

9^{ème} conférence départementale sur les investissements du réseau électrique



20 janvier 2021
Préfecture d'Ille-et-Vilaine

Table des matières

1. CADRE LEGISLATIF ET CONTEXTE	4
1.1. CADRE LEGISLATIF DES CONFERENCES	4
1.2. BILAN DES PRECEDENTES CONFERENCES DEPARTEMENTALES	4
1.3. ORGANISATION DE LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE EN ILLE-ET-VILAINE	5
1.4. DESCRIPTIF DU PAYSAGE ENERGETIQUE	7
1.5. NEGOCIATION DU FUTUR CONTRAT DE CONCESSION ET BILAN DE L'ACTUEL CONTRAT	8
1.6. PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES RESEAUX ELECTRIQUES	9
2. DESCRIPTIF DE LA CONCESSION	17
2.1. LES USAGERS DE LA CONCESSION	17
2.2. CARACTERISTIQUES DU PATRIMOINE	23
3. DIAGNOSTIC QUALITE	41
3.1. CONTINUITE DE FOURNITURE	41
3.2. LA FIABILITE DU RESEAU	50
3.3. FREQUENCES DE COUPURES	54
4. BILAN DETAILLE 2019 – 2020 PAR MAITRISE D'OUVRAGE	56
4.1. INVESTISSEMENTS SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DE L'AUTORITE CONCEDANTE	56
4.2. INVESTISSEMENT ENEDIS SUR LE DEPARTEMENT	66
5. PERSPECTIVES 2021	70
5.1. PROGRAMME PREVISIONNEL D'INVESTISSEMENTS DU SDE35 - 2021	70
5.2. POLITIQUE D'INVESTISSEMENT D'ENEDIS	74
5.3. SYNTHESE DES INVESTISSEMENTS 2018-2021	79
6. FOCUS SUR LES PROJETS COLLABORATIFS SDE / ENEDIS DE 2020	80
6.1 PROJETS DE TRANSITION ENERGETIQUE	80
6.2 AUTRES PROJETS « PHARE »	83
7. GLOSSAIRE	84
ANNEXE : SYNTHESE DES DONNEES REQUISES DANS L'ARRETE DU 06/01/2020	86

Préambule

L'objet de ce rapport est la présentation des données techniques et financières relatives à la neuvième conférence départementale, instance instituée par l'article 21 de la loi NOME* de 2010, dont l'enjeu principal est le **partage des objectifs d'investissements entre l'Autorité Concédante de la Distribution Electrique et le concessionnaire Enedis**.

Depuis quelques années, cette conférence est également l'occasion de présenter les principaux projets exemplaires issus de la collaboration entre le SDE35 et ENEDIS en matière de transition énergétique.

1. Cadre législatif et contexte

1.1. Cadre législatif des conférences

La loi NOME* du 7 Décembre 2010, a instauré, dans le cadre de l'article 21, la mise en place de conférences départementales annuelles, organisées sous l'égide du préfet avec les Autorités Organisatrice de la Distribution et le Concessionnaire, et dont l'objectif est la présentation des investissements réalisés et futurs sur le réseau électrique.

Une note cosignée de la FNCCR* et d'ENEDIS, datée du 11 Mai 2011, a présenté les grandes étapes en vue de la préparation de ces premières conférences.

L'organisation et les productions requises pour ces conférences ont par ailleurs été rappelées aux préfets dans le cadre d'un courrier transmis par le ministère de l'intérieur et le ministère de l'écologie et du développement durable, en septembre 2012.

Ainsi, à l'appui d'un compte-rendu constituant l'état des lieux des travaux du concessionnaire, l'autorité organisatrice de la distribution prend en charge l'élaboration d'un bilan détaillé. Celui-ci, au regard des données concernant le patrimoine, la qualité et l'état des travaux historiques aboutira sur la détermination des priorités d'investissement en vue du **programme prévisionnel** qui doit être présenté au cours de ces conférences départementales.

La majorité des données présentées ci-après ont été reconstituées ou consolidées par le SDE35, à la maille départementale, sur la base :

- des fichiers remis annuellement par ENEDIS dans le cadre du contrôle de concession,
- du diagnostic technique réalisé en 2019 dans le cadre des négociations pour le futur contrat de concession.
- des documents spécifiques demandés au concessionnaire dans le cadre de la préparation de la conférence départementale et de la mise à jour du projet de programmation pluriannuelle des travaux (« PCDMR* » de 2014- à 2017 puis « PPI »).

L'arrêté du 6 janvier 2020, pris en application de l'article R.111-19-10 du code de l'énergie et paru au journal officiel du 17 janvier 2020, vient préciser les données à renseigner par chaque gestionnaire de réseau.

Ces données sont présentées de façon diffuse tout au long de ce rapport, mais également synthétisées dans l'annexe.

1.2. Bilan des précédentes conférences départementales

L'enjeu des conférences départementales prévues par la loi NOME* repose sur le partage, entre le SDE35 et le concessionnaire, des priorités d'investissements au regard de la sécurisation des réseaux publics de distribution et de l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique distribuée.

L'analyse de l'état du patrimoine a mis en évidence les secteurs géographiques du département comportant de fortes proportions de fils nus basse tension fragiles face aux aléas climatiques ou encore les secteurs disposant des ouvrages les plus vétustes (HTA*, BT* et postes).

L'analyse des données portant sur la qualité de distribution d'électricité a permis de repérer les communes particulièrement touchées par les incidents HTA* et BT* que ce soit sous l'angle des temps moyens de coupures ou des fréquences de coupures.

De ces constats se sont dégagées des **priorités d'investissement** sur les zones de maîtrise d'ouvrage respectives du Syndicat et d'ENEDIS partagés par les deux parties afin de :

- limiter l'obsolescence de certains ouvrages, du fait de leur caractère accidentogène ou de leur vétusté : réseau BT* faible section fil nu, réseau aérien HTA*, les cabines hautes
- réduire la fragilité des ouvrages, localisés sur des secteurs et communes touchés fréquemment par des aléas climatiques ou fortement boisés

- optimiser les niveaux de performance du réseau, relevés grâce aux critères de qualité et à des retours d'expérience de l'exploitation (fiches problèmes, remontées du terrain, résultats des diagnostics des visites terrain...).

La coordination et la combinaison de ces différents critères ont permis d'établir un programme commun précis, et des opérations coordonnées sur des secteurs identifiés comme prioritaires.

1.3. Organisation de la distribution d'électricité en Ille-et-Vilaine

Le schéma ci-dessous rappelle l'organisation globale du cheminement de l'énergie électrique à l'échelle nationale.



La distribution de l'électricité s'appuie sur les **réseaux Haute Tension A (HTA*) et Basse Tension (BT*)**.

Le SDE35, départementalisé depuis 2010 après l'intégration de 18 communes urbaines, est devenue autorité organisatrice unique de distribution publique d'électricité sur le département d'Ille-et-Vilaine.

Un avenant au contrat du SDE avant départementalisation a été signé en Octobre 2012 ; il concrétise la fusion des 19 cahiers des charges en vigueur sur le périmètre départemental du SDE35 et parachève la procédure de départementalisation engagée fin 2007.

En 2015, le syndicat comportait 304 communes rurales et 49 communes urbaines au sens de la ruralité définie pour les aides de l'Etat au FACE* (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification).

Par un arrêté en date du 28 octobre 2014, le préfet a modifié cette répartition à la suite du décret 2013-46 du 14 janvier 2013. Ainsi, 7 d'entre elles sont devenues urbaines au sens du FACÉ : Chavagne, Chevaigné, Domloup, La Mézière, Guipry-Messac (commune nouvelle depuis le 1^{er} janvier 2016), Montgermont, Pont-Péan. Passant à plus de 5000 habitants, le statut de Bréal-sous-Montfort est devenu automatiquement urbain.

Ces 8 communes n'ont plus bénéficié des aides du FACE* à compter de l'année 2015 et la répartition de la maîtrise d'ouvrage a été modifiée pour les renforcements hors extension, désormais pris en charge par ENEDIS. Une nouvelle catégorie de maîtrise d'ouvrage (voir détail dans le tableau ci-après) a ainsi été introduite : la catégorie « C ».

Le syndicat s'était par ailleurs engagé à prendre les dispositions nécessaires pour permettre aux communes qui le souhaiteraient de percevoir 100 % de la TCFE à partir de 2020 et de devenir ainsi des communes urbaines de catégorie « A ». Cette évolution nécessitait une délibération concordante entre le SDE35 et la commune à prendre avant le 1er octobre de l'année n-1 pour une application au 1er janvier de l'année n.

Ces communes et le SDE35 ont échangé en 2019 au sujet des modalités de perception de la taxe et la répartition de la maîtrise d'ouvrage, à l'appui de bilans techniques et financiers présentés par le SDE35.

- Trois communes ont ainsi choisi le maintien en catégorie « C » : Bréal-sous-Monfort, Chavagne et Domloup.
- Trois communes ont souhaité passé en catégorie « A » : Montgermont, La Mézière et Chevaigné.
- Les communes de Pont-Péan et Guipry-Messac ont souhaité différé leur décision, ce qui implique de fait un maintien en catégorie « C » pour l'année 2020.

La carte ci-dessous présente la répartition des communes par catégorie pour l'année 2020 :



En 2020, la répartition des maîtrises d'ouvrage reste semblable à celle des années précédentes sur les 333 communes concernées :

- En **zone urbaine**, ENEDIS assure la maîtrise d'ouvrage de l'ensemble des travaux, à l'exception des effacements de réseaux.
- En **zone rurale**, le SDE prend en charge les renforcements, les extensions individuelles et collectives ainsi que les effacements. Les déplacements d'ouvrages, mises en conformité technique et déplacements restent à la charge du concessionnaire.

- Sur les **communes de catégorie « C »** : la répartition de la maîtrise d'ouvrage diffère de celle de la catégorie B, du fait de la prise en charge des renforcements par le concessionnaire.

Le détail de ces répartitions est présenté dans les tableaux ci-dessous :

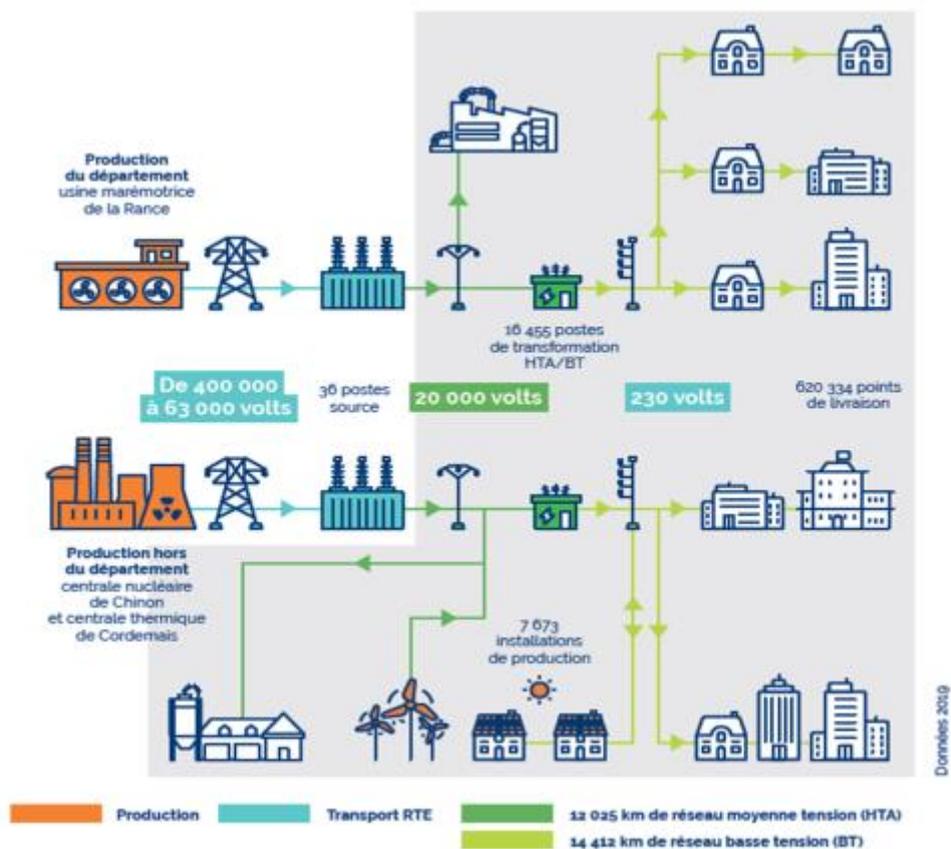
Nature des travaux	Répartition de la maîtrise d'ouvrage		
	Communes urbaines (cat A**)	Communes rurales (cat B**)	Communes catégorie C**
Renforcement des réseaux électriques BT	Enedis	SDE35	Enedis (renfo.et sécu) SDE35 (renfo. liés à des raccor.)
Effacement des réseaux électriques BT	SDE35*	SDE35	SDE35
Extensions individuelles BT Extensions individuelles publiques et privées	Enedis	SDE35	SDE35
Extensions collectives BT (lotissements, zones d'activités, zones d'aménagement...)	Enedis	SDE35	SDE35
Renforcement, extension, sécurisation HTA	Enedis	Enedis	Enedis
Déplacements, mises en conformité, renouvellement des réseaux électriques HTA et BT	Enedis	Enedis	Enedis

* Enedis pour les effacements réalisés sur la ville de Rennes, financés au titre de l'article 8

** selon l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession après application de la libération du 09/12/2015

1.4. Descriptif du paysage énergétique

Le schéma ci-dessous propose un panorama du réseau de fourniture et de distribution ainsi que les quantitatifs du patrimoine de la concession de distribution électrique pour l'année 2019 :



S'agissant des thématiques de distribution d'électricité, les parties ont stoppé les négociations fin 2019, faute d'accord, après de nombreuses réunions de travail portant sur le Schéma Directeur des Investissements, la Transition Energétique, la répartition de la maîtrise d'ouvrage, le volet financier et comptable.

Une nouvelle phase de négociation a repris depuis le 27 novembre 2020.

1.5.2 Le bilan contesté de l'actuel contrat de concession de distribution et fourniture d'électricité

Afin de préparer la fin de l'actuel contrat, le SDE35 a réalisé en 2019 un bilan comptable et financier de la concession qui a révélé des points de désaccords importants avec Enedis.

Ces points de désaccords ont été présentés à la Chambre Régionale des Comptes lors d'un contrôle mené en 2019/2020 au SDE35. La Chambre en a pris acte, n'en a pas contesté la validité, et a recommandé au SDE35 de délibérer sur ce sujet lors de la présentation du CRAC annuel d'EDF/Enedis.

Par délibération du 2 décembre 2020, le Comité Syndical du SDE35 a donc pris acte du rapport d'activité des concessionnaires du service public de distribution de l'énergie électrique pour l'année 2019 mais a également validé les réserves émises par le SDE35 sur les conditions d'amortissement des équipements mis à disposition dans le cadre du contrat de concession.

En synthèse, le SDE35 conteste le bilan comptable de l'actuelle concession sur trois points principaux :

- un défaut d'information relatif aux tables de probabilité et aux motifs de reprises de provisions ne permettant pas au SDE35 de réaliser un contrôle satisfaisant des données comptables,
- la sous-évaluation de certains passifs,
- le traitement comptable des contributions aux raccordements consommateurs et producteurs.

Ces sous-estimations du droit du concédant sont estimées à une perte de 220 M€ de ressources pour le SDE35 à fin 2018.

1.6. Perspectives d'évolution des réseaux électriques

1.6.1 Evolution de la répartition des communes éligibles au régime d'aides d'électrification rurale

La distribution d'électricité est soumise à deux régimes distincts de maîtrise d'ouvrage :

- En régime rural, les autorités concédantes assurent la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux en basse tension, c'est-à-dire, les travaux d'extension, de renforcement, de sécurisation et d'amélioration esthétique ou « effacement »,
- En régime urbain, c'est le distributeur qui assure la maîtrise d'ouvrage de tous les travaux et qui finance la construction, l'entretien et le renouvellement des ouvrages nécessaires à l'exploitation du service public qui lui est confié par la collectivité.

Le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACÉ créé en 1937) a pour objet d'apporter une aide financière aux collectivités concédantes qui entreprennent ces travaux de développement des réseaux de distribution d'électricité sur le territoire de communes considérées comme rurales.

La répartition actuelle entre les communes rurales et urbaines a pour origine **l'application du décret n°2014-496 du 16 mai 2014 relatif aux aides pour l'électrification rurale** : l'article 2 de ce décret, alinéa 4, prévoit que la liste des communes concernées fasse l'objet d'un arrêté préfectoral dans les 6 mois suivant le renouvellement des conseils municipaux.

L'arrêté préfectoral daté du 28 octobre 2014 a ainsi soustrait 9 communes au bénéfice des aides du FACÉ (*Voir détails dans le paragraphe 1.3*) à l'occasion des élections municipales de 2014.

Les projets de décret et d'arrêté visant à faire évoluer les critères de ruralité prévus dans le décret n°2014-496 du 16 mai 2014 ainsi que le contenu des programmes FACE, après de nombreux échanges parlementaires, ont abouti en fin d'année et le décret n°2020-1561 du 10 décembre relatif aux aides pour l'électrification rurale a ainsi précisé ces critères :

- Pour les communes de moins de 2 000 habitants non comprises dans une unité urbaine de 5 000 hab. ou plus : ces communes relèvent de plein droit du régime de l'électrification rurale au 01/01/21,
- Autres communes de moins de 5 000 habitants : à la demande de l'AODE et après avis du GRD, le préfet peut décider d'intégrer au 01/01/21, à titre dérogatoire, certaines de ces communes dans le régime de l'électrification rurale compte tenu notamment de **leur isolement, du caractère dispersé de leur habitat ou de leur densité de population.**
- Communes de 5 000 habitants ou plus : ces communes relèvent de droit du régime urbain au 01/01/21.
- Communes nouvelles : Pour les parties de territoires de communes nouvelles qui correspondent à des communes historiques précédemment éligibles aux aides du FACE, la règle précédente continue à s'appliquer : les parties anciennement éligibles au FACE le restent ,

La préfecture d'Ille-et-Vilaine a publié les trois arrêtés en date du 24 décembre 2020 :

- Un arrêté listant la situation des communes éligibles de plein droit aux aides du FACE : les communes rurales au nombre de 207, dont 3 communes déléguées de communes nouvelles (Saint-M'Hervon pour Montauban-de-Bretagne ; Ossé et Saint-Aubin-de-Pavail pour Châteaugiron),
- Un arrêté listant la situation des communes non éligibles aux aides du FACE : soient 59 communes urbaines, dont deux nouvelles communes dont la population a dépassé les 5000 habitants : Gévezé et Laillé. Deux de ces communes (Montauban-de-Bretagne et Châteaugiron) ont un statut particulier, puisque leurs communes déléguées gardent leur statut de ruralité.
- Un arrêté listant la situation des communes éligibles aux aides du FACE à titre dérogatoire : soient 67 communes classées rurales au sens du FACE.

1.6.2 Développement démographique et économique

Le dynamisme démographique du département, lié à un développement économique soutenu, incite les gestionnaires de réseau de distribution et de transport, au développement des infrastructures afin d'anticiper à moyen ou long terme les **projets d'urbanisation** les plus importants. Ceux-ci sont donc pris en compte plusieurs années avant leurs constructions.

Dans cette optique d'anticipation des futurs besoin en énergie, Enedis a mis en œuvre de nouveaux postes-sources. Les postes de Tizé et Romagné sont d'ores et déjà construits et un troisième, la Barre Thomas, est en cours de construction. La création de ces nouveaux postes est en lien direct avec des projets d'urbanisation tel que « Via Silva », sur la commune de Cesson-Sévigné, Baud Chardonnet et le réaménagement de la gare à Rennes.

Le projet du poste-source Barre Thomas, prévu à l'ouest de Rennes, rentre dans le cadre de la sécurisation de la « Zone Urbaine Dense » (ZUD) de la métropole rennaise. Enedis a mis en service celui-ci fin 2020.

Pour des projets de moindre envergure, les communes ou groupements de communes se rapprochent du Syndicat ou d'ENEDIS le plus en amont possible, afin que les investissements requis puissent être planifiés au plus tôt.

Les **PLU et SCOT** restent des outils indispensables à prendre en compte lors de tout projet de déploiement du réseau afin d'assurer des choix techniques de structuration du réseau en adéquation avec les besoins et la stratégie de développement du secteur concerné.

