



## **ANNEXE 2 A**

### **Première partie**

#### **Schéma directeur des investissements**

## Préambule

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages.

Ce dispositif se décline comme suit :

- un schéma directeur d'investissements (SDI) sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme (à 30 ans) des évolutions du réseau sur le territoire de la concession,
- des programmes pluriannuels d'investissements (PPI) correspondant à une déclinaison à moyen terme (à 4 ans) du schéma directeur des évolutions du réseau sur le territoire de la concession,
- un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, donnant une vision à court terme (1 an).

L'élaboration d'un schéma directeur et du premier programme pluriannuel résulte de six étapes successives :

- Le diagnostic technique détaillé : il a été partagé et validé entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution les 11 février, 1<sup>er</sup> avril, 29 avril et 20 mai 2019 :
  - o Un réseau HTA utilisant deux niveaux de tension : le palier 15-16,5 kV pour 21% des linéaires et le palier 20-21 kV pour 79% des linéaires
  - o Un réseau HTA à 50% aérien, 50% souterrain à fin 2018, avec un critère B incident HTA et une qualité de fourniture en amélioration depuis 5 ans, reflet des investissements réalisés notamment dans le cadre du Plan exceptionnel d'investissement et de Maintenance (PEIM). Cette proportion de réseau souterrain correspond à la moyenne nationale. Le taux d'incident HTA souterrain est similaire aux résultats nationaux.
  - o Malgré le constat d'une amélioration notoire ces dernières années, la durée moyenne de coupure par usager BT (critère B) demeure nettement supérieure à la moyenne nationale pour des zones de desserte équivalentes, traduisant la nécessité d'améliorer la résilience du réseau HTA face aux aléas climatiques
  - o Des investissements délibérés de 25,5 M€ en 2017 et 24,3 M€ en 2018 consacrés à la performance du réseau (travaux de renforcement, climatique, modernisation et moyens d'exploitation), en hausse par rapport aux 20,0 M€ de 2016 ; 25,2 M€ en 2015 et 17,9 M€ en 2014 engagés par Enedis sur le réseau de distribution publique d'électricité de la concession.
  - o Néanmoins, il reste des technologies de réseau HTA vulnérables telles que les 40,9 km de câbles aériens de faibles sections, les 141 km de câbles souterrains en papier imprégné (CPI) et les 17 km de câbles souterrains synthétiques de 1<sup>ère</sup> génération.
  - o Près de 582 km de réseau HTA aérien sont à risque avéré Plan Aléa Climatique (risques bois et neige)
  - o Le taux d'incident HTA aérien s'est amélioré depuis 2013, mais reste sensible aux aléas climatiques avec un taux d'incidents aux 100 km supérieur à la moyenne nationale.

- Le réseau BT est sécurisé à 90% (souterrain et torsadé), très légèrement inférieur à la moyenne nationale (91%). La proportion de fils nus diminue rapidement, surtout dans les communes rurales. Néanmoins, il reste 1235 km de réseau en aérien nu dont 314 km en faible section, ainsi que 142 km de réseau souterrain en câbles papier imprégné et à neutre périphérique.
- Le nombre d'Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT) est à optimiser pour 120 poches en contraintes identifiées par le concessionnaire.
- Un virage « smart » est à poursuivre avec le compteur linky, les OMT, les objets connectés.
- Les prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession; elles ont été partagées entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution dans le diagnostic le 29 avril et 20 mai 2019 ;
- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour des valeurs repères portant sur la qualité, la fiabilisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ; elles ont été partagées et validées entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution lors des réunions du 29 avril et du 20 mai 2019.
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les ambitions ; ils ont été partagés et validés entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution lors des réunions du 29 avril et du 20 mai 2019 ;
- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés : elles ont été validées lors des réunions du 11 février, du 29 avril et du 20 mai 2019 entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution ; Sont prioritaires les travaux de résorption des réseaux aérien HTA et des réseaux BT fils nus.
- la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier associé a été partagée lors des réunions du 14 juin 2019 entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution ;
- Les modalités de suivi de ce programme ; elles ont été partagées et validées lors de la réunion du 14 juin 2019.

