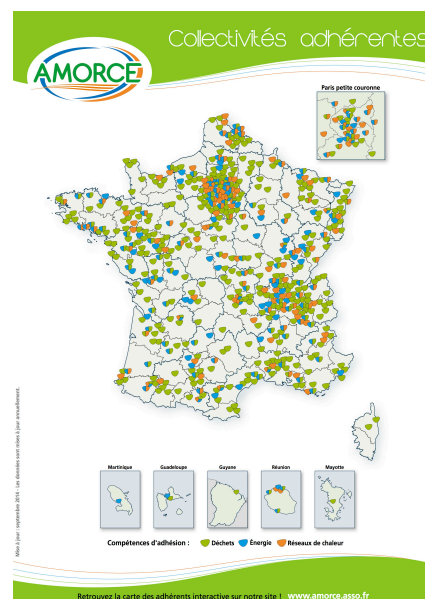
PRÉSENTATION D'AMORCE

Rassemblant plus de 900 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de politiques Énergie-Climat des territoires (maîtrise de l'énergie, lutte contre la précarité énergétique, production d'énergie décentralisée, distribution d'énergie, planification) et de gestion territoriale des déchets (planification, prévention, collecte, valorisation, traitement des déchets).

Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics (ministères, agences d'Etat) et du Parlement (Assemblée nationale et Sénat), AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition énergétique et dans l'économie circulaire.

Partenaire privilégiée des autres structures représentatives des collectivités, des entreprises, ou encore des organisations non gouvernementales, elle a également joué un rôle majeur dans la défense des intérêts des acteurs locaux lors de l'élaboration de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ou précédemment des lois relatives au Grenelle de l'environnement.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du fonds chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création des nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation de logements énergivores et réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc...).



REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des collectivités et professionnels ayant participé à notre travail.

MENTIONS LÉGALES

©AMORCE – Juillet 2018 Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