La gestion et l'exploitation des colonnes montantes

La loi ELAN a été votée fin novembre 2018. Elle engage la reprise en concession des colonnes montantes électriques quel que soit le contrat de concession. Elle clarifie aussi leur gestion et leur exploitation.

En novembre 2020, sauf demande contraire de leurs propriétaires, l'ensemble des colonnes électriques sera transféré aux gestionnaires de réseau de distribution. Enedis s'est organisée afin d'anticiper la mise en application de la loi.

En Ille et Vilaine, en novembre 2020 Enedis avait déjà reçu plus de 1 500 demandes de transferts.

Par ailleurs, ce sujet fait l'objet depuis l'été 2020 d'un audit de contrôle organisé à l'échelle régionale avec les 3 autres syndicats bretons, et piloté par le SDE35.

1.6.3 Développement de solutions de mobilité bas carbone

Loi d'orientation des mobilités : ce qui va changer

Promulguée le 24 décembre 2019 après de longs mois de débats, la Loi d'Orientation des Mobilités prévoit de nombreuses évolutions en termes de mobilité électrique qui impacteront l'organisation et la gestion du réseau de distribution publique.

Dans l'attente de la publication des décrets d'application, ci-dessous un aperçu de quelques points clés.

- Un taux de réfaction porté à 75% : Pour l'installation d'une borne de recharge ouverte au public, le taux de réfaction peut être porté à 75% sur les travaux de raccordement (sont compris les raccordements pour les ateliers de recharge de bus). Cette réfaction devrait s'appliquer à certaines bornes, dans des conditions particulières, qu'un décret d'application va préciser dans les prochains mois. A noter que cette disposition s'appliquera jusqu'au 31 décembre 2021, et jusqu'au 31 décembre 2025 pour les borne de recharge s'inscrivant dans un schéma directeur de développement des infrastructures de recharge pour des véhicules électriques.
- L'activité de recharge de véhicules électriques est qualifiée de prestation de service : L'activité de recharge de véhicules électriques est qualifiée de prestation de service. C'est la fin du débat sur l'achat d'électricité pour revente dans le cas des bornes de recharge pour véhicules électriques. Cela permet de sécuriser le cadre juridique pour les opérateurs, et, également de sécuriser les gestionnaires des voies fluviales et des ports pour l'approvisionnement électrique des bateaux.
- Le droit à la prise est renforcé : un syndicat de copropriétaires ne peut s'opposer sans motif sérieux et légitime à la demande d'un locataire ou d'un propriétaire qui souhaite équiper à ses frais sa place de parking d'une borne de recharge. Constitue un motif sérieux et légitime : la préexistence de telles installations et la décision prise par la copropriété de réaliser ces installations dans un délai raisonnable. Par ailleurs, le délai de recours du syndic à l'encontre d'une telle demande est réduit de 9 à 3 mois.
- Équipement des territoires en bornes de recharge ouvertes au public : la loi prévoit la création des schémas directeurs de développement des bornes ouvertes au public et l'élaboration de plans de mobilité par les Autorités Organisatrices de la Mobilité (AOM).

L'organisation et la gestion du réseau électrique doivent tenir compte du déploiement des **Infrastructures de Recharge des Véhicules Electriques (IRVE)**.

Celui-ci nécessite des études d'optimisation de l'implantation géographique en fonction de la structure des réseaux et du développement potentiel du nombre et des puissances de charge. Ces projets sont conduits en concertation avec le gestionnaire du réseau.

Le service BEA – Ouest Charge

Le Syndicat Départemental d'Energie d'Ille-et-Vilaine a déployé depuis l'été 2016 un réseau de Bornes Electriques pour Automobiles (Béa). Ce réseau, exploité par le SDE35 comptait 91 bornes réparties sur le territoire départemental hors Rennes Métropole.

Rennes Métropole avait par ailleurs installé 12 bornes sur son territoire. Le transfert de la compétence IRVE entre Rennes métropole et le SDE 35 est opérationnel depuis le 1^{er} janvier 2019. Le réseau Béa, couvre donc désormais l'ensemble du département et compte un total de 103 bornes dont 11 bornes rapides.



En 2019, le réseau Béo a intégré le réseau OuestCharge. Ce réseau est la résultante du regroupement du SDE22, du SDEF et du SDE35 qui offre depuis 2019 aux usagers un réseau unifié avec un tarif unique entre ces trois départements. De plus OuestCharge a permis la mise en place d'une interopérabilité native avec le Morbihan, les réseaux des Pays de la Loire et les réseaux sous gestion Izivia-Ex Sodetrel (Corridor, Indigo, SDE76, etc.). Un seul badge est désormais nécessaire pour effectuer des recharges sur ces différents réseaux.

Concernant la tarification, celle-ci est unique sur l'ensemble du réseau OuestCharge et étendu aux Pays de la Loire.

Pour les Abonnés :

Type de borne	Prix du badge (€ TTC / une fois)	Prix du service (centime d'€ TTC/kWh)
Normale	10 €	20 c € TTC / kWh
Rapide		30 c € TTC / kWh

Pour les Non-Abonnés :

Type de borne	Prix du service (centime d'€ TTC/kWh)
Normale	20 c € TTC / kWh + 1 € TTC par charge
Rapide	30 c € TTC / kWh + 1 € TTC par charge

Le badge Béo et la carte Korrigo restent fonctionnels, les usagers doivent néanmoins se réinscrire sur le nouveau service OuestCharge, pour y (re)compléter les informations bancaires permettant la facturation.

Plan de déploiement complémentaire des bornes de recharge

Afin d'accompagner l'augmentation du nombre de véhicules électriques en circulation, le SDE35 a décidé d'un nouveau plan de déploiement complémentaire 2020-2021 pour un montant d'investissement d'environ 400 k€. Ce plan porte sur l'installation d'une vingtaine de nouvelles bornes de recharges en voirie (sur le modèle de celles déjà installées) sur les zones où une saturation des bornes en place est observée, notamment Rennes, St Malo, Fougères et de 50 bornes sous ombrière photovoltaïque.

Fin 2020, le SDE35 a également engagé la réalisation d'une étude permettant d'aboutir à la réalisation du Schéma directeur de développement des bornes ouvertes au public d'Ille et Vilaine prévu par la loi LOM. Une première présentation aux 18 EPCI du département est prévue à la CCPE (Commission Consultative Paritaire de l'Énergie) fin janvier 2021.

La mobilité bas carbone passe aussi par le bioGNV et l'Hydrogène

Au-delà du service BEA, le croisement des compétences en matière de réseaux d'électricité, de gaz naturel et d'énergies renouvelables conduit le SDE35 à s'intéresser au développement des nouveaux usages des énergies renouvelables dans les politiques de mobilité. A ce titre le SDE35 travaille désormais sur :

- l'électricité renouvelable et réseaux de bornes IRVE pour la mobilité électrique y compris déploiement de nouvelles solutions, à la fois techniques et/ou économiques de recharge : super chargeurs, solutions de recharge en autoconsommation par la mise en place d'ombrière photovoltaïque (cf. fiche action n°7), recharge partagée en entreprise, ...
- le bio-méthane et création de stations GNV / bioGNV ;
- l'hydrogène pour un usage mobilité (voiture électrique à pile à combustible).

1.6.4 Orientations nationales et territoriales en matière d'énergie

Péninsule électrique, la Bretagne produit moins de 10 % de l'électricité qu'elle consomme. La planification des investissements sur le réseau de distribution électrique doit s'inscrire dans la lignée des objectifs fixés par le Pacte Electrique Breton et le Schéma Régional Climat Air Energie pour réduire la fragilité structurelle du réseau électrique et anticiper les évolutions nécessaires liées à l'essor des énergies renouvelables.

La **sécurisation de l'approvisionnement électrique** est en effet un des trois piliers du Pacte Electrique Breton, adopté fin 2010. En planifiant la rénovation du réseau basse et moyenne tension sur les 4 années à venir, le SDE35 et ENEDIS œuvrent à la sécurisation du réseau et à l'amélioration de la qualité de fourniture l'électricité.

Validé depuis le 4 novembre 2013, le **Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE)** prévoit un déploiement massif des unités de production d'énergie renouvelable décentralisée, avec une multiplication à minima par 5 de la production électrique renouvelable entre 2010 et 2020. Afin d'accueillir ces nouvelles unités de production et d'identifier les renforcements prioritaires, la planification des investissements sur le réseau de distribution électrique devra tenir compte des futures localisations géographiques des projets. Cette analyse sera à mener en s'appuyant sur les Plans Climat Air Energie Territoriaux (PCAET) ainsi que dans le futur Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR).

Des projets de « **Boucles Energétiques Locales** », répondant à des objectifs d'économie d'énergie, de développement des énergies renouvelables et d'outils de gestion intelligente des réseaux sur un territoire, doivent également être considérés dans la planification des investissements du concessionnaire. Aucune opération de ce type n'a été mise en place depuis les expérimentations menées en 2015.

Enedis et le SDE35 accompagnent les EPCI (Etablissements Publics de Coopération Intercommunale) dans le cadre de l'élaboration de leur **PCAET (Plan Climat Air Energie Territorial)** ; Enedis et le SDE35 leur proposent des données et cartographies utiles à la réalisation de la phase « diagnostic » dans laquelle la majorité des 18 intercommunalités du département se sont engagées en 2017. Le SDE35 se positionne également comme l'un des acteurs de ces plans climat à travers des engagements d'actions en matière de mobilité décarbonée, de développement des énergies renouvelables et de formation technique des acteurs locaux (forum photovoltaïque..).

Enfin, le SDE35 a mis en place en 2015, conformément à la loi de 2015 relative à la transition énergétique, la Commission Consultative Paritaire de l'Énergie (CCPE) entre les syndicats d'énergie et l'ensemble des Etablissements Publics de Coopération Intercommunale à fiscalité propre inclus dans leur périmètre. Pour l'Ille-et-Vilaine, en 2018, elle est composée de 36 membres permanents : 18 élus représentant les 18 intercommunalités

du Département et 18 élus désignés au sein du Comité du SDE 35. Auxquels s'ajoutent les personnalités compétentes ou experts suivants : Région Bretagne, DDTM, ADEME, Enedis. Elle doit permettre de contribuer à :

- la coordination de l'action de ses membres dans le domaine de l'Energie,
- la mise en cohérence des politiques d'investissement,
- faciliter l'échange de données.

1.6.5 Modernisation des réseaux

Les progrès technologiques accompagnent le développement des réseaux électriques.

Pour l'exploitation du réseau, Enedis développe l'installation **d'appareillages d'asservissement et de communication** qui ont vocation à limiter le temps d'intervention des agents et à améliorer le niveau d'informations concernant les infrastructures éloignées des postes de conduite.

Ainsi les OMT « Organes de Manœuvre Télécommandés » permettent une réduction des temps de réalimentation des clients incidentés. Ces investissements participent pleinement à la modernisation des réseaux.

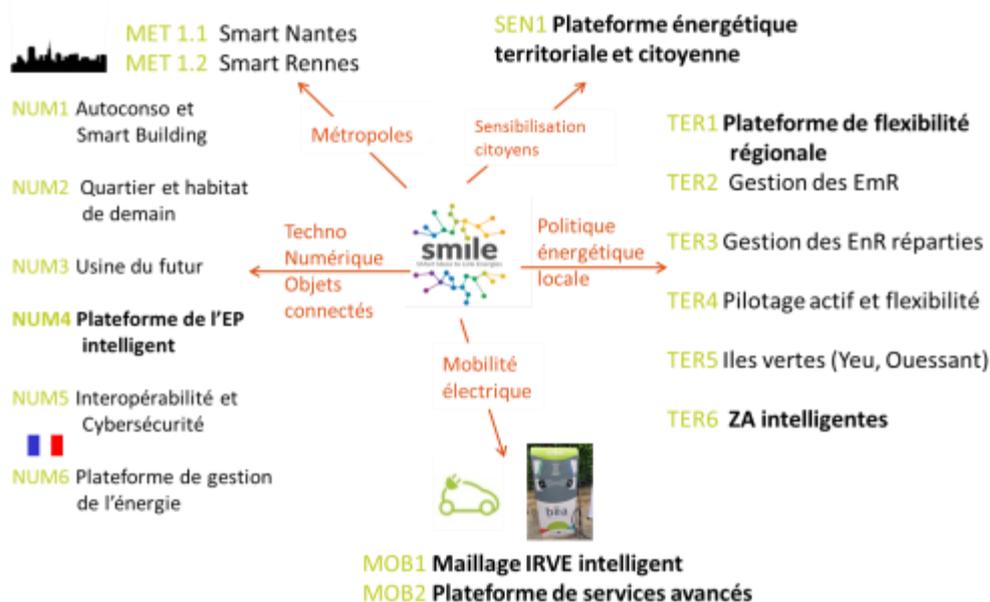
Le développement optimisé des réseaux, en soutien aux orientations nationales et territoriales en matière d'énergie, fait appel de manière croissante à des outils de communication « intelligents » ou « **smart grids** ».

A terme, ils permettront d'adapter la demande à la production d'énergie pour préserver la stabilité du réseau en termes de tension et de fréquence.

Le Syndicat et Enedis ont le souci d'initier ou de coopérer à l'expérimentation de nouvelles technologies afin de déterminer les solutions à déployer sur le territoire (électronique de puissance, détection et mesures, communication, contrôle avancé, interfaces évoluées d'aide à la décision...).

Dans cet optique, le SDE35 et Enedis participent au projet de Smart Grids intitulé « **Smile** » porté par les régions Bretagne et Pays de Loire aux côtés des syndicats de la Vendée, de Loire-Atlantique et du Morbihan dans le cadre de l'appel national à candidature pour le plan gouvernemental « Nouvelle France Industrielle ».

Ce projet, devenu lauréat de cet appel national en mars 2016, se décompose en 5 thématiques et 16 chantiers afin de couvrir l'ensemble du secteur de l'énergie et des typologies de territoire.



Le déploiement des compteurs Linky est une des briques des futurs réseaux intelligents. Il représente un investissement national d'ENEDIS d'un montant de plus de 5 milliards d'euros (Voir détails dans le paragraphe 5.2.2).

Au regard des mutations que connaît et que va connaître le secteur de l'énergie, et des projets de développement urbain ou de déploiement des énergies renouvelables attendus, le SDE35 et Enedis s'engagent à étudier

annuellement les impacts techniques et financiers de ces projets afin d'adapter au mieux la planification des investissements. Ils pourront entraîner des modifications dans les choix de priorisation et la revalorisation des enveloppes affectées à chaque typologie d'opérations.

1.6.6 Soutien actif au développement des EnR

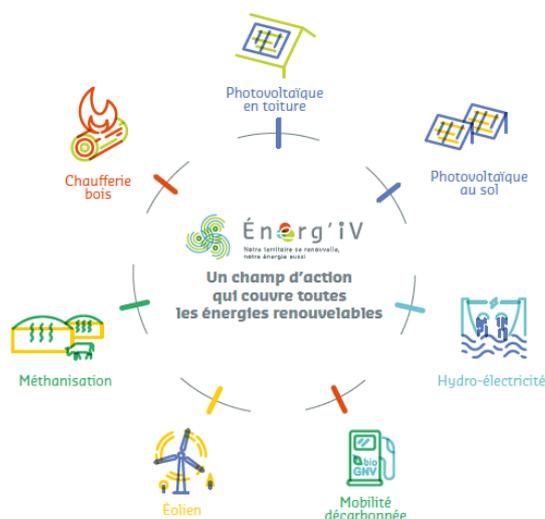
Bien qu'en progression constante, la production d'énergie renouvelable en Ille-et-Vilaine reste en deçà des objectifs nationaux et régionaux fixés pour répondre aux défis de la transition énergétique et à l'urgence climatique. Pour l'heure, moins de 10% de l'énergie électrique consommée en Ille-et-Vilaine est d'origine renouvelable, et les taux sont encore plus faibles pour le gaz.

Dans ce contexte, le Syndicat départemental d'Énergie d'Ille-et-Vilaine (SDE35), le Conseil Départemental d'Ille-et-Vilaine et Rennes Métropole, ont souhaité ensemble disposer d'un outil commun dédié à la production d'énergies renouvelables.



La Société d'Économie Mixte Énerg'iv a ainsi été créée en septembre 2018 afin de :

- massifier le développement des projets d'énergies renouvelables en s'impliquant techniquement et financièrement dès les phases d'amorçage ;
- favoriser l'acceptation des projets en intégrant systématiquement une démarche de concertation le plus en amont possible, et en favorisant l'investissement citoyen dès que les projets le permettent ;
- permettre aux communes, aux EPCI et aux citoyens d'être acteurs de la transition énergétique de leur territoire ;
- participer au développement de la mobilité décarbonée de demain, qu'elle soit électrique, gaz naturel, ou hydrogène.



Énerg'iv accompagne tout type de porteur de projet et favorise les partenariats locaux en travaillant aussi bien avec :

- Le secteur privé : développeurs, installateurs, agriculteurs, transporteurs, etc ... Énerg'iv leur apporte la solidité d'un acteur public alliée à la flexibilité du privé. Grâce à son image et à ses nombreux contacts, cette

société est pour eux un partenaire fiable qui pourra notamment leur apporter son expertise en consultation citoyenne et publique. Les prises de participation d'Énerg'iv au capital des sociétés de projet créées pourront être minoritaires ou majoritaires, pour s'adapter à leurs attentes et à celles du territoire.

- Les collectivités locales : Energ'iv est une société publique détenue majoritairement par le SDE35, c'est donc aussi la leur. Grâce à ses différents partenariats avec les acteurs économiques, mais également le tissu associatif et citoyen, cette société est pour eux un partenaire indépendant qui pourra réaliser, ou coréaliser, leurs projets d'énergie renouvelable. Cela concerne aussi bien ceux situés sur le patrimoine des collectivités (toitures de bâtiment publics..) que ceux situés sur le reste du territoire.
- Les associations et collectifs de citoyens : Énerg'iv a inscrit dans ses statuts la volonté de promouvoir l'investissement citoyen. Grâce à ses capacités d'ingénierie et d'investissement, cette société est pour eux un partenaire de confiance qui pourra notamment les accompagner dans la structuration de leur coopérative citoyenne ou encore financer la phase d'émergence de leur projet tout en leur assurant que celui-ci reste majoritairement citoyen à termes.

Après deux ans d'existence Energ'iv est aujourd'hui un outil opérationnel au service des élus pour atteindre les objectifs en Energie Renouvelable des PCAET des 18 intercommunalités du département.

Chiffres clés 2019 / 2020 :

- 12 prises de participation dans des sociétés filiales
- 50 projets photovoltaïques
- 30 projets d'ombrières photovoltaïques
- 6 collectifs citoyens accompagnés
- 1 tracker photovoltaïque en service



- Elle a également développé une offre de conseil en concertation locale et citoyenne autour des projets d'EnR ainsi qu'en financement participatif.

2. Descriptif de la concession

2.1 Les usagers de la concession

2.1.1 Les usagers consommateurs

La population de l'Ille-et-Vilaine, composée en 2017 (entrant en vigueur le 1er Janvier 2020) de **1 060 199 habitants**, connaît une progression croissante depuis de nombreuses années.

En lien avec la croissance régulière observée sur le département, le nombre d'usagers du réseau de distribution croît à raison de 1,5% en moyenne entre 2019 et 2020 (+ 1,8 % entre 2018 et 2019) sans évolution pour le nombre de clients HTA*, dans la continuité d'une tendance observée depuis 2009.

En 2019, l'ensemble des points de livraison de la concession de distribution électrique représente **620 334 contrats**.