## Article 1 – Diagnostic technique

Le diagnostic technique de la concession a été établi par les parties de façon concertée. Il est joint en annexe de ce document.

## Article 2 – Evolution des énergies renouvelables et des nouveaux clients

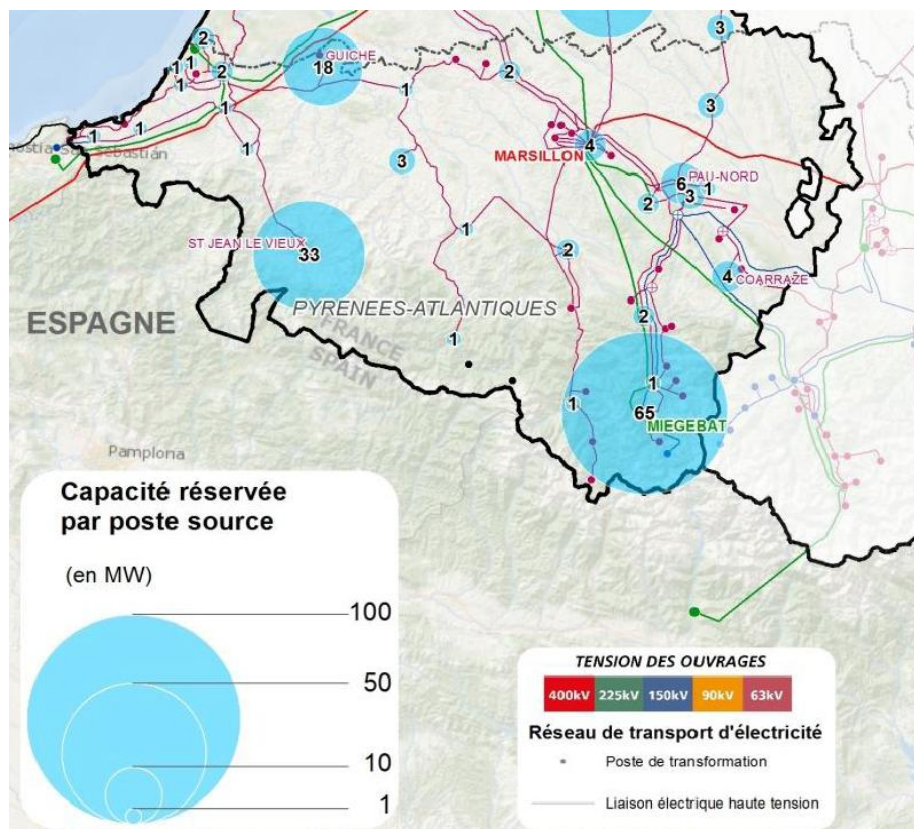
Le Schéma Régional du Climat de l'Air et de l'Energie (SRCAE) fixe les ambitions de la région administrative pour 2020, avec des orientations qui permettent d'atténuer les effets du changement climatique. Il comporte un volet EnR qui précise les volumes souhaités et les zones favorables d'implantation. Pour la région Aquitaine, il a fixé : 2705 MW qui se répartissent entre les différents moyens de production : photovoltaïque 1091 MW, éolien 600 MW, hydraulique 705 MW, autres énergies renouvelables 309 MW.

Le S3REnR est élaboré par RTE, en accord avec le gestionnaire de réseau de distribution et les Entreprises Locales de Distribution. Il est approuvé par le préfet de région. Le S3REnR de Nouvelle Aquitaine est en cours de révision, et devrait être finalisé en 2020. L'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution ont été consultés.