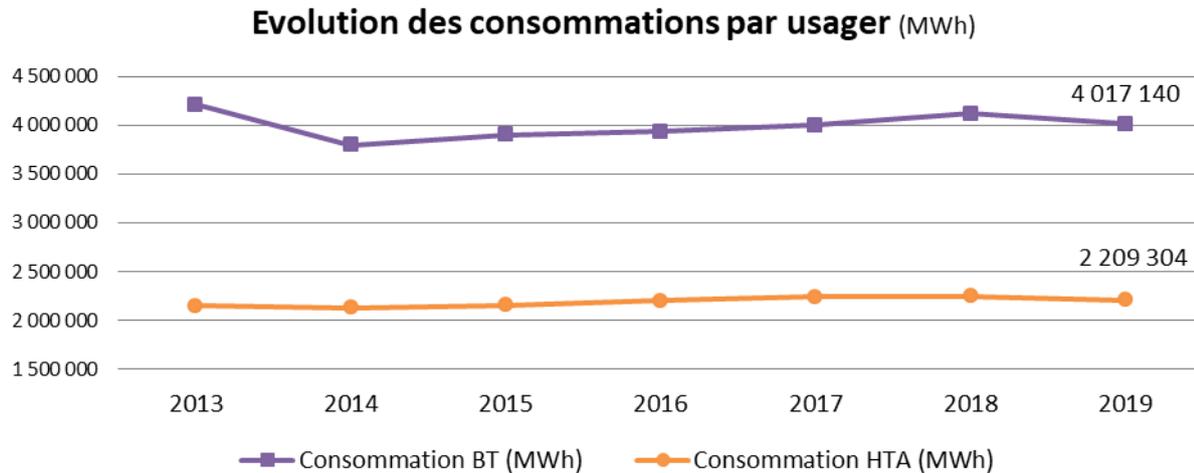
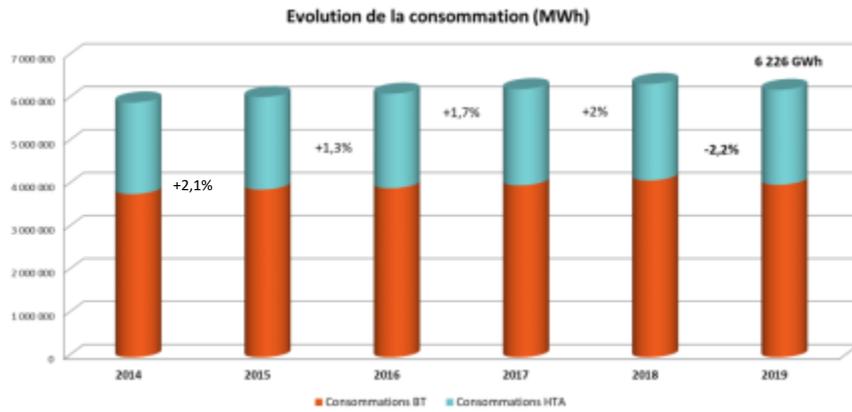
LES USAGERS Consommateurs	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Evolution 2019/2018	Rappel évolution 2018/2017
Total département 35								
Nombre de contrats total	574 267	581 582	589 700	599 434	609 245	620 334	1,8%	1,6%
Dont Clients BT	572 974	580 288	588 406	598 146	607 972	619 057	1,8%	1,6%
Dont Clients HTA	1 293	1 294	1 294	1 288	1 273	1 277	0,3%	-1,2%
Consommations (MWh)	5 932 089	6 058 742	6 136 203	6 242 264	6 364 627	6 226 444	-2,2%	2,0%
Dont Clients BT	3 800 257	3 904 219	3 935 614	4 003 554	4 116 657	4 017 421	-2,4%	2,8%
Dont Clients HTA	2 131 832	2 154 523	2 200 589	2 238 710	2 247 970	2 209 023	-1,7%	0,4%
Recettes acheminement (k€)	205 322	208 417	214 535	220 938	231 255	228 515	-1,2%	4,7%

Source : tableau TdbSD635Pluriannuel ; onglet Secteurpluriannuel ; tableau 10A



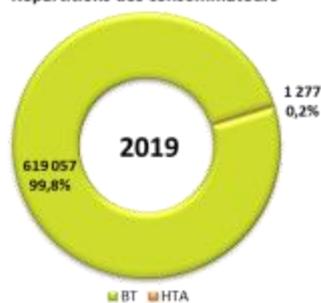
Une légère hausse des consommation était constatée depuis 2014, mais la consommation 2019, année aux températures particulièrement douces, est en baisse de 2,2% et atteint près de **6 226 444 MWh en 2019**.

L'observation des données de consommation BT montre une relative stagnation depuis 5 ans de la consommation moyenne par contrat ; même tendance pour la consommation par contrat HTA. La consommation annuelle par abonné BT représente ainsi 6,66 MWh/contrat, et 6,48 MWh en 2019.

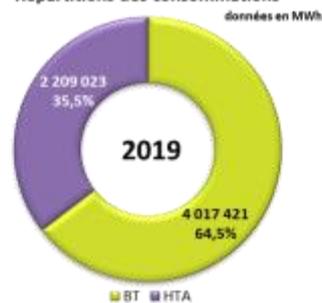


Les usagers du réseau HTA* (0,21 % de l'ensemble des points de livraison) représentent un peu plus du tiers de la consommation globale (35,48% en 2019). La tendance 2019 montre une baisse de la consommation avec -2,4% pour la BT et -1,7% pour la HTA. Cependant, concernant la consommation HTA, une autre tendance se dégage avec une progression constante depuis 5 ans car celle-ci est moins sujette aux conditions climatiques que la BT.

Répartitions des consommateurs

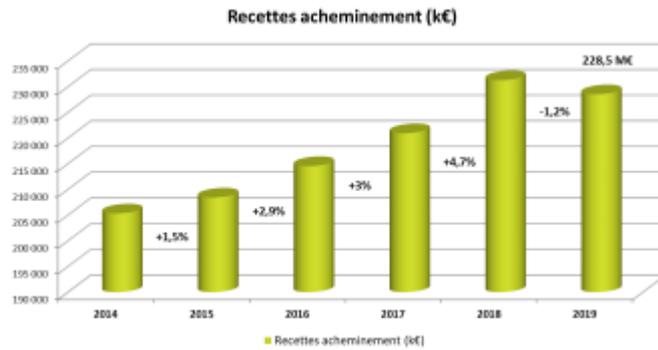


Répartitions des consommations



Après l'augmentation des recettes d'acheminement depuis 2014, cette hausse suivait la progression du nombre de consommateur. On constate une baisse de la consommation en 2019 (-2,2%) mais non corréllée avec la hausse du nombre de consommateur (+1,8%).

L'évolution des recettes d'acheminement, principal revenu du concessionnaire, suit cette tendance avec une baisse de 1,2 %, néanmoins inférieure à celle des consommations.



Les contrats souscrits auprès du **fournisseur historique** représentent en 2019 sur le département d'Ille-et-Vilaine, 66,2 % de l'ensemble des contrats, soit une baisse de plus de 4,9 points.

L'augmentation globale de la part de clientèle choisissant la tarification libre atteint 33,8% entre 2018 et 2019 (28,8 % entre 2017 et 2018) ; la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, explique en partie cette évolution. En outre, l'évolution tend à se maintenir dans le temps, soutenu par l'apparition de nouveaux acteurs et de nouvelles offres. 46 fournisseurs d'électricité sont ainsi déclarés en Ille-et-Vilaine en 2019.

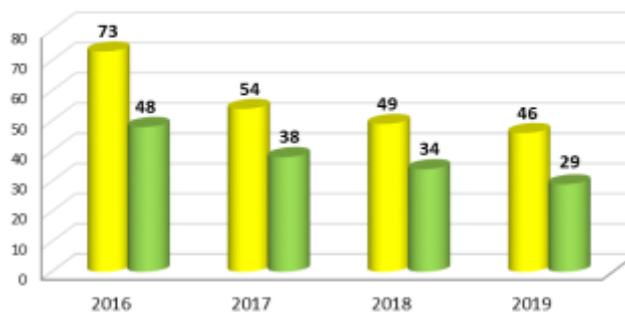
Répartition du marché de l'électricité



Répartition du marché de l'électricité

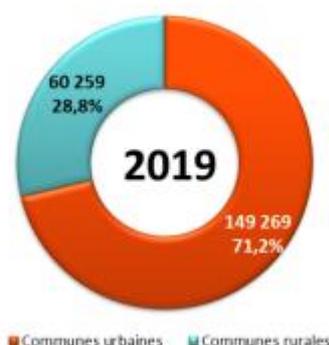


Évolution du nombre de contrats réglementés "Tarifs Verts et Jaunes"



Les contrats au marché libre sont souscrits pour 71,2 % d'entre eux dans les communes urbaines, alors qu'ils ne représentent que 28,8 % du nombre total de contrats dans les communes rurales.

Répartition des contrats marché libre

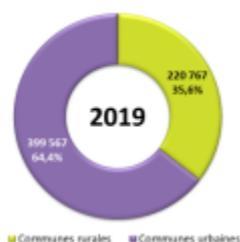


Le tableau ci-dessous présente la répartition géographique des indicateurs de consommation suivant les zones urbaines et rurales :

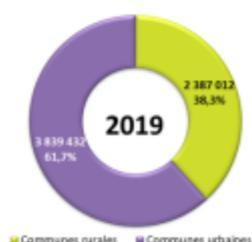
LES USAGERS Consommateurs	Total département 35	Communes dépt35 rurales (MO SDE35)	Communes dépt35 urbaines (MO SDE35)
Multipérimètre 2019			
Nombre total de contrats	620 334	220 767	399 567
Dont Clients BT	619 057	220 359	398 698
Dont Clients HTA	1 277	408	394 271
Dont au marché réglementé	410 806	160 508	250 298
Dont tarif bleu (tarifs bleus résidentiels à partir de 2016)	410 806	160 508	250 298
Dont tarif jaune (tarifs bleus non résidentiels à partir de 2016)			
Dont tarif vert			
Dont au marché libre	209 528	60 259	149 269

Les communes rurales représentent 35,6 % des contrats du département, 38,3% des consommations, 37,8 % de la puissance souscrite et 39,4 % des recettes d'acheminement. Ces différentes répartitions évoluent très peu d'une année à l'autre.

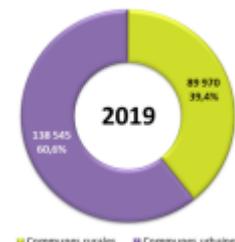
Répartition du nombre total de contrats



Répartition de la consommation (MWh)



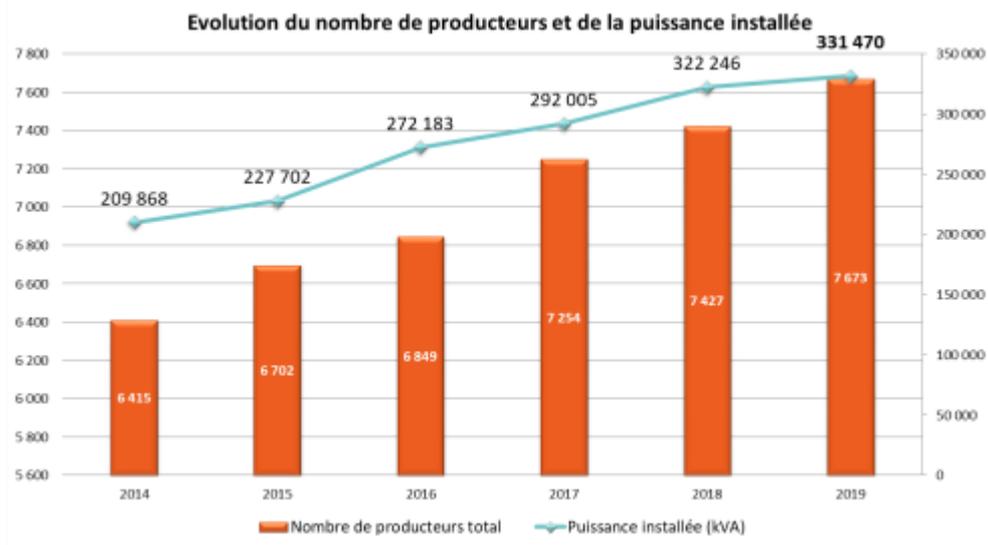
Répartition des recettes acheminement (k€)



2.1.2 Les usagers producteurs

7 673 installations de production ont été recensées en 2019 ; elles représentent une puissance installée de 331,7 MW et 654 GWh d'énergie injectée. Ces chiffres traduisent une augmentation de 13,16% d'énergie produite sur un parc d'installations ENR qui a progressé de 3,3%.

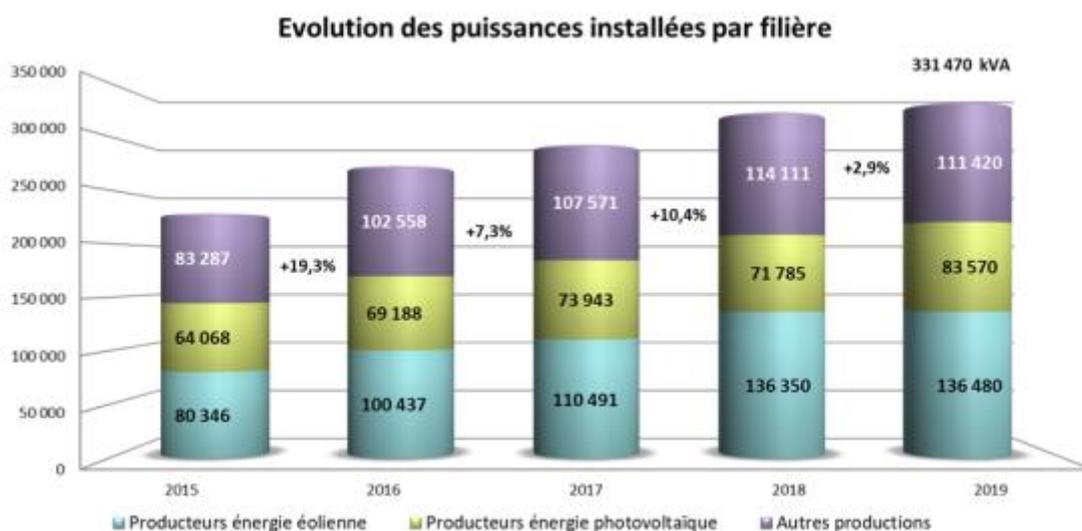
Le nombre de nouveaux producteurs augmente depuis 2014 de façon continue. On remarque une puissance totale d'ENR installée en augmentation (puissance installée +2,9% en 2019).



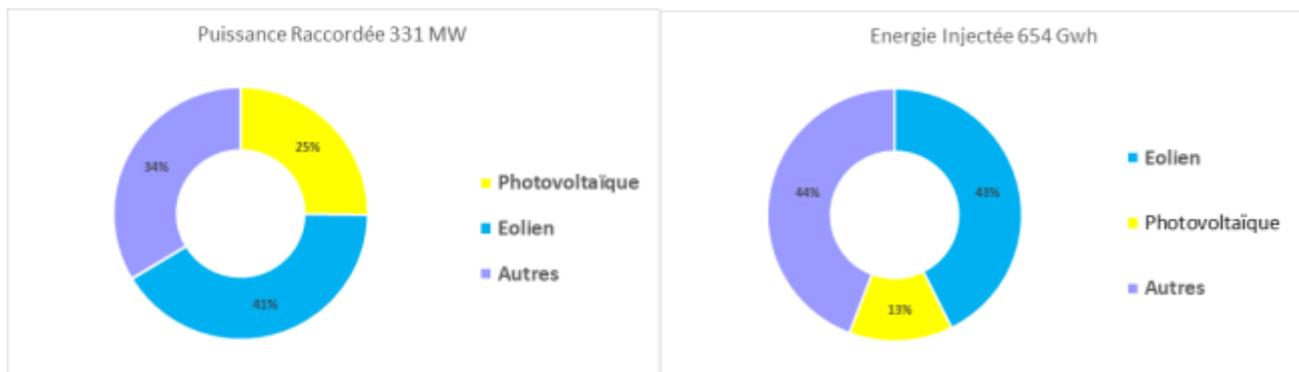
La part du nombre de **producteurs de photovoltaïque** reste prépondérante en 2019 (98,9 %) mais la puissance installée ne représente que 25,2 % du parc départemental ; **l'énergie éolienne** reste la principale source d'énergie renouvelable avec 41,2 % de l'énergie injectée, toutes énergies confondues.



Les autres types de production sont très minoritaires en nombre mais représentent plus du tiers de la puissance installée. Ces productions intitulées « **autres** » sont couvertes par diverses sources : biogaz, biomasse, cogénération, déchets et assimilés... Elles représentent 33,6 % de l'énergie injectée.



Les diagrammes ci-après présentent l'ensemble des productions du département (Soit 654 GWh pour une puissance totale de 331 MW) à l'exception de la production du Barrage de la Rance (client RTE) qui injecte environ 250 MW et 540 GWh par an sur le réseau.

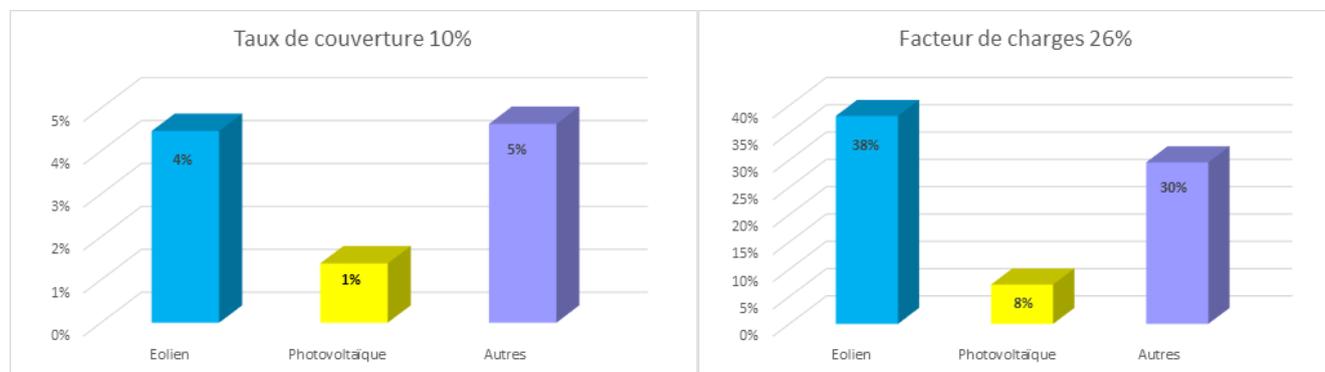


Source Enedis

Le taux de couverture, qui représente le rapport de l'énergie injectée sur la consommation du département atteint en 2019 la valeurs de 10%. **Ces valeurs restent très en deçà des objectifs régionaux et nationaux.**

Fort de ce constat, une **SEM nommé Energi'V** ayant pour but de favoriser l'investissement en la matière et massifier le développement de nouvelles installations a vu le jour en septembre 2018 portée par le SDE35, avec Rennes Métropole et le Département. A ce jour, la SEM a pris des parts dans 12 projets.

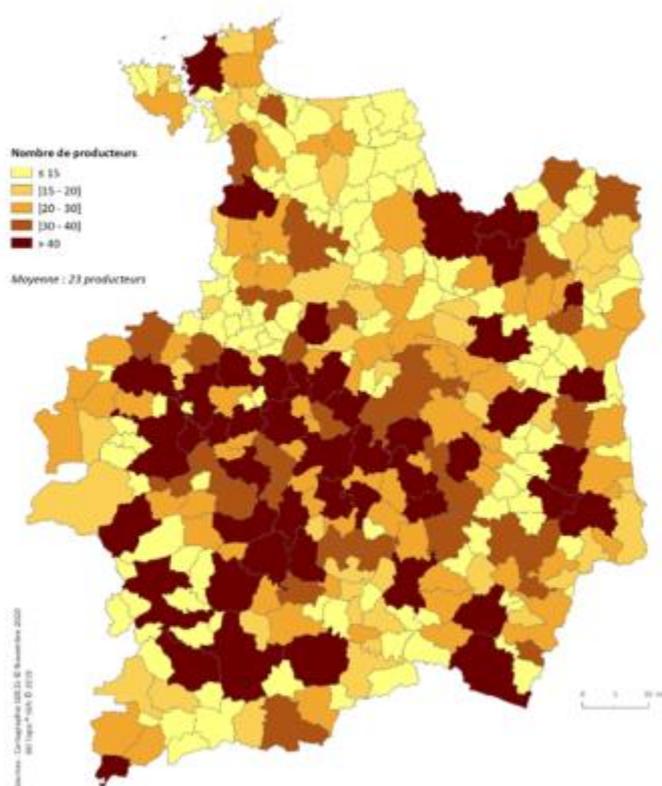
Le facteur de charge, qui présente le rapport de l'énergie injectée sur l'énergie qui pourrait être produite en fonctionnement permanent et à pleine capacité des installations, atteint 26 % toutes filières confondues en 2019 (contre 23 % en 2018).



Source Enedis

Les cartes ci-après représentent, à l'échelle des communes et des EPCI, le nombre de producteurs. On peut retenir : une moyenne de 23 producteurs et un nombre de producteurs assez hétérogène selon les secteurs du département.