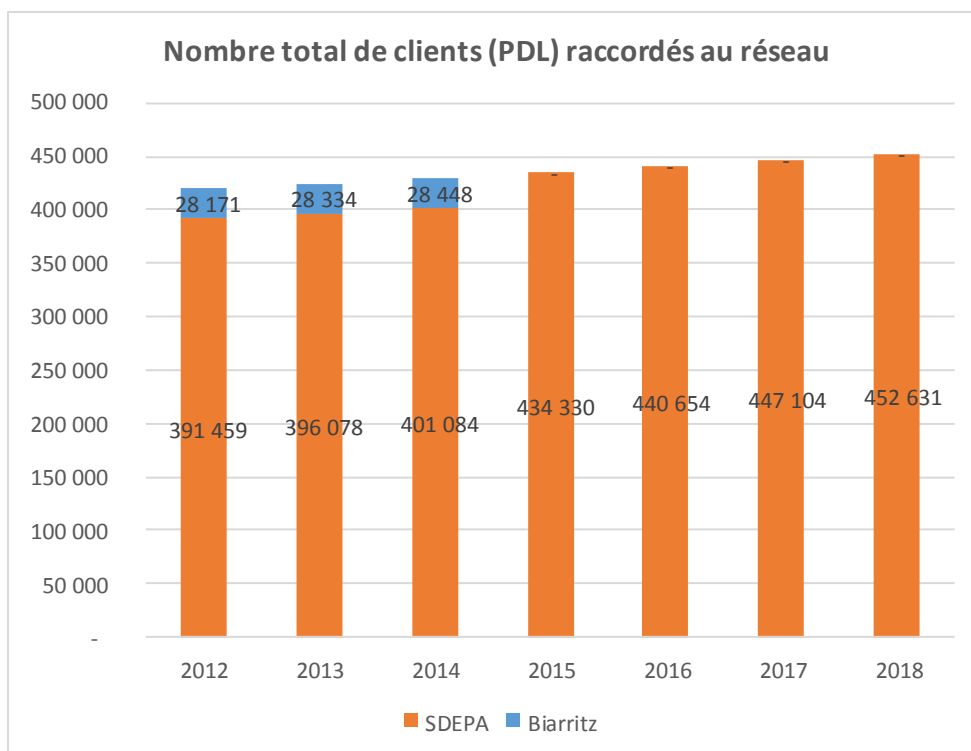
Le développement des capacités d'accueil pour les énergies renouvelables (S3REnR) définit les travaux nécessaires à l'atteinte des objectifs et les capacités réservées.

Chaque producteur dispose dans ce cadre des capacités réservées, paie la quote-part soumise à indexation au prorata de la puissance à raccorder, et paie ses ouvrages propres.

A fin 2018 dans le département des Pyrénées-Atlantiques, 7100 producteurs sont raccordés au réseau de distribution, pour une puissance totale de 187 MW. La file d'attente des raccordements représente 18 MW.



En ce qui concerne les clients de la concession, à fin 2018, le nombre de points de livraison s'élève à 452 156. Depuis 2012, il connaît une croissance de 1,25% par an.



Entre 2017 et 2018, le nombre de raccordements a évolué à la baisse pour les installations de consommations neuves, soit -9% pour les installations de puissance inférieure à 36 kVA, et -13% pour celles de puissance comprise entre 36 et 250 kVA. Cette baisse suit une forte hausse entre les années 2016 et 2017 (+19% en un an pour les installations de puissance inférieure à 36 kVA, et +56% pour celles de puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA) :

| Raccordements d'installations de consommations neuves | 2017  | 2018 |
|---|-------|------|
| En BT ≤ 36 VA   | 3 199 | 2912 |
| BT entre 36 et 250 kVA                                | 154   | 134  |
| En HTA  | 13    | 11   |

Les raccordements producteurs ont progressé entre 2017 et 2018 de 33% pour les raccordements d'installations de puissance inférieure à 36 kVA, et de 25% pour celles comprises entre 36 et 250 kVA.