Les producteurs d'énergie en 2019

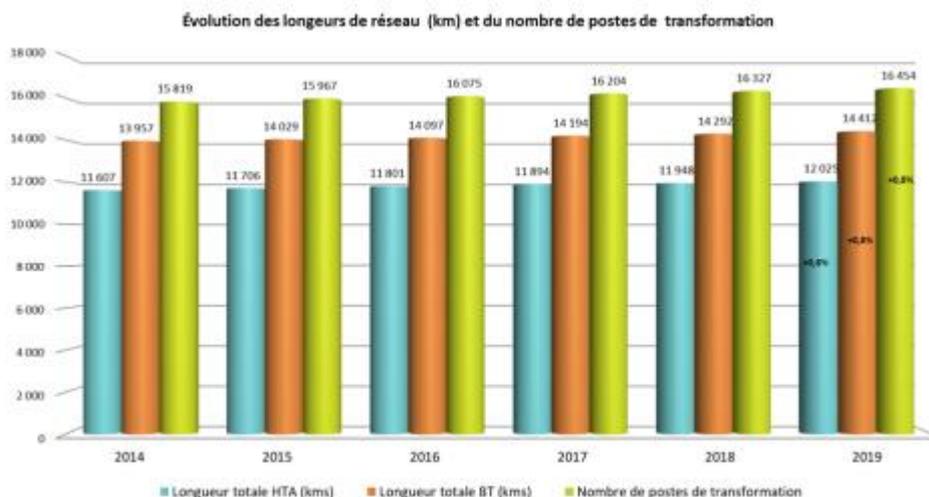


2.2. Caractéristiques du patrimoine

2.2.1 Evolution du patrimoine de la concession

Les principales données relatives au patrimoine sont présentées dans le schéma ci-avant, page 7.

Le graphique ci-dessous illustre **l'évolution du patrimoine**, comprenant poses et déposes d'ouvrage ; celle-ci suit une évolution positive modérée mais régulière (< 1% par an depuis 2013).



Les réseaux HTA* comme BT* connaissent globalement une croissance régulière (+0,7%). Le réseau évolue plus particulièrement via une technologie en câbles souterrains HTA (+2,6%), câbles souterrains BT (+2,9%) et torsadés BT (+1,6%).

Quant aux postes de transformations, l'évolution est toujours concentrée sur les postes types « préfabriqués » avec une augmentation (+4%). A contrario, le nombre de poste sur poteaux et maçonnes, majoritairement posés en milieu rural tend à diminuer lentement (-1,6%).

LE PATRIMOINE PHYSIQUE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Evolution 2019/2018
Total département 35							
Réseau HTA							
Longueur totale HTA (kms)	11 607	11 706	11 801	11 894	11 948	12 025	0,6%
Dont longueur HTA souterrain	3 786	3 959	4 088	4 231	4 343	4 458	2,6%
Dont longueur HTA aérien nu	7 821	7 747	7 713	7 663	7 605	7 551	-0,7%
Dont longueur HTA aérien FS	24	23	22	22	20	19	-5,0%
Taux d'enfouissement HTA (%)	33%	34%	35%	36%	36%	37%	
Âge moyen HTA (année)	26,1	26,5	27,1	27,6	28,2	28,6	
Réseau BT							
Longueur totale BT (kms)	13 957	14 029	14 097	14 194	14 292	14 412	0,8%
Dont longueur BT souterrain	5428	5575	5724	5888	6047	6224	2,9%
Dont longueur BT torsadé	5537	5756	5935	6091	6228	6325	1,6%
Dont longueur BT aérien nu	2993	2698	2438	2215	2018	1863	-7,7%
Dont longueur BT faible section	787	699	623	533	454	401	-11,8%
Taux d'enfouissement BT (%)	39%	40%	41%	41%	42%	43%	
Taux fil nu BT (%)	21,4%	19,2%	17,3%	15,6%	14,1%	12,9%	
Taux fil nu faible section BT (%)	5,6%	5,0%	4,4%	3,8%	3,2%	2,8%	
Âge moyen BT (année)	25,8	25,3	25,1	24,9	24,8	24,8	0,0%
Total réseau HTA + BT							
Longueur totale (kms)	25 564	25 735	25 898	26 087	26 240	26 436	0,7%
Taux d'enfouissement (%)	36%	37%	38%	39%	40%	40%	2,0%
Âge moyen (année)	25,9	25,8	26,0	26,1	26,3	26,5	0,7%
Postes de transformation							
Nombre de postes de transformation	15 819	15 967	16 075	16 204	16 327	16 454	0,8%
Postes sur poteau	7 988	7 948	7 896	7 813	7 754	7 682	-0,9%
Postes préfabriqués	4 129	4 385	4 593	4 845	5 061	5 261	4,0%
Postes maçonnes	3 702	3 634	3 586	3 546	3 506	3 490	-0,5%
Dont postes cabines hautes	1 168	1 096	1 041	998	955	929	-2,7%
Âge moyen (année)	26,0	26,2	26,6	26,9	27,7	27,5	-0,8%

Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; onglet Secteurpluriannuel ; tableau 21A

2.2.2 Le patrimoine par typologie de communes

Les réseaux HTA* et BT*

Tout comme les années précédentes, 69,7% des longueurs de câble du réseau HTA* se situent sur le territoire des communes rurales contre 63,3 % pour le réseau BT*.

LE PATRIMOINE PHYSIQUE	Total département 35	Communes rurales	Communes urbaines
Multipérimètre 2019			
Longueur totale HTA (km)	12 025	8 384	3 788
Dont réseau souterrain	4 458	2 104	2 353
Dont réseau aérien nu	7 551	6 270	1 428
Dont aérien faible section	19	17	409
Taux d'enfouissement	37,1%	25,1%	62,1%

Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; Multipérimètre ; tableau 21A

LE PATRIMOINE PHYSIQUE	Total département 35	Communes rurales	Communes urbaines
Multipérimètre 2019			
Longueur totale BT (km)	14 412	9 129	5 283
Dont réseau souterrain	6 224	2 942	3 282
Dont réseau torsadé	6 325	5 057	1 268
Dont réseau aérien nu	1 863	1 129	734
Dont aérien faible section	401	281	120
Taux d'enfouissement	43,2%	32,2%	62,1%
<small>Source : tableau TdbSDE35 Pluriannuel ; Multipérimètre ; tableau 21A</small>			

Le contraste entre communes rurales et urbaines est très marqué en termes d'enfouissement de lignes : dans les zones rurales cet indicateur atteint 25,1 % pour le réseau HTA* et 32,2 % pour le réseau BT*.

Les postes de transformation

LE PATRIMOINE PHYSIQUE	Total département 35	Communes rurales	Communes urbaines
Multipérimètre 2019			
Nombre total de postes	16 454	11 091	5 363
Dont postes sur poteau	7 682	6 416	1 266
Dont préfabriqués	5 261	3 457	1 804
Dont maçonnés	3 490	1 210	2 280
Dont cabines hautes	929	787	142
<small>Source : tableau TdbSDE35 Pluriannuel ; Multipérimètre ; tableau 21A</small>			

La répartition des typologies de postes selon les entités géographiques répond aux spécificités de ces dernières : les postes de puissance limitée sur les poteaux ainsi que les cabines hautes sont majoritaires dans les zones rurales hors agglomération alors que l'on trouve des postes de type maçonné principalement en zone urbaine agglomérée.



**Transformateur modèle
Cabine haute**
Commune de Bédée

Transformateur préfabriqué
Commune d'Orgères

**Transformateur modèle
H61 sur poteau**
Commune de Gaël

La description du patrimoine va s'attacher dans les pages suivantes à évoquer plus précisément les typologies concernées par les travaux de renouvellement et l'âge des réseaux, critère pertinent d'analyse de la fiabilité du réseau, la qualité de distribution et l'investissement réalisé.

2.2.3 Le taux de HTA* nu

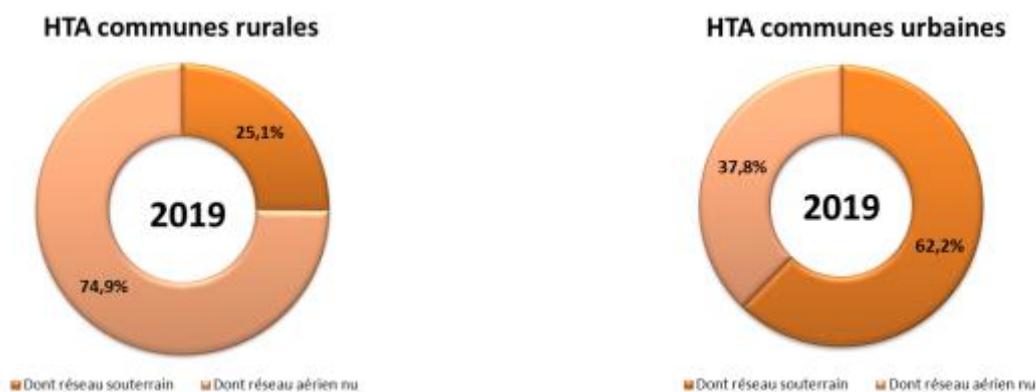
Sur le département, à quelques exceptions près, le réseau aérien HTA* est composé de câbles nus. Pour des raisons environnementales, les réseaux HTA* en zone agglomérée sont enterrés à l'occasion des travaux de renouvellement ou rénovation sur le secteur concerné.

Par ailleurs, le cahier des charges de concession (*Article 8*) impose pour les renouvellements ou la construction de nouveaux ouvrages en agglomération, la mise en œuvre de technique discrète, c'est-à-dire l'enterrement des réseaux.

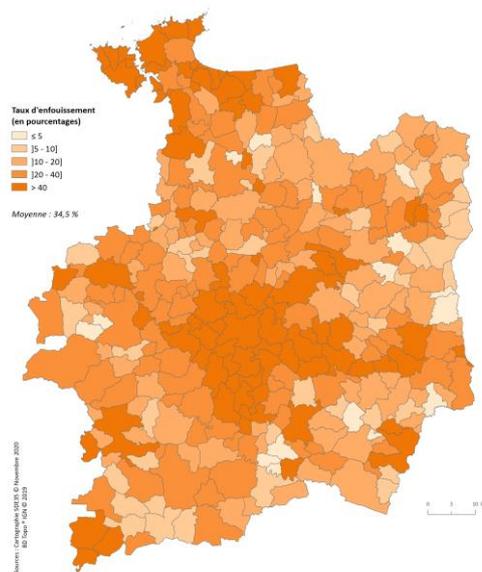
Réseau HTA	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Evolution 2019/2017	Rappel évolution 2018/2017
Total département 35								
Réseau HTA								
Longueur totale HTA (kms)	11 607	11 706	11 801	11 894	11 948	12 025	0,6%	0,5%
Dont longueur HTA souterrain	3 786	3 959	4 088	4 231	4 343	4 458	2,6%	2,6%
Dont longueur HTA aérien nu	7 821	7 747	7 713	7 663	7 605	7 551	-0,7%	-0,8%
Dont longueur HTA aérien FS	24	23	22,0	21,5	20,2	19,1	-5,0%	-6,4%
Taux d'enfouissement HTA (%)	33%	34%	34,6%	35,6%	36,3%	37,1%	2,0%	2,2%
Âge moyen HTA (année)	26,1	26,5	27,1	27,6	28,2	28,6	1,5%	1,9%

Source : table au TdBSDE3 SPluria nnaul ; onglet Secteur plurisannuel ; table au 218

Le réseau HTA* nu sur l'ensemble de la concession représente 62,8 % du réseau total moyenne tension, soit 7 551 km de réseau, cette part tend à diminuer. Il est réparti inégalement entre les communes rurales où il représente 74,8 % et les communes urbaines, avec seulement 37,7 % du réseau total HTA*.



Enfouissement HTA en 2019



Les principales zones urbaines, où le développement des réseaux a toujours été plus soutenu, ont des valeurs de taux d'enfouissement avoisinants ou supérieurs à la moyenne du département. En France, le taux moyen d'enfouissement du réseau HTA* se situe à 50 % en 2019.

Le facteur géologique est à prendre en considération dans la faisabilité de l'enfouissement, notamment dans le nord-est du département où le sol est composé essentiellement de roches granitiques, plus difficiles à extraire pendant les travaux.

L'agglomération rennaise et les villes de Vitré, Fougères et Saint-Malo, bénéficient par ailleurs des plus forts taux d'enfouissement.

2.2.4 Le réseau HTA* à risques : câbles CPI* et soumis aux aléas climatiques

Plan aléas climatiques

En application du Contrat de service public signé entre EDF et l'Etat en 2005, ENEDIS a rédigé, en juin 2006, un Plan Aléas Climatiques prévoyant d'investir 2,3 milliards d'euros sur 10 ans pour réduire la vulnérabilité des réseaux aux phénomènes climatiques extrêmes. Ce plan identifie les zones de fragilité aux risques climatiques et établit un programme de traitement de ces zones fragiles. Il analyse sous leurs différents aspects (chutes d'arbres, vent, neige/givre) les risques climatiques des réseaux de distribution en HTA*, les quantifie et les cartographie.

Dans ce cadre le Plan Aléas Climatiques (PAC*) a pour objectif la sécurisation des réseaux en HTA* dans les zones à risques avérés. A l'échelle française, il s'agit de traiter 33 000 kilomètres de réseaux en HTA* à risques avérés (25 500 kilomètres d'ossatures et 7 500 kilomètres de dérivation) sur 10 ans.

Cela passe, notamment, par :

- la restructuration de certaines lignes HTA* en zone rurale ;
- l'enfouissement des lignes fragiles ou situées en zone boisée ;
- le renouvellement des câbles urbains susceptibles de défaillances lors de chaleurs estivales ;
- la sécurisation de l'alimentation en électricité des lieux de vie en cas de graves perturbations météorologiques ;
- la limitation des conséquences des inondations.

Dans le cadre du Plan aléas climatiques, la Force d'intervention rapide électricité (FIRE), organisation propre à ENEDIS, mise en place afin d'assurer la réalimentation rapide des utilisateurs des réseaux en cas d'aléa météorologique, joue un rôle majeur dans l'efficacité de gestion de crises par ENEDIS.

L'objectif final du Plan Aléas Climatiques est d'assurer la réalimentation de 90 % des utilisateurs en moins de 5 jours, en cas de tempête comparable à celles de 1999.

En région Bretagne, ENEDIS a retenu prioritairement 378 départs HTA* présentant un tronçon avec un risque sur ossature pour un linéaire de 633 km et un poids critère incident B de 60%. Pour ces départs, les principes de priorisation suivants sont arrêtés :

- Part de responsabilité au critère B* incident HTA* de la DRB ;
- Risque Vent priorisé par rapport à risque Bois (géré par l'élagage HTA* ou l'abattage) ;
- Prise en compte de l'âge des caractéristiques des tronçons concernés (âge/VNC, situation géographique, nb de clients en aval, puissance transitée) ;
- Prise en compte de la non-satisfaction des collectivités locales en relation avec les Directions Territoriales.

Les investissements à finalités climatiques sont restés stables sur la période 2014-2018, à hauteur de 15 M€. Le programme annuel du PAC* est mis en synergie avec les programmes de maintenance (PDV) et d'entretien (élagage, abattage).

Remplacement des câbles Papiers Imprégnés

La part de critère B* imputable à ces câbles d'ancienne génération en milieu urbain est relativement faible (moins de 6 min et ne constitue donc pas un fort potentiel de gain sur le critère B*).

L'enjeu majeur de ce plan est donc de profiter des opportunités de coordination de travaux avec les collectivités locales pour réduire les coûts unitaires et dans un contexte, de perte de savoir-faire, la technologie n'étant plus employée : les Directions Territoriales sont mobilisées pour planifier cette coordination.

A l'échelle de l'Ille et Vilaine **130 km de câble CPI*** ont été identifiés (données 2019).

2.2.5 Proportion et répartition des fils nus Basse Tension

Les fils nus BT*, posés principalement avant les années 1970, sont les câbles les plus âgés du réseau.

Parmi ces fils nus, les plus fragiles sont ceux de typologie « faible section » : ils correspondent aux câbles aluminium acier de section inférieure ou égale à 22 mm² et aux câbles cuivre de section inférieure ou égale à 14 mm².

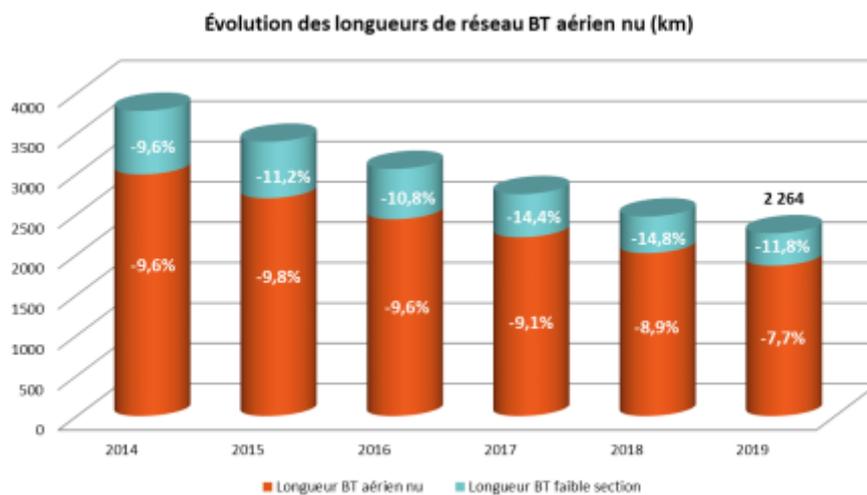
LE PATRIMOINE PHYSIQUE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Evolution
Total département 35							2019/201
Réseau BT							
Longueur totale BT (kms)	13 957	14 029	14 097	14 194	14 292	14 412	0,8%
Dont longueur BT souterrain	5428	5575	5724	5888	6047	6224	2,9%
Dont longueur BT torsadé	5537	5756	5935	6091	6228	6325	1,6%
Dont longueur BT aérien nu	2993	2698	2438	2215	2018	1863	-7,7%
Dont longueur BT faible section	787	699	623	533	454	401	-11,8%
Taux d'enfouissement BT (%)	39%	40%	41%	41%	42%	43%	2,1%
Taux fil nu BT (%)	21,4%	19,2%	17,3%	15,6%	14,1%	12,9%	-8,4%
Taux fil nu faible section BT (%)	5,6%	5,0%	4,4%	3,8%	3,2%	2,8%	-12,5%
Âge moyen BT (année)	25,8	25,3	25,1	24,9	24,8	24,8	0,0%

En 2019, le réseau de fil nu représente 12,9 % du réseau BT*, et la part de fil nu de faible section 2,8 % de celui-ci. A l'échelle nationale, le taux de fil nu représentait 8,6 % en 2018.

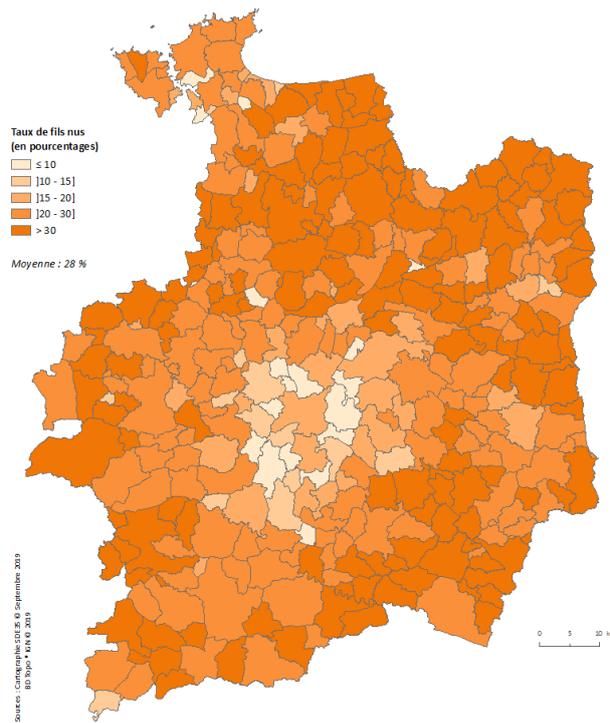
LE PATRIMOINE PHYSIQUE	Total département 35	Communes rurales	Communes urbaines
Multipérimètre 2019			
Longueur totale BT (km)	14 412	9 129	5 283
Dont réseau souterrain	6 224	2 942	3 282
Dont réseau torsadé	6 325	5 057	1 268
Dont réseau aérien nu	1 863	1 129	734
Dont aérien faible section	401	281	120
Taux d'enfouissement	43,2%	32,2%	62,1%
Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; Multipérimètre ; tableau 21A			

Entre 2011 et 2019, la longueur de fil nu du réseau BT* a baissé de 47,5 %, et en particulier de 58,1 % pour la part représentée par le fil nu faible section.

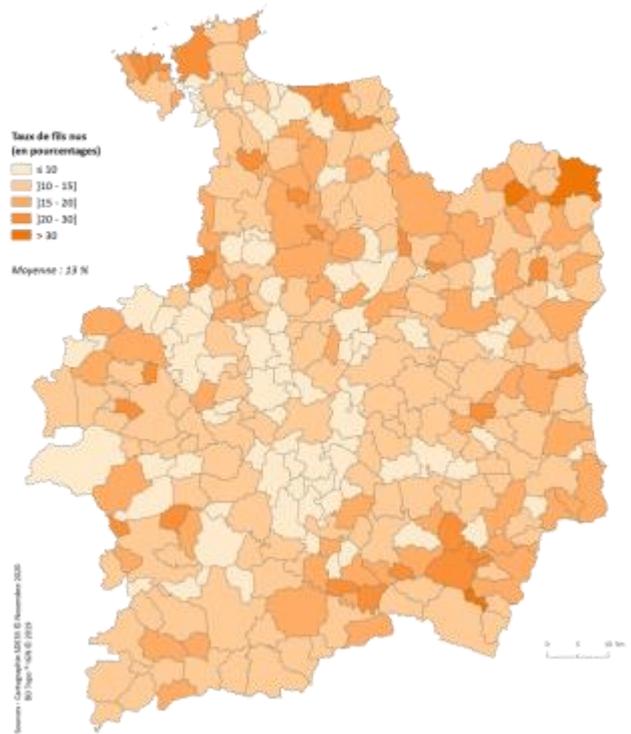
La résorption des fils nus, démarche initiée par le Syndicat en 2011-2012 progresse dorénavant à un rythme de croisière depuis 6 ans représenté par une moyenne de -9% / an.



Fils nus BT en 2011

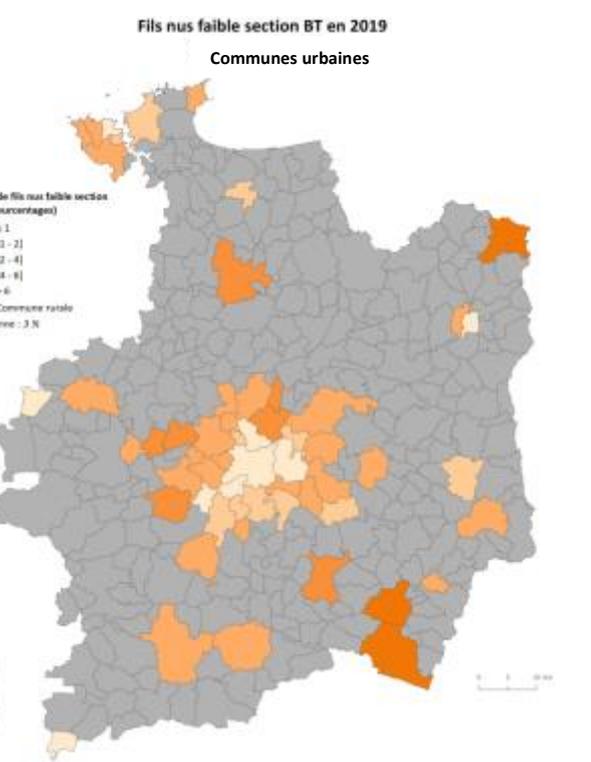
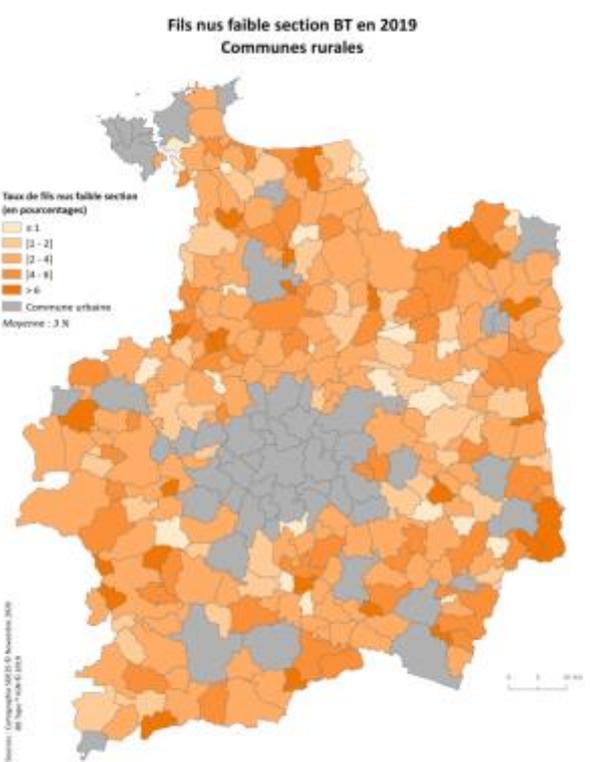
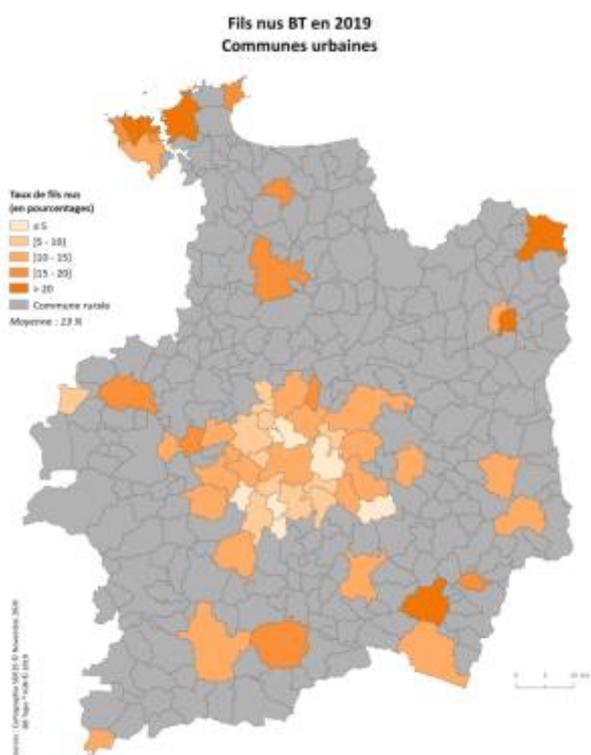
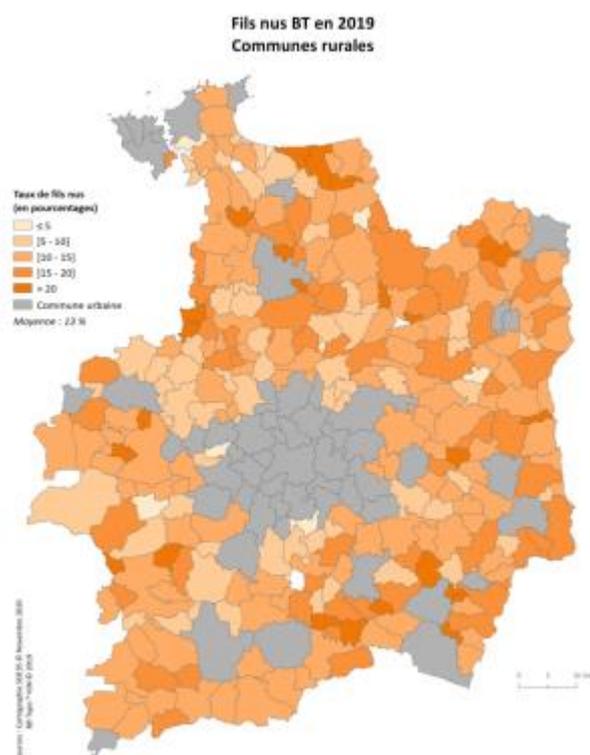


Fils nus BT en 2019



La comparaison entre les cartes 2011 et 2019 permet d'apprécier la régression du taux de fil nu dans de nombreuses communes.

Deux séries de cartes sont présentées ci-après : les taux de fil nu pour les communes rurales et urbaines, et les taux de fil nu faible section, câbles les plus fragiles parmi le réseau BT fil nu. A noter que pour chacune de ces deux séries de cartes, les classes de répartition des proportions de fils nus sont différentes.



Les deux séries de cartes permettent de souligner deux zones plus vulnérables : une frange nord-est, le sud-est, les communes du secteur de Brocéliande ainsi que les celles autour de Martigné-Ferchaud.

2.2.6 Le taux de postes Cabines Hautes

Les cabines hautes ont été construites avant les années 70. Chacune abrite un transformateur et assure la répartition des réseaux aériens HTA* et BT* associés au transformateur.



Cabine haute rénovée sur la commune de Saint-Just (Juillet 2013) : structure extérieure et poste de transformation

Le nombre de cabines hautes en Ile-et-Vilaine s'établit à **929 soit 5,6 % des postes en 2019** sur un total de 16 454 postes de transformation HTA*/BT*.

LE PATRIMOINE PHYSIQUE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Evolution 2019/2018	Rappel évolution 2018/2017
Total département 35								
Postes de transformation								
Nombre de postes de transformation	15 819	15 967	16 075	16 204	16 327	16 454	0,8%	0,8%
Dont postes cabines hautes	1 168	1 096	1 041	998	955	929	-2,7%	-4,3%

Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; onglet Secteurpluriannuel ; tableau 21A

Leur remplacement répond à des contraintes techniques (vétusté, facteur accidentogène...) et/ou à une valorisation esthétique du réseau sur le secteur concerné.

Ces ouvrages constituent les postes de transformation les plus âgés ; néanmoins un certain nombre d'entre eux a déjà fait l'objet de changement de transformateurs et/ou d'armement.

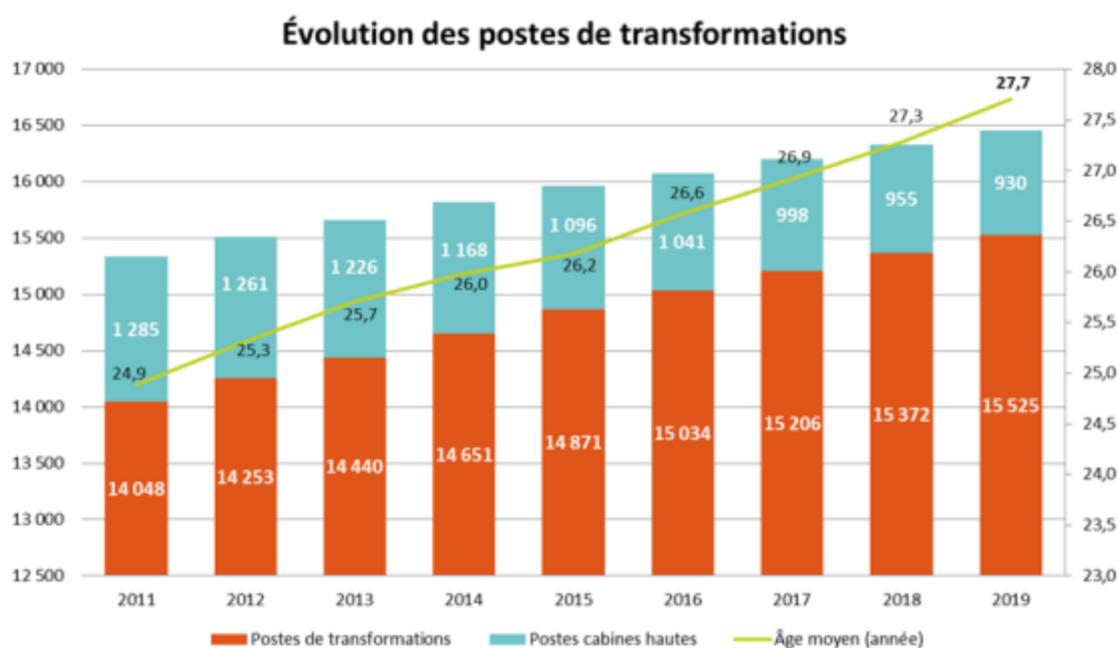
Les postes de transformation maçonnés font l'objet de programme d'intégration urbaine via la réalisation de fresques. Sur l'année 2019, 7 fresques ont ainsi été réalisées sur les communes de Dinard, Lassy, Rennes, Plélan-le-Grand, Vitré et Cancale.



Source Enedis

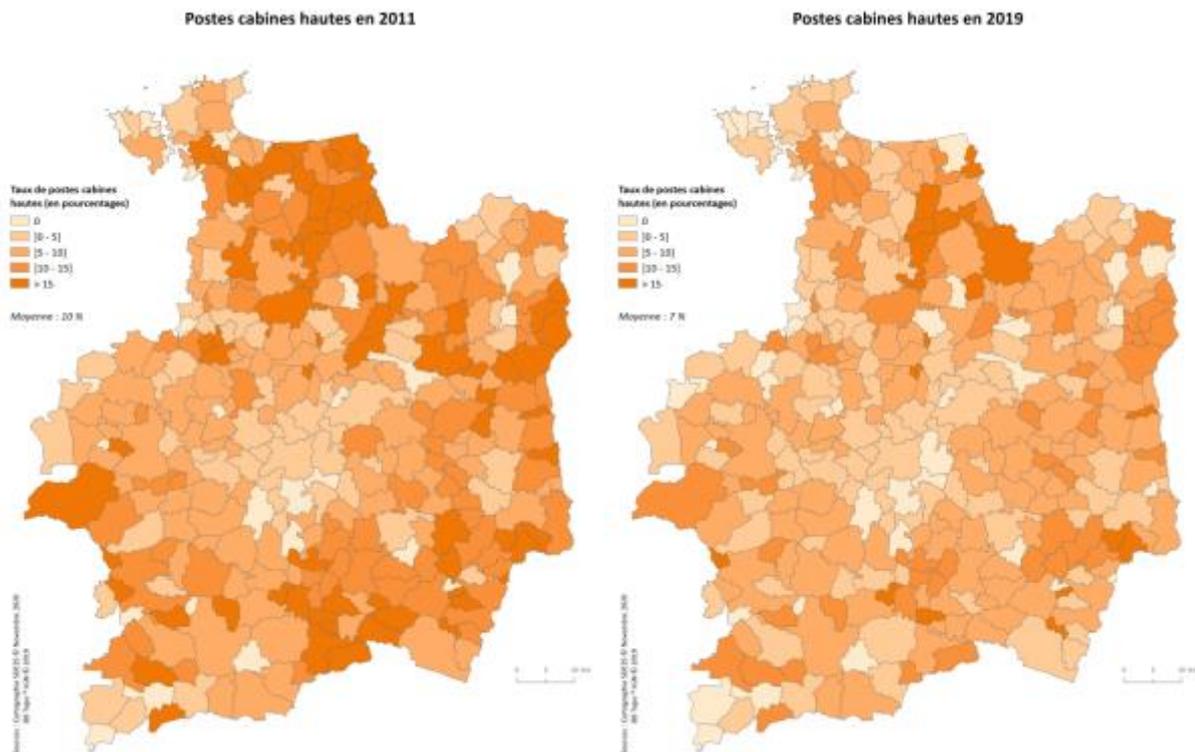
Sur les 5 dernières années, une diminution de -20,5% du nombre de cabines hautes soit en moyenne -4,1 % par an a été observée. Néanmoins malgré une réduction plus dynamique d'année en année, elle reste inférieure au taux moyen qui serait nécessaire pour le remplacement de toutes les cabines hautes avant fin 2022, année d'échéance historique du contrat de concession.

LE PATRIMOINE PHYSIQUE	Total département 35	Communes rurales	Communes urbaines
Multipérimètre 2019			
Nombre total de postes	16 454	11 091	5 363
Dont cabines hautes	929	787	142
	5,6%	7,1%	2,6%
<small>Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; Multipérimètre ; tableau 21A</small>			



La proportion de cabines hautes est près de cinq fois plus importante dans les communes rurales, secteur où elles ont été plus largement développées.

La comparaison entre les cartes 2019 et 2011 permet de distinguer les communes dont le nombre de cabines a été réduit à l'occasion des travaux de renforcement ou d'effacement des deux maîtres d'ouvrage.



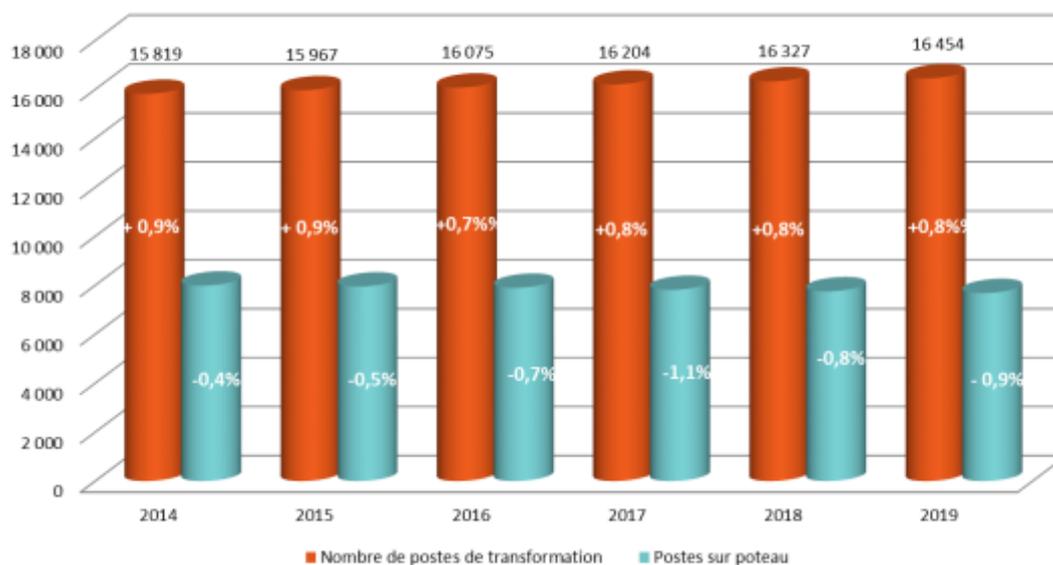
La proportion de cabines hautes est particulièrement forte sur une frange nord du département et de façon plus dispersée dans le sud-est.

2.2.7 Le taux de postes sur poteau

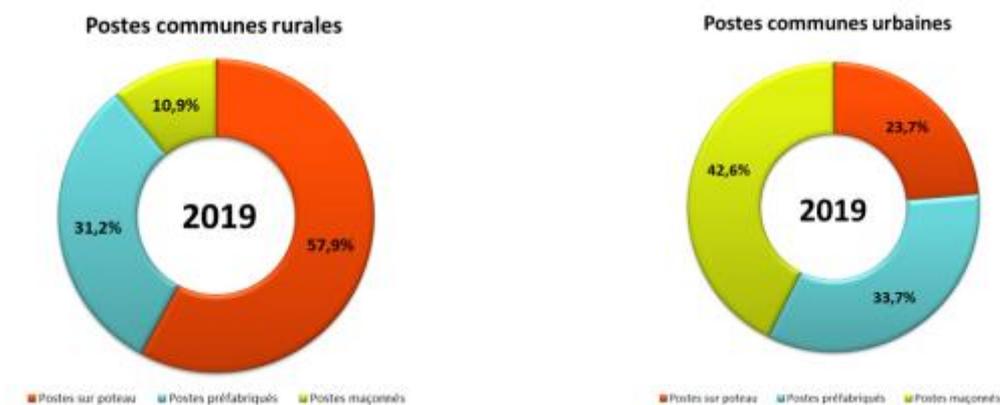
Près de la moitié des postes du patrimoine bretilien est composée de postes sur poteau qui représentent les postes les moins puissants (de 50 à 160 kVA ; 1 ou 2 départs BT* maximum), le plus souvent posés en milieu rural.

LE PATRIMOINE PHYSIQUE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Evolution	Rappel
Total département 35							2019/2018	évolution
Postes de transformation								2018/2017
Nombre de postes de transformation	15 819	15 967	16 075	16 204	16 327	16 454	0,8%	0,8%
Postes sur poteau	7 988	7 948	7 896	7 813	7 754	7 682	-0,9%	-0,8%
Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; onglet Secteurpluriannuel ; tableau 21A								

Évolution des nombres de poste de transformation



Le nombre de postes sur poteau, essentiellement de typologie « H61 » se réduit chaque année de façon relativement continue.