| Raccordements d'installations de productions neuves | 2017 | 2018 |
|---|------|------|
| En BT ≤ 36 VA                                       | 307  | 408  |
| BT entre 36 et 250 kVA                              | 84   | 105  |
| En HTA  | 3    | 10   |

### Article 3 – Les ambitions portées par le schéma directeur

Les ambitions du Schéma Directeur des Investissements (SDI) pour la durée du contrat, retenues conjointement entre les parties, figurent ci-dessous. Pour chacune de ces ambitions, les leviers à mettre en œuvre et les valeurs repères sont identifiés.

Afin de garantir durablement la qualité de fourniture du réseau de distribution publique, et d'accompagner le développement du département des Pyrénées Atlantiques et des énergies renouvelables, en cohérence avec le diagnostic établi, l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution ont défini les ambitions suivantes :

- sécuriser le réseau de distribution pour améliorer durablement la qualité de l'électricité en termes de continuité d'alimentation et de tenue de tension,
- moderniser et renouveler le réseau de distribution pour améliorer durablement la qualité de l'électricité en termes de continuité d'alimentation et de tenue de tension,

- et accompagner le développement du territoire, et l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique.

La volonté conjointe de l'Autorité Concédante et du Gestionnaire de Réseau de Distribution est d'améliorer le niveau du critère B hors événement exceptionnel et hors RTE de manière décroissante durable le plus rapidement possible et au plus tard au terme du contrat, avec une valeur cible de 85 mn, en moyenne sur 4 années glissantes.

Le Gestionnaire de Réseau de distribution et l'Autorité Concédante s'engagent à maintenir le taux de clients « mal alimentés » en tenue de tension, à méthode de calcul constante, en-dessous du seuil réglementaire.

L'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution ont décidé d'un rythme plus rapide de résorption sur les leviers d'actions prioritaires suivants :

- Poursuivre la modernisation et la fiabilisation du réseau HTA et BT, notamment par des actions de renouvellement, de modernisation, d'automatisation et de rénovation programmée des ouvrages,
- Fiabiliser le réseau basse tension aérien en fils nus et en fils nus de faible section par des actions de renouvellement, et de renforcement.
- Prendre en compte davantage les aléas climatiques, en y associant tous les moyens requis pour le réseau HTA aérien de type PAC « Plan Aléas Climatiques », et au vu des prescriptions réglementaires (plans de prévention des risques d'inondation – PPRI – approuvés par les préfetures des départements traversés par le réseau concédé,...), la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au gestionnaire du réseau de distribution à titre préventif comme curatif

Des valeurs repères en termes de niveaux d'amélioration de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages sont définies d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Ces valeurs repères peuvent porter sur l'ensemble du territoire ou sur des zones du territoire. Elles orienteront les choix d'investissements.

## Article 4 – L'identification des leviers

Les leviers et valeurs repères constituent les moyens de réaliser les ambitions. Les principaux leviers d'investissements sur lesquels s'engagent l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution, notamment afin de respecter durablement les niveaux de qualité et les prescriptions techniques prévus aux article D322-1 et suivants du Code de l'énergie, sont les suivants :

### 1- **Ambition : sécuriser le réseau de distribution publique d'électricité**

- **1<sup>er</sup> levier : fiabiliser le réseau HTA aérien en le désensibilisant aux aléas climatiques PAC (risque vent, neige, bois).**

Les lignes HTA sont un élément clé de la structure du réseau public de distribution d'électricité. Les investissements qui y sont réalisés contribuent fortement à l'amélioration de la performance globale du réseau public de distribution.

L'ensemble des mesures prévues par le gestionnaire de réseau de distribution pour faire face aux aléas climatiques de grande ampleur qui touchent au premier plan ce réseau HTA, a été résumé dans « un Plan Aléas Climatique » (PAC).