Cette typologie de poste représente plus de 50 % des postes sur l'ensemble du département. Ils représentent 57,9% des postes en zone rurale et 23,7% ouvrages en zone urbaine.

A noter par ailleurs que la disparition progressive des postes sur poteau (depuis le 1er janvier 2020, les postes de plus de 160 kVA et à partir du 1er Juillet 2021, les autres postes de moindre puissance) va accélérer cette tendance dans les prochaines années.

2.2.8 Evolution des âges du patrimoine

L'âge des ouvrages est un indicateur important qui permet de caractériser le patrimoine concédé et d'analyser la **corrélation entre le vieillissement des ouvrages et les évolutions de la qualité de l'énergie**. Cette corrélation n'est partagée par Enedis. (Cf –Paragraphe 3 – Diagnostic Qualité)

Le réseau BT* pour les 3 dernières années présente une stagnation de son âge moyen, exclusivement en milieu rural. Cette situation pour la BT* est à associer à la résorption marquée du réseau BT* aérien nu, le plus âgé dans cette catégorie.

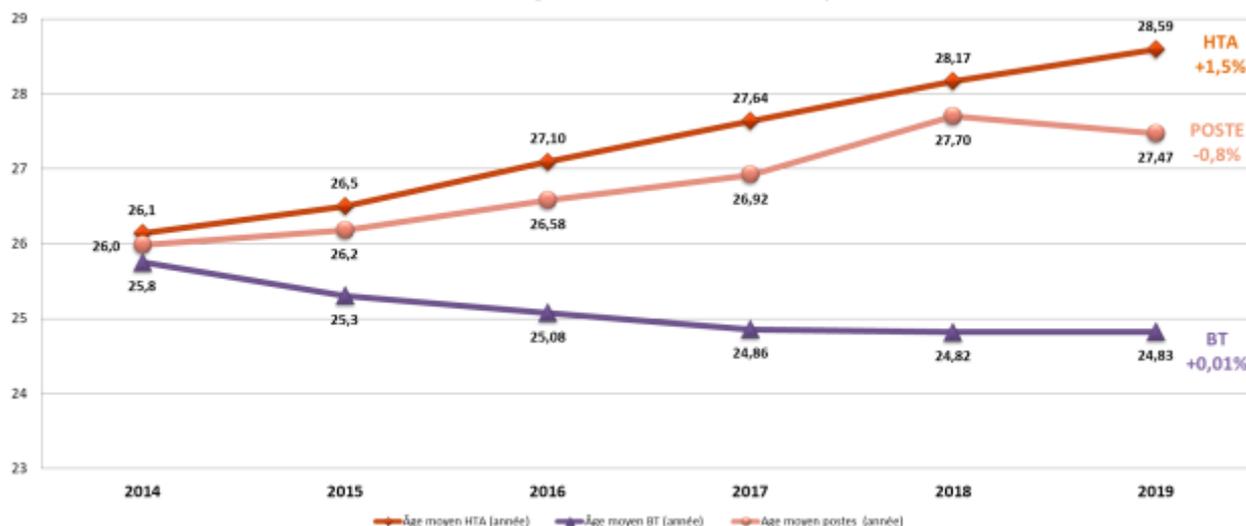
La tendance au vieillissement des postes perdure mais reste moins importante qu'en 2013 et 2012. Elle dépasse pour la sixième année consécutive l'âge de la catégorie des ouvrages BT*, qui diminue depuis 5 ans.

Le réseau HTA est depuis 7 ans la catégorie d'ouvrages la plus âgée.

L'ÂGE DU PATRIMOINE PHYSIQUE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Evolution 2019/2018
Total département 35							
Réseau HTA							
Âge moyen HTA (année)	26,1	26,5	27,10	27,64	28,17	28,59	1,5%
Age moyen réseau aérien nu HTA	31,0	31,8	32,76	33,64	34,54	35,24	2,0%
Réseau BT	0,88	0,93					
Âge moyen BT (année)	25,8	25,3	25,08	24,86	24,82	24,83	0,0%
Age moyen réseau aérien nu BT	50,7	51,3	51,90	52,48	53,09	53,13	0,1%
Postes de transformation							
Age moyen postes (année)	26,0	26,2	26,58	26,92	27,70	27,47	-0,8%
Age moyen cabines hautes	56,1	57,1	58,08	59,05	61,00		
% ouvrages de plus de 40 ans							
HTA	13%	14%	14,9%	15,7%	16,8%	16,3%	
BT	22%	21%	19,3%	18,2%	16,6%	16,0%	
Postes de transformation	15%	16%	17,2%	18,1%	18,9%	18,5%	

Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; onglet Secteurpluriannuel ; tableau 21E

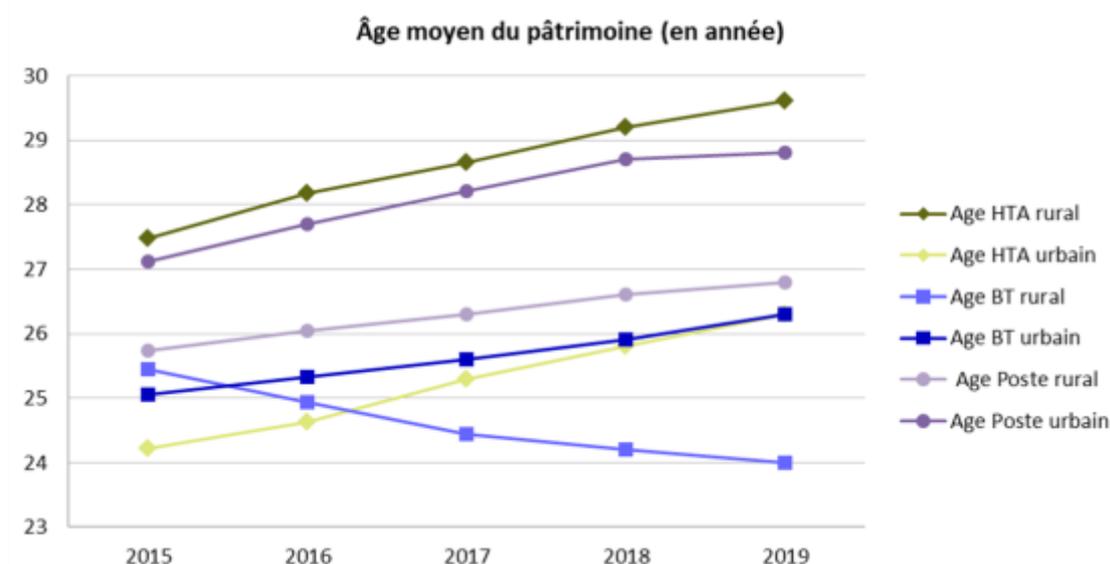
Évolution des âges des réseaux HTA BT et des postes



Les ouvrages ont une durée d'amortissement maximum théorique globale de 40 ans. Aussi, une attention particulière est portée sur les ouvrages dont l'âge dépasse cette valeur :

- La part du réseau HTA de plus de 40 ans augmente régulièrement (1% par an) et connaît une légère baisse en 2019 pour atteindre 16,3 %
- Les ouvrages BT* ayant plus de 40 ans sont sur une tendance confirmée de baisse depuis 6 ans et ce de façon nette (baisse entre 1,8 et 1,1 points), situation à mettre en corrélation avec les opérations de renouvellement des fils nus menées par le SDE35 depuis 2011.
- La part des postes de transformation de plus de 40 ans continue une progression de 0,8 à 0,9 points selon les années, mais reste stable en 2019.

L'ÂGE DU PATRIMOINE PHYSIQUE Multipérimètre 2019	Total département 35	Communes rurales	Communes urbaines
Âge réseau HTA	28,6	29,6	26,3
Dont réseau aérien nu	35,2	35,0	36,3
Réseau HTA âgé de plus 40 ans	16,3%	17,3%	14,7%
Âge réseau BT	24,8	24,0	26,3
Dont réseau fil nu	53,1	53,4	52,6
Réseau BT âgé de plus 40 ans	16,0%	13,5%	20,3%
Âge postes de transformation	27,5	26,8	28,8
Dont cabines hautes	0,0	0,0	0,0
Postes âgés de plus 40 ans	18,5%	15,8%	24,5%
Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; Multipérimètre ; tableau 21E			

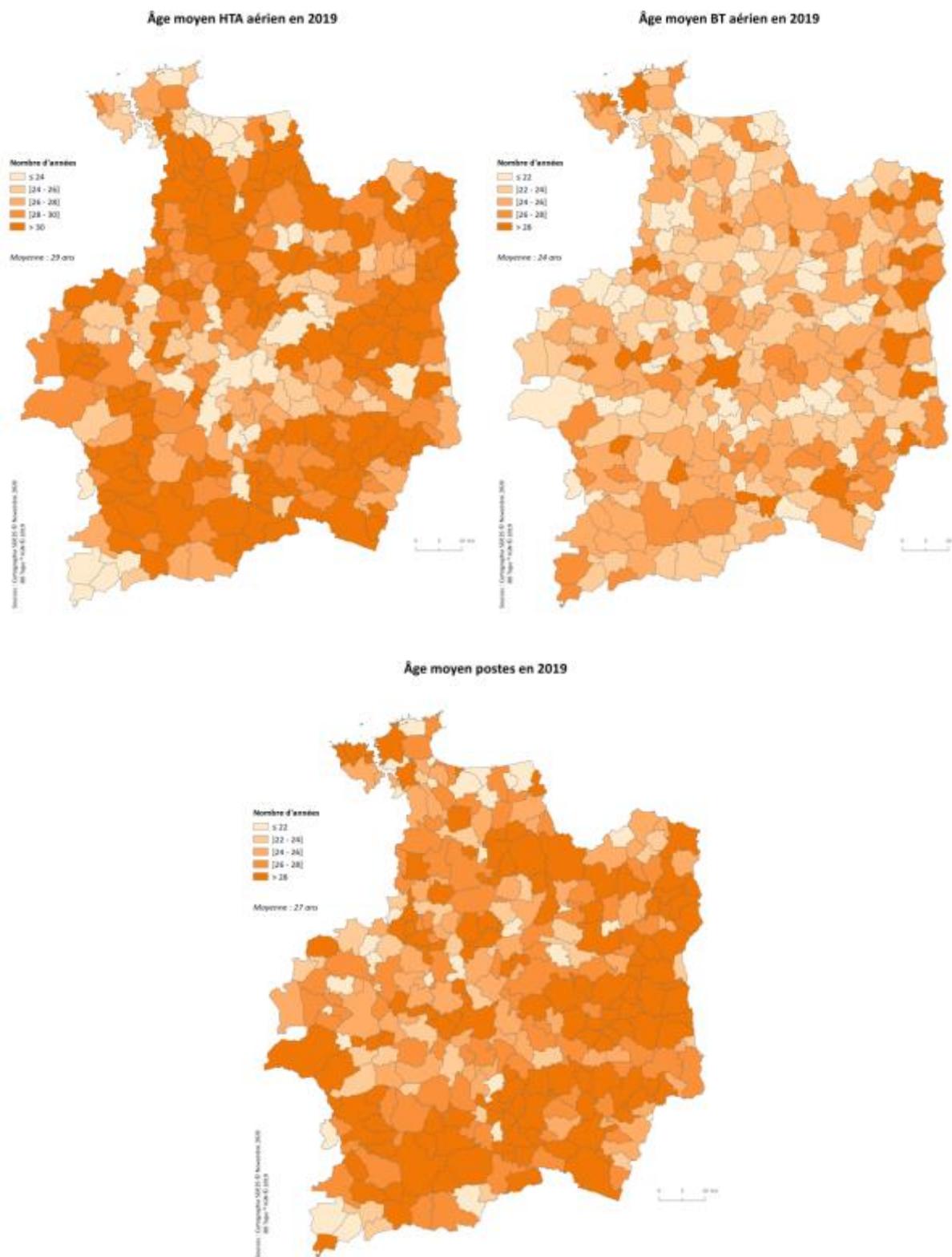


Ces tableaux et ce graphique soulignent :

- un âge moyen du patrimoine plus élevé dans les communes rurales pour le réseau HTA* avec une évolution continue
- un âge moyen du patrimoine plus élevé, pour la quatrième année, dans les communes urbaines pour le réseau BT : 26,3 ans contre 24 en zone rurale (en 2018 respectivement : 25,9 et 24,2).
- un âge moyen de postes plus élevé et une progression plus rapide dans les communes urbaines.

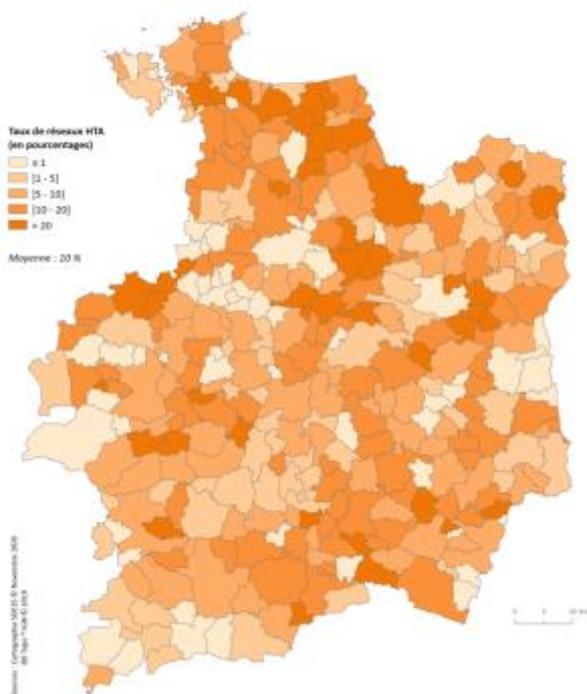
Cette évolution est le reflet de la politique active de renouvellement BT et des postes menée par le SDE35 en milieu rural depuis plusieurs années, alors que celle d'ENEDIS en milieu urbain est moindre et conduit à une hausse de la moyenne d'âge du réseau. A noter que ce vieillissement est constaté alors même que la forte dynamique des réseaux neufs en milieu urbain en Ile-et-Vilaine devrait permettre de faire baisser la moyenne. De plus, de par la mise en place du protocole PDV (prolongation de durée de vie), la tendance devrait se poursuivre dans les années avenir.

Une nouvelle série de cartes est présentée depuis 2019 : les âges moyens des réseaux et postes. Celles-ci permettent notamment de distinguer les zones HTA aérien ayant été récemment rénovées : les secteurs de Dol et Redon en particulier dans le cadre du PCDMR*.

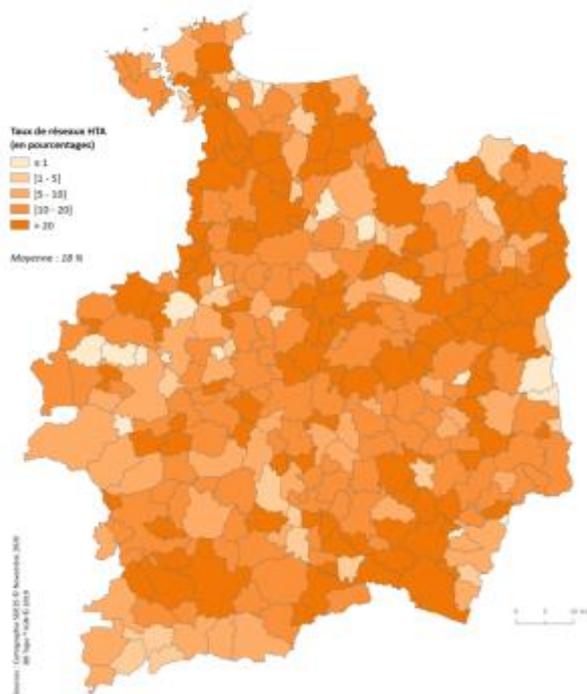


Les cartographies ci-après permettent de souligner la proportion (%) des réseaux ayant dépassé les 40 ans entre 2011 et 2019.

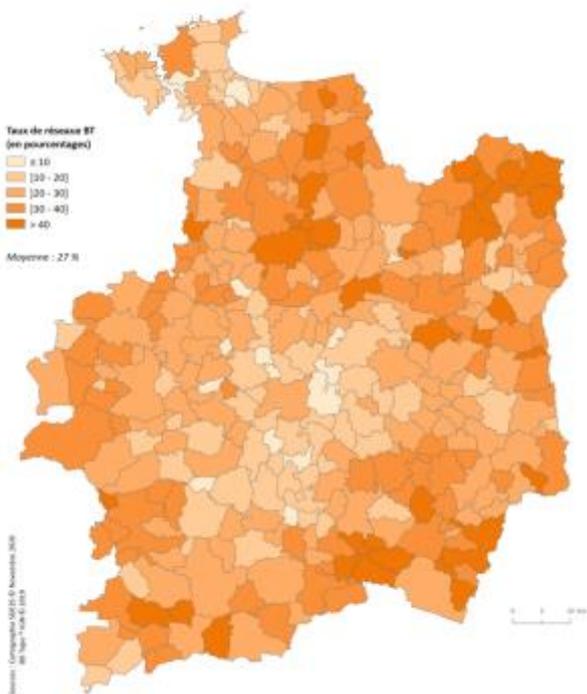
Réseau HTA âgé de plus de 40 ans en 2011



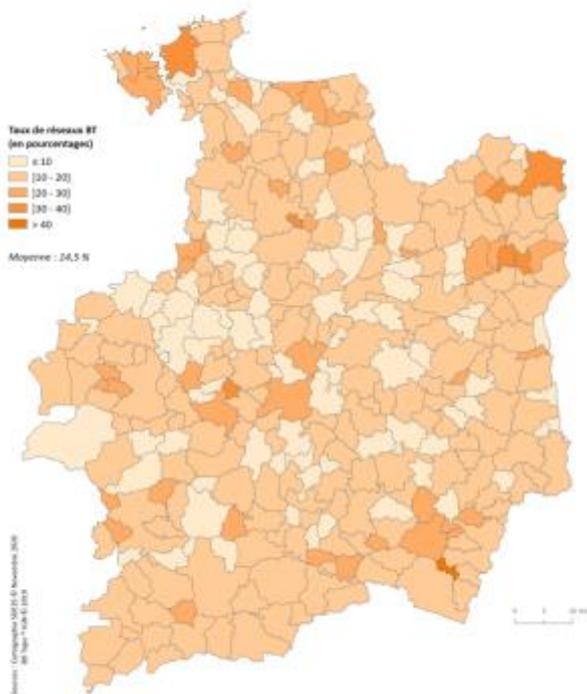
Réseau HTA âgé de plus de 40 ans en 2019

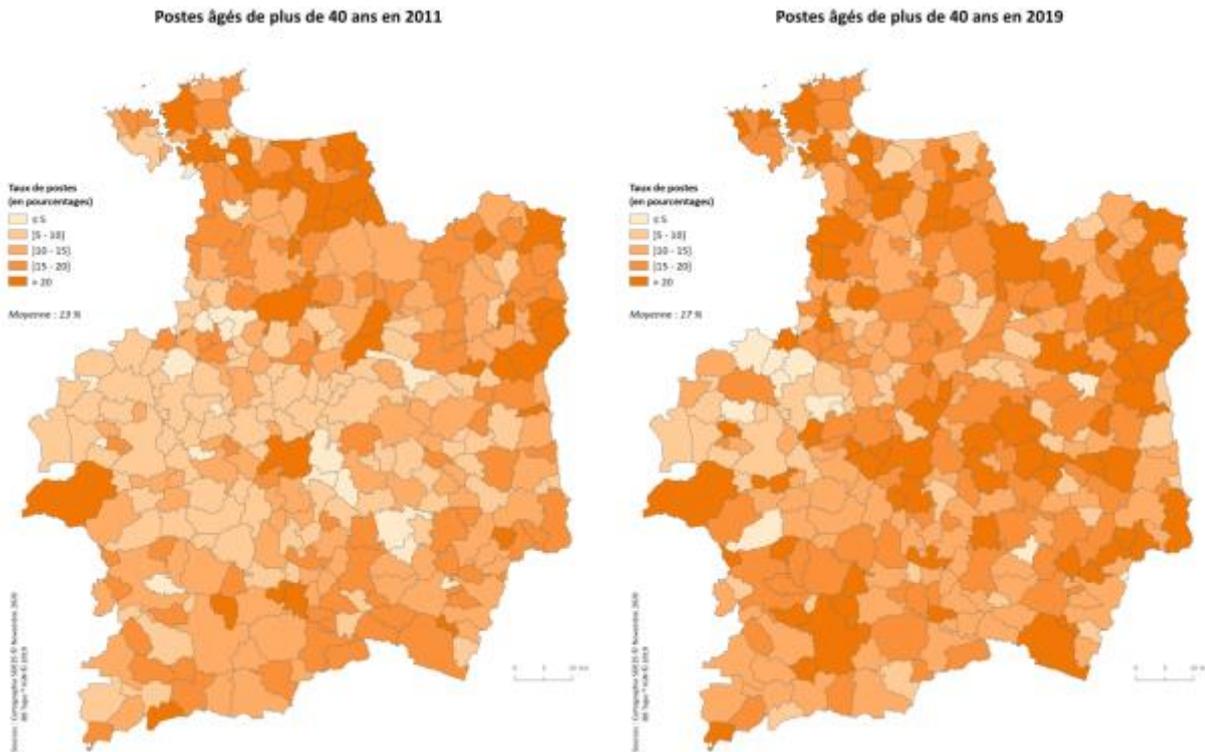


Réseau BT âgé de plus de 40 ans en 2011



Réseau BT âgé de plus de 40 ans en 2019





Cela permet de visualiser :

- l'accélération du vieillissement du réseau HTA*,
- le recul du vieillissement pour le réseau BT*, sauf en milieu urbain où la tendance inverse est constatée.
- l'accélération du vieillissement des postes de transformation.

L'indicateur d'âge permet d'aborder la **programmation des renouvellements d'ouvrage sous un angle préventif** plus satisfaisant et pertinent que la mise en œuvre d'un traitement curatif à la suite d'incidents.

L'analyse des ouvrages sous l'angle de la typologie et de l'âge permet de plus de faire des projections quantitatives et de prioriser les investissements.

Ces éléments seront à prendre en considération dans le cadre de l'élaboration de la prochaine programmation pluriannuelle d'investissement (cf. chapitre 7). Cependant, il est à noter que pour Enedis, il n'existe pas de lien de causalité entre incident et vieillissement du réseau.

3. Diagnostic qualité

Le suivi et le contrôle de la qualité de distribution de l'électricité s'appuient sur l'analyse de 2 familles d'indicateurs :

- Les indicateurs de coupure, qui reflètent la continuité de l'alimentation :
 - le critère B* correspond au temps moyen de coupure basse tension par usager et par an ;
 - le taux d'incidents illustre la fiabilité du réseau ;
 - les fréquences de coupure longues, brèves et très brèves.
- les nombres de clients et départs mal alimentés, représentant la qualité de tension dont les valeurs minimales et maximales sortent des obligations réglementaires à savoir +/- 10% de la tension nominal (230V).

Celles-ci ont pour objectif le partage des informations relatives aux investissements des maîtres d'ouvrage (Enedis et SDE35), programmés pour l'année à venir. Ces planifications et coordinations de travaux sont alors mises en œuvre à l'appui du bilan détaillé présentant les niveaux de qualité et l'état du patrimoine durant l'année en cours.

3.1. Continuité de fourniture

3.1.1 Critères B*

Le critère B* correspond à la durée moyenne annuelle de coupure d'un usager alimenté en Basse Tension. Il doit être analysé au regard des différentes causes de coupure : évènement exceptionnel, incidents, travaux, intervention sur le réseau Haute Tension. L'année 2019 n'a pas marquée par des aléas climatiques exceptionnels en Ille et Vilaine.

Comme pour les sept précédents exercices de contrôle, le Syndicat a reconstitué lui-même les données de critère B* par commune à partir des fichiers présentant l'ensemble des coupures.

En 2019, le critère B* toutes causes confondues s'établit à **52,8 minutes pour le département** (-4% vs 2018).

Cette valeur s'inscrit dans une année calme sans évènement exceptionnel et bien en dessous de la moyenne, déjà bonne, de ces 6 dernières années (69 min). On rappelle que sur l'année 2015, une subite dégradation du critère B a été observée : elle s'explique par un incident de coupure sur le réseau de transport survenu le 30 juin 2015.

L'indicateur (Toutes Causes Confondues) est inférieur au critère B à la maille nationale (64,3 min hors transport et évènement exceptionnel en 2019).

Évolution du critère B au cours des 5 dernières années (en min)



Source Enedis

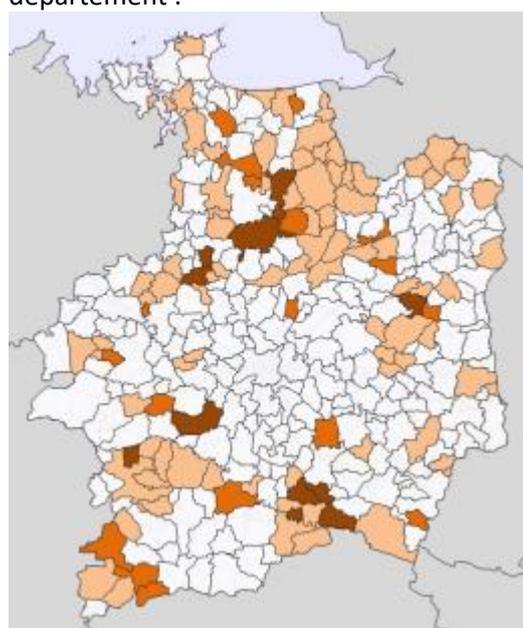
En complément, Les tableaux ci-après rendent compte de la part de critère B incident qui relève de causes « climatiques » non classées en régime exceptionnel. Ces données, issues du diagnostic technique établi en 2019 dans le cadre des négociations du contrat de concession, n'ont pu faire l'objet d'une actualisation en 2020.

	Critère B inc HTA climatique Hix	Part du critère B inc HTA Hix global	Critère B inc BT climatique Hix	Part du critère B inc BT Hix global
2013	20,5	57%	4,2	48%
2014	8,1	37%	0,8	14%
2015	3,5	19%	0,7	11%
2016	21,1	58%	1,8	18%
2017	11,0	35%	1,1	11%
2018	7,3	28%	0,8	10%

Source Enedis

Les conséquences d'évènements climatiques intenses, et leurs effets collatéraux, qui ne sont pas forcément classés en régime exceptionnel, expliquent pour partie la variabilité de la part de critère B incident HTA Hix annuel comme on peut le constater en 2013 et 2016. Cette part est néanmoins à mettre en perspective avec la part de réseau HTA aérien sur le linéaire global (62,8%) et de la bonne qualité de desserte connue sur la concession (cf. taux de fiabilité des ouvrages et critère B global).

La carte ci-dessous présente les communes avec double dépassement de seuils de critère B incident sur les 4 dernières années et permet d'identifier des zones de moindre qualité notamment au Nord-est et au Sud-Ouest du département :



- Communes dont le critère B incident HTA Hix moyen 2015-2018 est supérieur à 60 min et qui ont dépassé cette valeur plus de 2 fois sur la période
- Communes dont le critère B incident BT Hix moyen 2015-2018 est supérieur à 20 min et qui ont dépassé cette valeur plus de 2 fois sur la période
- Communes dont le critère B incident BT Hix moyen est supérieur à 20min ET le critère B incident HTA Hix moyen est supérieur à 60 min et qui ont dépassé ces valeurs plus de 2 fois dans la période

Source Enedis

Ces zones font l'objet d'investissements de la part d'Enedis, avec des chantiers réalisés ou inscrits au programme travaux.

Nous retrouvons ces zones de moindre qualité au travers de l'analyse des NiTi (cumul des durées de coupure) incident. L'analyse par départ permet d'identifier ci-dessous les 10 postes sources dont les départs HTA concentrent le plus de NiTi sur la période.

Poste source	Cumul NiTi 2013-2018 (min)	Nb incidents
MONTFORT	5539446	67
ST-SERVAN	5493163	45
COMBOURG	5459064	90
ST-BRICE	4515420	80
MESSAC	4274782	91

TINTENIAC	4133811	54
GOSNE	4112913	74
DOL	4029788	59
FOUGERES	4009098	84
BRUZ	3657128	67

Source Enedis

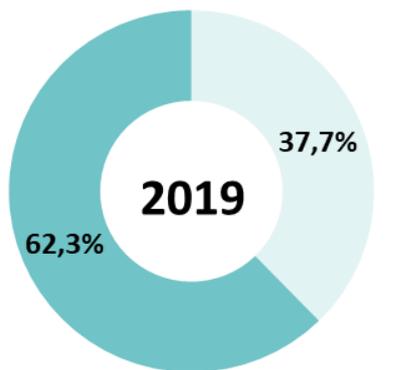
Depuis l'année 2011, le temps de coupure consécutif aux **interventions d'élagage** marquait une tendance à la hausse, directement liée à l'augmentation des longueurs traitées ainsi qu'aux renforcements des dispositions réglementaires. Une inversion de la courbe se dessinait avec une diminution sur l'année 2015 (6,5 minutes) et se confirmant en 2016 (5,15 minutes). Néanmoins, faute d'indicateur dans les comptes-rendus d'activités d'Enedis depuis 2017, cette tendance ne pourra être confirmée.

Les travaux d'élagage entrepris par le concessionnaire Enedis en 2019 ont représenté près de 3 millions d'euros pour 3920 km traités et 522 arbres abattus.

Elagage réalisé	Sur le réseau HTA	Sur le réseau BT
Longueur de réseau traité (en km)	3 127	793
Nombre d'arbres abattus	442	80
Montants consacrés à ces travaux (en k€)	2 154	842

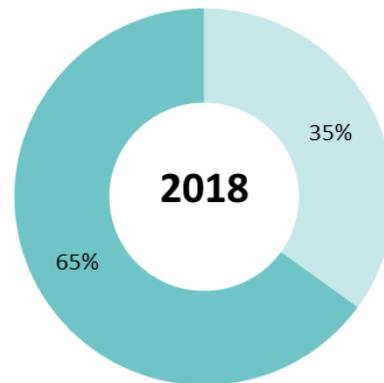
Données Enedis

Répartition du critère B entre travaux et incidents



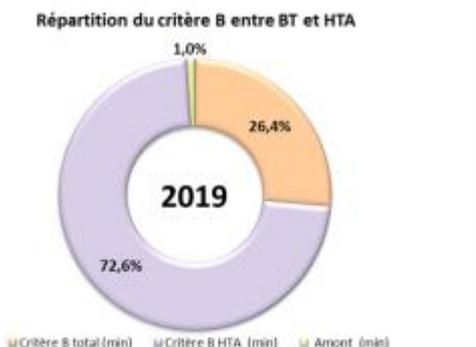
- Critère B pour travaux BT+HTA (min)
- Critère B pour incidents BT+HTA (min)

Répartition du critère B entre travaux et incidents

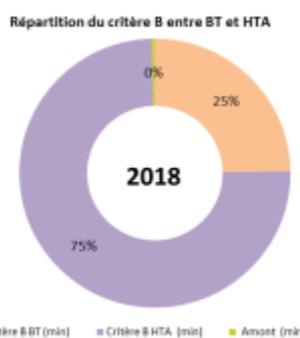


- Critère B pour travaux BT+HTA
- Critère B pour incidents BT+HTA

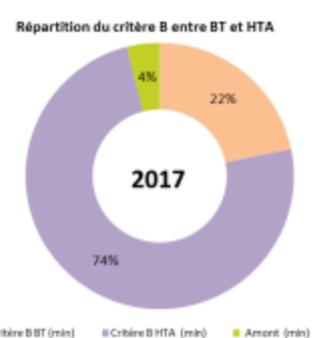
La part de coupures affectées aux incidents représente près de 62,3% de la durée totale de coupure en 2019.



- Critère B total (min)
- Critère B HTA (min)
- Amont (min)



- Critère B BT (min)
- Critère B HTA (min)
- Amont (min)



- Critère B BT (min)
- Critère B HTA (min)
- Amont (min)

Les incidents sur le réseau HTA* tiennent, depuis 2014, une part prépondérante (61,8 % des coupures sur le réseau HTA en 2018).

Un incident sur le réseau HTA* impacte en moyenne 1 000 clients contre 30 clients sur le réseau BT*. Dans le cadre de la programmation des investissements dans un contexte de prévention des coupures, le critère B* lié aux incidents témoigne de la fragilité des réseaux, notamment face aux intempéries.

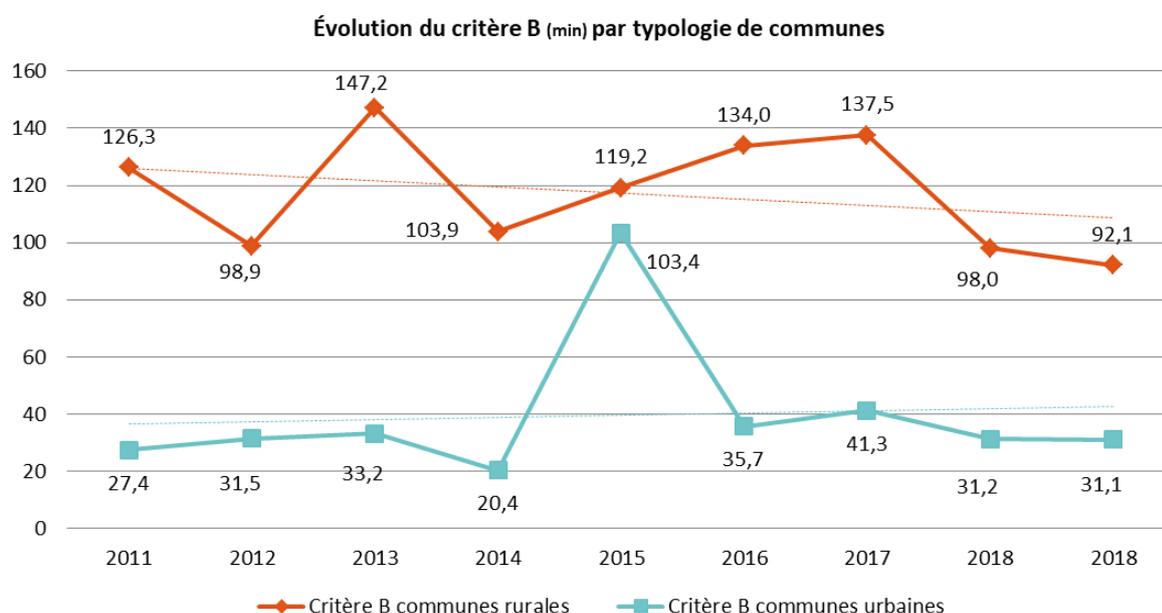
Le critère B* présente en 2019 une forte disparité lorsqu'on distingue les valeurs des communes urbaines et rurales (typologie selon les critères du FACE*) : un critère B* plus important pour les communes rurales, très fortement impactées par les coupures du réseau HTA*.

Par contre, on peut noter que depuis une dizaine d'année le critère B BT est très proche entre communes rurales et communes urbaines.

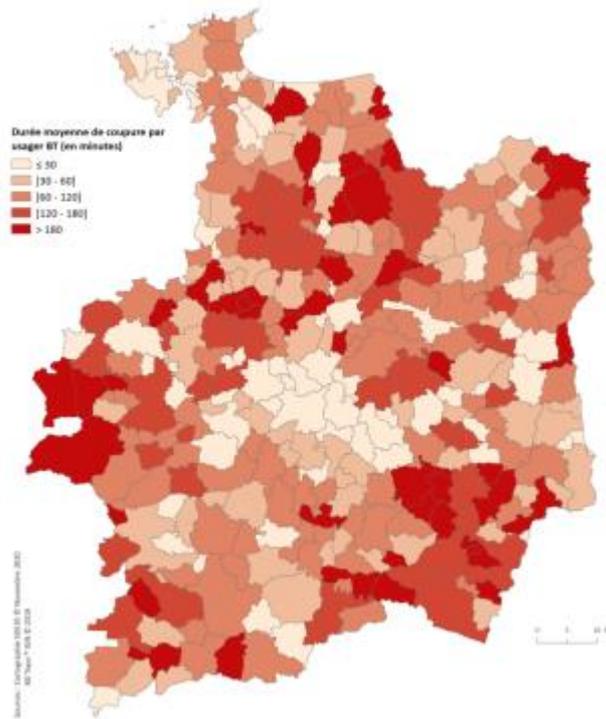
Critère B	Total département 35	Communes rurales	Communes urbaines
Multipérimètre 2019			
Critère B total (min)	52,8	92,1	31,1
Critère B amont incidents (min)	0,5	1,1	0,0
Critère B HTA incidents (min)	23,7	43,2	12,9
Critère B HTA travaux (min)	14,6	32,9	4,5
Critère B BT incidents (min)	8,7	8,3	8,9
Critère B BT travaux (min)	5,3	6,6	4,5
Critère B pour incidents BT+HTA (min)	32,9	52,6	21,8
Critère B pour travaux BT+HTA (min)	19,9	39,5	9,1
Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; Multipérimètre ; tableau 50A			

Bien que la durée de coupure diminue, les disparités persistent en 2019 entre secteur urbain et secteur rural avec pour les travaux un ratio de plus de 7, et de plus de 4 s'agissant des incidents sur le réseau HTA*.

En communes urbaines, le temps de coupure par usager BT présente une légère tendance à la hausse depuis 2011. La baisse visible en communes rurales se confirme par ailleurs.

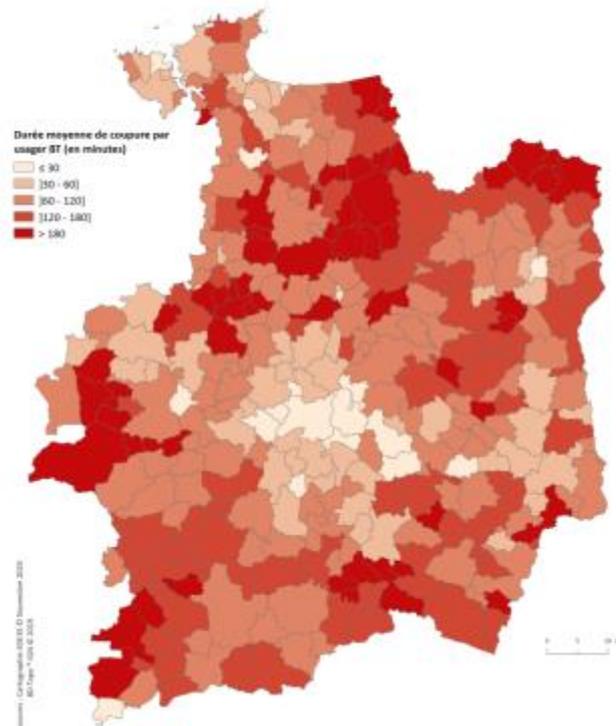


Critère B toutes causes confondues en 2019



Les zones pénalisées par des temps de coupures atteignant plus de deux heures (*communes en rouge et rouge foncé*) sont assez dispersées à l'exception d'une concentration notable dans le secteur nord-centre et sud-est.