Cette politique tient compte :

- de la typologie des réseaux HTA aériens,
- de la présence de zones à risque avéré (risques vent, neige et bois) au voisinage des réseaux HTA aériens.

Le gestionnaire de réseau de distribution procèdera au traitement, sur la durée du contrat, de la totalité du stock recensé de réseaux HTA aériens à risque avéré qui s'élève à 582 km (valeur de départ), dont 60 km relèvent du risque « neige » et 522 km du risque « bois ».

La trajectoire de réalisation de ce levier est une décroissance entre la valeur de départ et la valeur cible. Un point d'étape sur ce levier est prévu à chaque PPI jusqu'au terme du contrat.

#### - **2e levier : installer de nouveaux organes de manœuvre télécommandés (OMT)**

Afin de réduire le nombre de clients coupés et les temps de coupure lors d'incidents HTA, le concessionnaire prévoit d'ajouter sur le réseau des organes de manœuvre télécommandés.

Ces investissements améliorent la réactivité du dépannage et la résilience du réseau.

Le gestionnaire de réseau de distribution a ainsi recensé 120 « poches en contrainte » (valeur cible) sur lesquelles il prévoit d'installer des organes de manœuvre télécommandés « OMT » pour chaque poche.

La trajectoire de réalisation de ce levier est une croissance entre la valeur de départ et la valeur cible. L'échéance de ce levier est prévue au terme du 2<sup>ème</sup> PPI.

#### - **3e levier : sécuriser les lieux de vie en zone rurale, en accompagnant le gestionnaire de réseau de distribution dans la réalisation du Contrat de Service Public passé avec l'Etat**

Les lieux de vie, dont la liste a été établie par les responsables locaux, permettent d'organiser la mise en sécurité des personnes à la suite d'un incident majeur. Ces lieux doivent être sécurisés.

L'autorité concédante procèdera à la sécurisation des 66 lieux de vie restants sur les 496 répertoriés dans les communes en régime d'électrification rurale, avec l'accompagnement d'Enedis dans la réalisation du contrat de Service Public passé avec l'Etat..

La trajectoire de réalisation de ce levier est une croissance entre la valeur de départ et la valeur cible. L'échéance est estimée à la durée de 3 PPI, soit 12 ans.

#### - **4e levier : diagnostiquer et sécuriser les postes HTA/BT de distribution publique face au risque fréquent d'inondation (crue décennale)**

Le gestionnaire de réseau de distribution a recensé 14 postes HTA/BT soumis au risque inondation sur l'aire urbaine de Bayonne (TRI du bassin de Bayonne), 16 postes HTA/BT sur l'aire urbaine de Pau (TRI du bassin de Pau), et 48 postes HTA/BT en zone rurale.

Le gestionnaire de réseau de distribution procèdera au diagnostic et à la sécurisation des 78 postes soumis au risque inondation décennale.

La trajectoire de réalisation de ce levier est une croissance entre la valeur de départ et la valeur cible. L'échéance de ce levier est prévue au terme du 3<sup>ème</sup> PPI.

## **2- Ambition : moderniser et renouveler le réseau de distribution**



- **1er levier : fiabiliser le réseau HTA aérien par le traitement HTA aérien par des actions de prolongation de durée de vie des ouvrages.**

En complément de la politique « plan aléas climatiques » pour les réseaux HTA aériens, les actions de « prolongation de la durée de vie » permettent aux ouvrages électriques de retrouver leur potentiel d'origine et la fiabilité qu'ils avaient à leur création, en renouvelant une part importante de leurs composants.

Le gestionnaire de réseau de distribution procèdera à la rénovation, sur la durée du contrat, de 1215 km de réseau HTA dans le cadre d'actions de « prolongation de durée de vie ».

La trajectoire de réalisation de ce levier est une décroissance entre la valeur de départ et la valeur cible. L'échéance de ce levier est prévue au terme du contrat.

- **2e levier : Fiabiliser le réseau HTA aérien par des actions de renouvellement du réseau HTA obsolète**

Il s'agit de traiter les réseaux HTA incidentogènes qui ont un impact sur le critère B, et qui ne seront pris en compte ni dans le « Plan aléas climatiques », ni dans des actions de « prolongation de durée de vie des ouvrages » et qui ne remplissent plus correctement leur fonction.

Le gestionnaire de réseau de distribution procèdera à la résorption, sur la durée du contrat, de 320 km de réseau HTA (valeur de départ).

La trajectoire de réalisation de ce levier est une décroissance entre la valeur de départ et la valeur cible.

Un point d'étape sur ce levier est prévu à chaque PPI jusqu'au terme du contrat.

- **3e levier : Fiabiliser le réseau HTA souterrain par des actions ciblées de résorption de câble de papier Imprégné (CPI) et synthétique**

Le patrimoine comprend différentes technologies de câble dont :

- o les câbles isolés au « Papier imprégné » (CPI)
- o les câbles synthétiques de première génération.

La politique du gestionnaire de réseau de distribution consiste à renouveler les ouvrages les plus incidentogènes afin d'améliorer la qualité de fourniture pour la collectivité dans son ensemble. Le taux d'incident CPI de la concession se situe au niveau de la moyenne nationale.

Cette action de résorption des câbles CPI et synthétiques de première génération n'est pas aussi prioritaire que la fiabilisation du réseau HTA aérien.

Le gestionnaire du réseau de distribution poursuivra les programmes de renouvellement prioritaires des CPI HTA (à la suite d'incidents répétitifs, à forte probabilité de défaillance). Cette priorisation sera complétée par la recherche soutenue de coordination avec les travaux des collectivités.

Le gestionnaire de réseau de distribution procèdera à la résorption, sur la durée du contrat, de la totalité des 158 km de réseau (valeur de départ) dont 17 km de câbles synthétique 1ère génération, et 141 km de câbles avec isolant « CPI ».

La trajectoire de réalisation de ce levier est une décroissance entre la valeur de départ et la valeur cible.

Un point d'étape sur ce levier est prévu à chaque PPI jusqu'au terme du contrat.

- **4e levier : fiabiliser le réseau BT nu aérien hors faible section par des actions de résorption de ces réseaux en zone urbaine**

En zone urbaine, le gestionnaire de réseau de distribution procèdera à la résorption des 423 km de fils nus BT aérien hors faible section (valeur de départ).

La trajectoire de réalisation de ce levier est une décroissance entre la valeur de départ et la valeur cible. L'échéance de ce levier est prévue au terme du 4<sup>ème</sup> PPI.

- **5e levier : fiabiliser le réseau BT nu aérien faible section par des actions de résorption de ces réseaux en zone urbaine**

En zone urbaine, le gestionnaire de réseau de distribution procèdera à la résorption des 110 km de fils nus BT aérien de faible section (valeur de départ).

La trajectoire prévisionnelle de réalisation de cette action est estimée à la durée de 4 PPI, soit 16 ans, et sera en décroissance entre la valeur de départ et la valeur cible..

- **6e levier : Fiabiliser le réseau BT nu aérien hors faible section par des actions de résorption de ces réseaux en zone rurale**

En zone rurale, l'autorité concédante procèdera à la résorption des 497 km de fils nus BT aérien hors faible section (valeur de départ).

La trajectoire prévisionnelle de réalisation de cette action est estimée à la durée de 3 PPI, soit 12 ans, et sera en décroissance entre la valeur de départ et la valeur cible.

- **7e levier : Fiabiliser le réseau BT nu aérien faible section par des actions de résorption de ces réseaux en zone rurale**

En zone rurale, l'autorité concédante procèdera à la résorption des 205 km de fils nus BT aérien de faible section (valeur de départ).

La trajectoire prévisionnelle de réalisation de cette action est estimée à la durée de 3 PPI, soit 12 ans, et sera en décroissance entre la valeur de départ et la valeur cible.

- **8e levier : Fiabiliser le réseau BT souterrain par des actions ciblées de résorption de câble de papier Imprégné (CPI) et neutre périphérique.**

Les choix d'investissements sont basés sur trois critères :

- Opportunités de voiries
- Incidentologie du câble
- Méthode de priorisation « big data », permettant de renouveler le réseau de manière la plus efficiente possible à partir notamment de la technologie du câble et de la puissance coupée en cas d'incident

Le stock total à résorber est estimé à 166 km. Le gestionnaire de réseau de distribution procèdera à la résorption des câbles BT CPI à isolant « papier imprégné » et neutre périphérique chaque fois que des projets d'aménagements de voiries des collectivités ou d'autres concessionnaires lui en donneront l'opportunité.

La trajectoire de réalisation de ce levier est une décroissance entre la valeur de départ et la valeur cible.

Un point d'étape sur ce levier est prévu à chaque PPI jusqu'au terme du contrat.

### **3- Ambition : accompagner le développement du territoire, et l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique**

- **1er levier : Accompagner le développement des énergies renouvelables, notamment en mettant en œuvre le futur Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR)**

Le gestionnaire de réseau de distribution mettra en application le nouveau S3REnR en 2020, notamment pour ce qui concerne la création de postes source, la pose ou le changement de transformateur HTB/HTA si nécessaire.

L'échéance de ce levier est prévue au terme du contrat.

- **2e levier : Restructurer ou renforcer le réseau HTA et BT, notamment en accompagnement des créations de postes sources**

Le schéma directeur prévoit la création de deux postes sources, nommés « Poste Source La Rhune » et « Poste Source Nivelle », afin d'atteindre les niveaux de qualité de fourniture évoqués ci-dessus.

Le gestionnaire de réseau de distribution accompagnera le développement du territoire et l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique par le traitement des départs HTA en contrainte et la création de nouveaux départs HTA.

- **3e levier : déployer le programme de compteurs communicants linky**

Le déploiement de système de comptage évolué est un objectif fixé par l'Union Européenne au travers des Directives 2006/32/CE du 5 avril 2006 et 2009/72/CE du 13 juillet 2009. En France, la mise en œuvre de ces systèmes de comptage est encadrée par plusieurs textes législatifs et réglementaires (cf. guide pratique SéQuélec réf. GP15 en vigueur).

Initialisé en décembre 2015, au stade actuel des éléments de contexte techniques et financiers, le déploiement en masse du projet LINKY devrait voir ses derniers compteurs et concentrateurs posés en 2020. S'agissant de la concession, ce programme de modernisation du parc de compteurs a commencé en 2015.

L'objectif du gestionnaire de réseau de distribution est d'équiper l'ensemble des clients de la concession d'un compteur communicant.

- **4e levier : Numériser le réseau afin de le rendre plus « intelligent »**

Le gestionnaire de réseau de distribution poursuivra son virage « smart » avec l'ajout d'objets connectés sur le réseau de distribution publique.

Le gestionnaire de réseau de distribution procèdera à la création et la mise en service de 60 objets connectés sur les postes HTA/BT (valeur cible). L'échéance de ce levier est prévue au terme du contrat.

- **5e levier : Mise en œuvre d'actions de transition énergétique (flexibilité locale, autoconsommation, ...) par l'autorité concédante tel que prévu au cahier des charges**

Le gestionnaire de réseau de distribution accompagnera l'autorité concédante dans la réalisation d'études pour des opérations de transition énergétique.

Le gestionnaire de réseau de distribution et le SDEPA procèderont à l'étude et la réalisation de 3 opérations de transition énergétique (valeur cible). L'échéance de ce levier est prévue au terme du 2<sup>ème</sup> PPI.

## **Annexe : Diagnostic technique**