Moyenne critère B toutes causes confondues 2016 - 2019

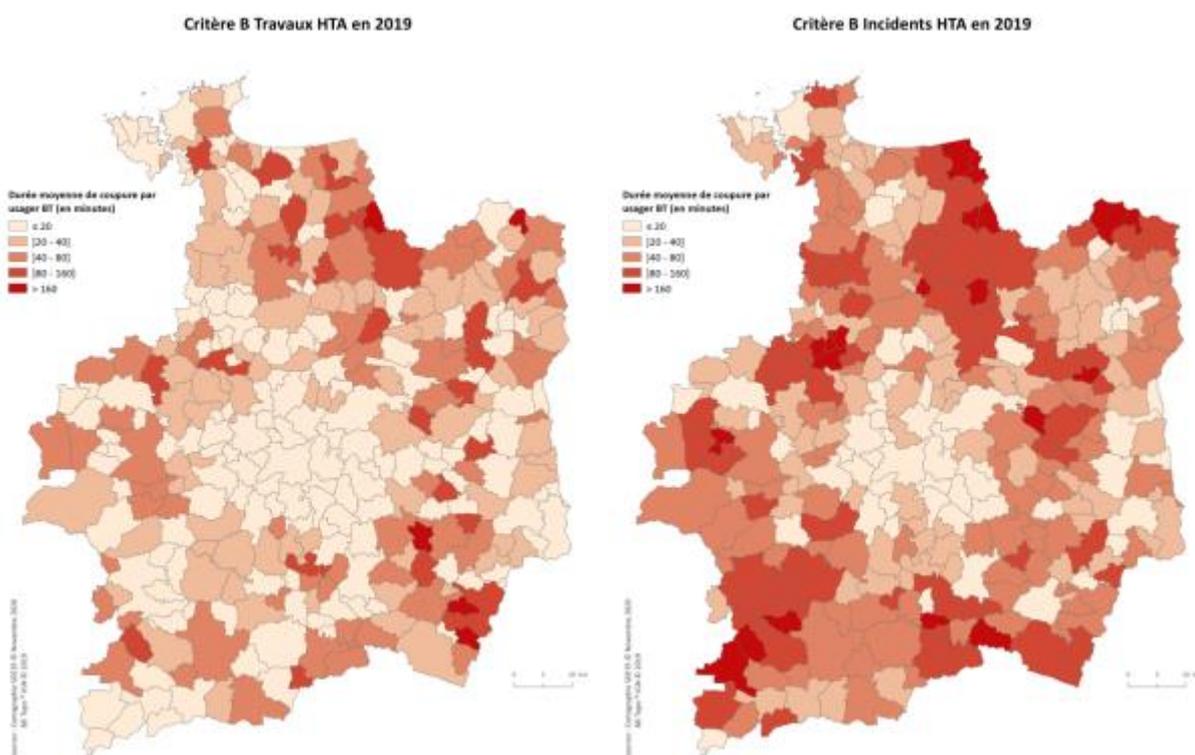


Pour la deuxième année, les données transmises par ENEDIS permettent une analyse par commune. Bien que plus précise, les cartes présentant les valeurs moyennées sur plusieurs années étant jusqu'ici réalisées par répartition

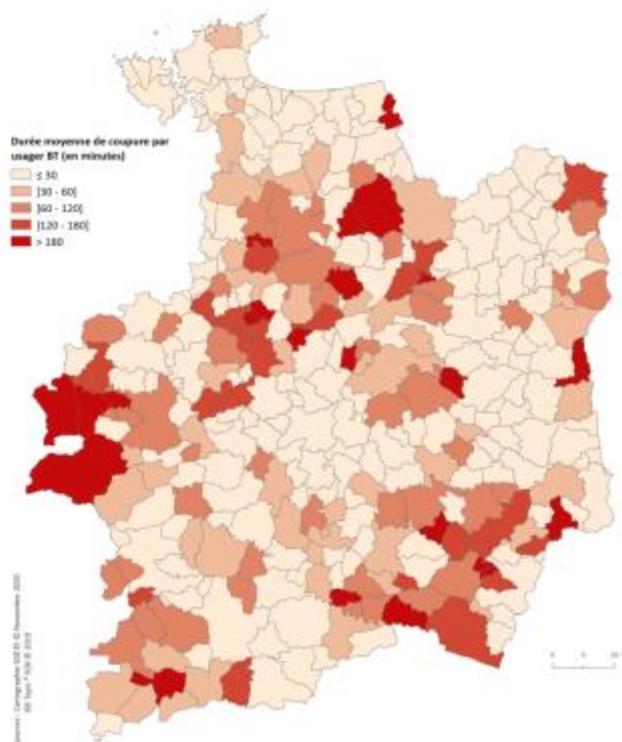
statistique des temps de coupure, une imprécision demeure. En effet, le nombre et temps de coupures sont comptabilisés par départ et non par commune. Enedis procède au découpage par commune ultérieurement. Néanmoins, pour rappel, les cartes des années précédentes ne tenaient pas compte des réelles réalimentations opérées par ENEDIS lors des incidents de coupure. En outre, des faibles écarts persistaient du fait du mode de reconstitution, par le SDE35, des données de critère B* par commune à partir des fichiers présentant l'ensemble des coupures.

Les indicateurs observés sur 4 années, font apparaître les zones régulièrement affectées par les coupures : les communes rurales d'une frange Nord du département, la zone ouest et est en périphérie de Fougères, et quelques groupements de communes rurales plus dispersées. D'une manière générale, on constate que les communes limitrophes sont plus sujettes aux coupures.

La fragilité du réseau peut être plus finement analysée au regard de **l'indicateur critère B* HTA*** incidents (durée moyenne de coupure due aux incidents du réseau HTA*) afin de localiser les zones prioritaires de renouvellement du réseau, pris en charge par le concessionnaire.



Critère B HTA en 2019



Les incidents HTA* se concentrent en bordure nord du département, et au Sud-ouest du département.

La **zone entourant la commune de Dol**, au Nord du département, a fait l'objet en 2013-2014 de travaux d'ampleur par le concessionnaire, et également par le Syndicat qui accompagne ENEDIS en intervenant sur le réseau BT* des secteurs concernés.

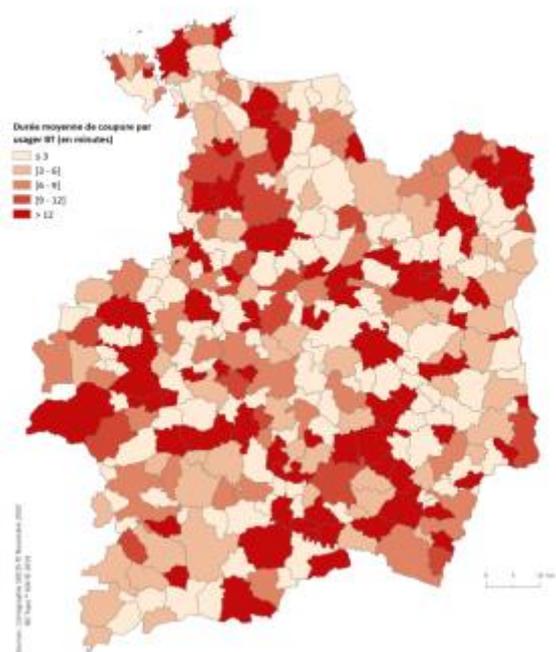
Ces travaux HTA* consistent à limiter les risques liés aux forts phénomènes venteux par le remplacement des réseaux aériens les plus exposés.

Ces opérations sont intégrées à un plan global d'intervention mis en place par ENEDIS, intitulé «Plan Aléas Climatiques » (*Voir paragraphe 2.2.4*). Ce plan Aléas climatique découle des inventaires des réseaux exposés aux risques « bois » et exposés aux risques « vents ».

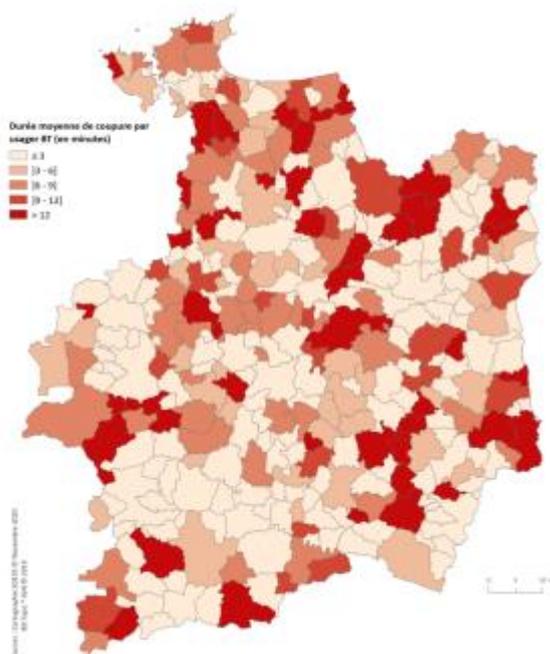
L'inventaire des lignes en zone « bois » est obtenu par le recoupement géographique de la cartographie du réseau HTA aérien avec la base de données européenne « Corine Land Cover ». Une analyse terrain est dans tous les cas nécessaires pour confirmer ou non le caractère avéré du risque « bois » autour de ces ouvrages.

L'inventaire des lignes en zone « vent » est obtenu en comparant les caractéristiques des tronçons aériens situés dans les zones exposées avec les vitesses de vent enregistrées dans ces zones.

Critère B Incidents BT en 2019

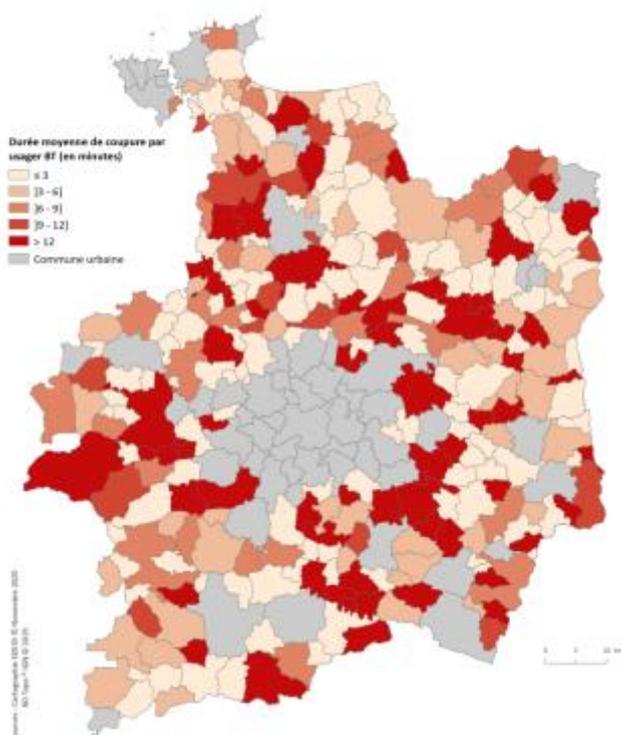


Critère B Travaux BT en 2019

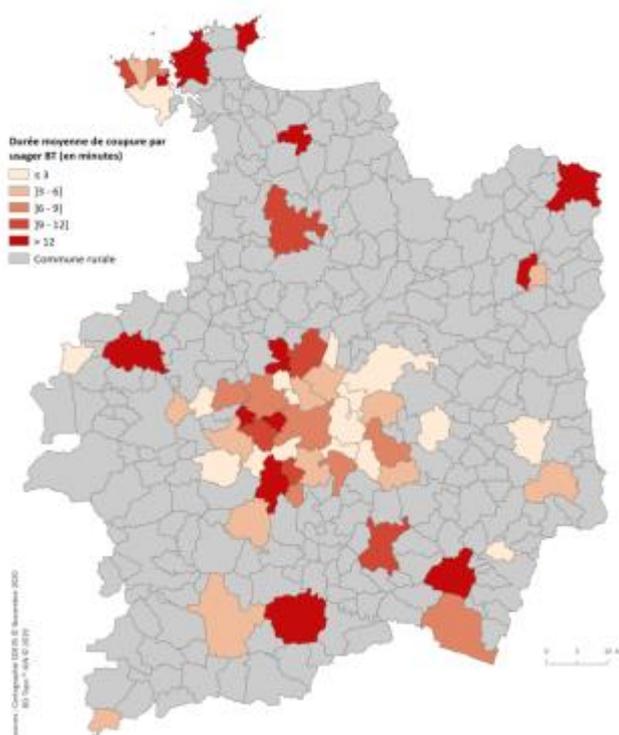


Cet indicateur lié aux incidents est plus dispersé pour le réseau BT*, bien que des secteurs au Sud-ouest du département et autour de la forêt de Brocéliande soient assez marqués ; les communes à fort taux de coupures se situent aussi bien en zone urbaine et qu'en zone rurale.

Critère B Incidents BT en 2019
Communes rurales



Critère B Incidents BT en 2019
Communes urbaines



Les principales interventions sur l'année 2019 correspondent aux zones les plus affectées par les coupures travaux.

Les coupures pour travaux sur le réseau BT* sont plus difficiles à interpréter car elles peuvent être variables en quantité et en durée pour des opérations de même typologie. Leur dispersion géographique est assez nette tant pour les communes urbaines que rurales.

3.1.2 Tenue de la tension

La qualité de l'électricité peut également être analysée au regard de la tenue de tension d'alimentation. Celle-ci doit respecter le décret n°2007-1826 et son arrêté d'application du 24 décembre 2007, modifié par celui du 18 février 2010, qui ont porté **la plage de tension BT* de (230V - 10%, 230V + 6%), à (230V -10 %, 230V +10 %)**.

La tension en tout point du réseau BT* doit être ainsi comprise entre 207 et 253 volts contre 207 et 244 volts auparavant.

Pour permettre d'utiliser toute la plage de tension autorisée, ENEDIS a mis en œuvre en mars 2011 un nouveau plan de tension qui consiste principalement à relever le niveau général de la tension sur les réseaux BT* pour réduire ainsi le nombre d'usagers pénalisés par une tension inférieure à 207 volts.

Ceci nécessite de relever le niveau de tension des réseaux HTA*, mais aussi de relever les niveaux de tension de sortie des transformateurs, lorsque les appareils le permettent.

La mesure de la qualité de tension est en général évaluée grâce à 2 indicateurs :

- le nombre de départs BT* mal alimentés (DMA*) lorsqu'au moins un usager du départ bénéficie d'une tension hors de la plage réglementaire ;
- le **nombre d'usagers mal alimentés (CMA* pour Client mal alimenté)** : soit le nombre d'usagers qui bénéficient d'une tension hors de la plage réglementaire.

Le décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 prévoit des seuils, en deçà desquels, les objectifs fixés par celui-ci, sont considérés comme non respectés et ouvrent droit à des pénalités.

Ainsi, le décret qualité est considéré comme respecté si ce taux de CMA* n'excède pas 3% sur l'ensemble des communes du département. **Depuis la mise en application du décret, il n'y a eu aucun dépassement du taux de clients mal alimentés en Ille-et-Vilaine au sens de la tenue de tension**

En 2018, on peut observer une très nette augmentation du nombre de DMA et CMA. Cette augmentation est imputable à la mise en place d'un nouveau modèle de modélisation, ERABLE, remplaçant le modèle BAGHEERA. Le nouveau modèle prend désormais en compte la présence des producteurs d'énergie et se rapproche des réalités du réseau en intégrant des données remontées par LINKY et par conséquent moins théorique que l'ancien modèle.

Ce décalage avait été signalé par les AODE et mise en évidence lors du contrôle opérationnel réalisé par le PEBreizh en 2018-2019. Lors de ce contrôle, la volatilité des données fournies d'une extraction à l'autre par ENEDIS a conduit les 4 SDE à remettre en cause la totale fiabilité de celles-ci.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nb de clients BT et HTA en dépassement	2353	1960	1414	1967	1747	3868	3659
	0,40%	0,30%	0,20%	0,30%	0,30%	0,6%	0,6%
Nb de communes concernées	227	191	171	181	178	266	258
	64%	54%	48%	51%	50%	75%	73%

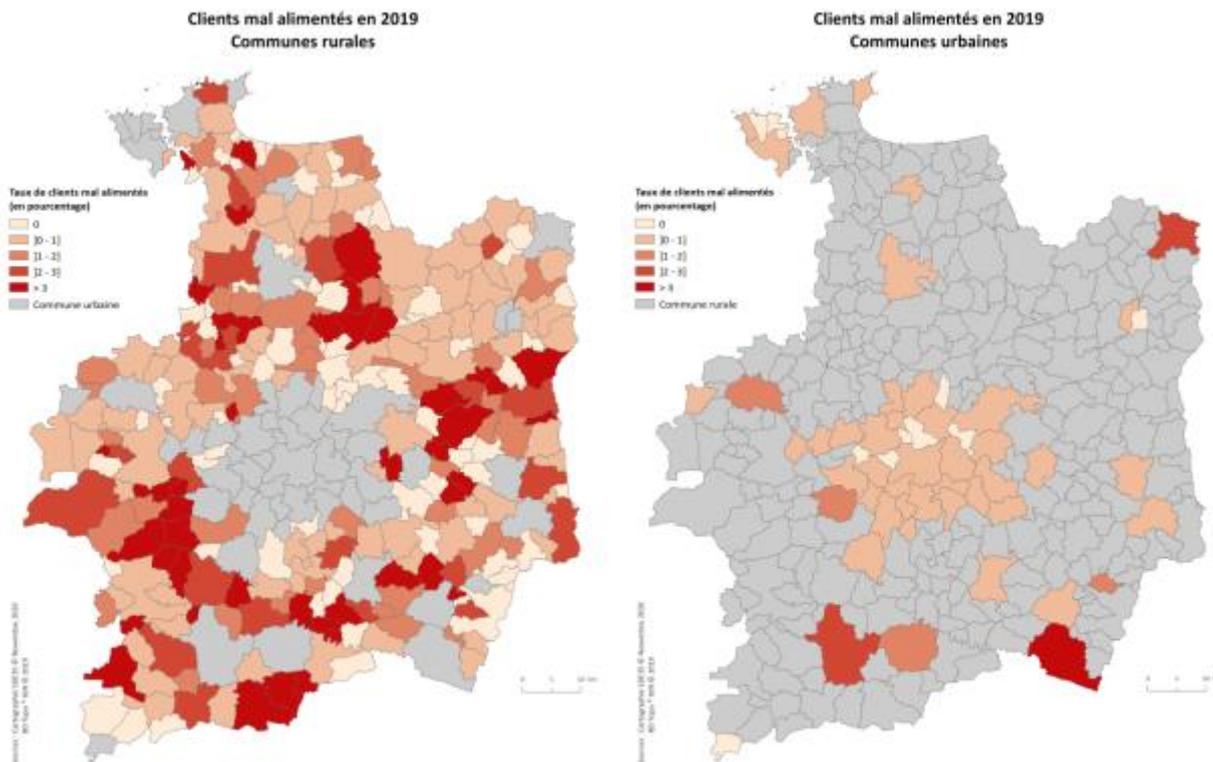
Source Enedis

Le nombre de CMA a baissé, 3 659 en 2019 contre 3 868 en 2018 (-5,4%); soit 0,6 % du nombre de PDL.

	2013 Nb CMA	2014 Nb CMA	2015 Nb CMA	2016 Nb CMA	2017 Nb CMA	2018 Nb CMA	2019 Nb CMA
rural	1999	1667	1094	1608	1304	2975	2916
urbain	354	293	320	359	443	893	743

Source Enedis

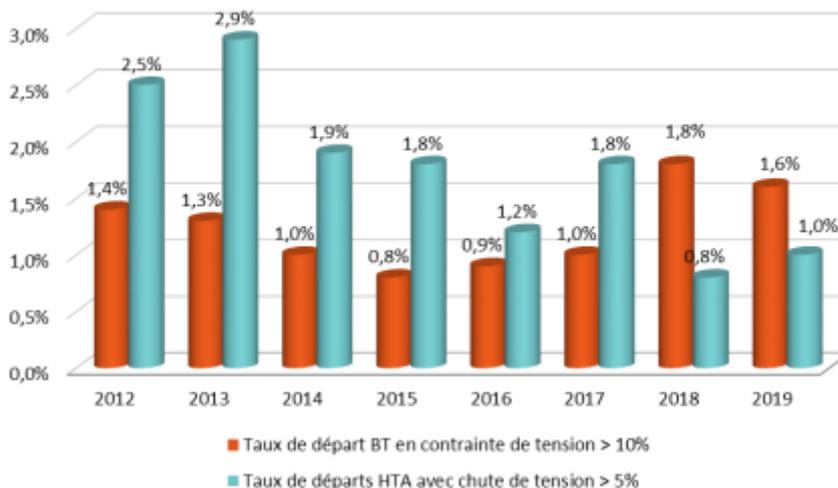
L'analyse de la répartition géographique des CMA permet de constater une répartition diffuse du taux de clients mal alimentés sur le secteur rural.



Le protocole FNCCR* de 2009 statuant sur les indicateurs à produire par les concessionnaires, exige la fourniture de données relatives aux contraintes de tension. Un départ BT* est classé en « contrainte de tension » lorsqu'il comporte au moins un client pour lequel le niveau de tension à son point de livraison sort de la plage de variation admise par rapport à la tension nominale (-+10 %).

Enedis fournit ces données depuis 2012, à l'échelle départementale, pour le réseau BT* (dépassement à plus de 10 % de la tension nominale) et HTA* (dépassement à plus de 5 % de la tension nominale).

Évolution des départs en contrainte de tension



Le niveau des départs BT* en contrainte de tension de plus de 10% suit une tendance à la baisse malgré des valeurs très variables ; le taux de départs HTA* pour lesquels il existe au moins un point de livraison HTA* pour lequel la chute de tension est supérieur à 5% de sa tension contractuelle, suit lui une tendance à la baisse depuis 6 ans.

3.2. La fiabilité du réseau

3.2.1 : Taux d'incidents BT*

Le taux d'incidents pour 100 km de réseau BT baisse pour la première année après 4 ans de hausse continue depuis 2010.

Taux de fiabilité des réseaux aériens et souterrains (par an/100km)

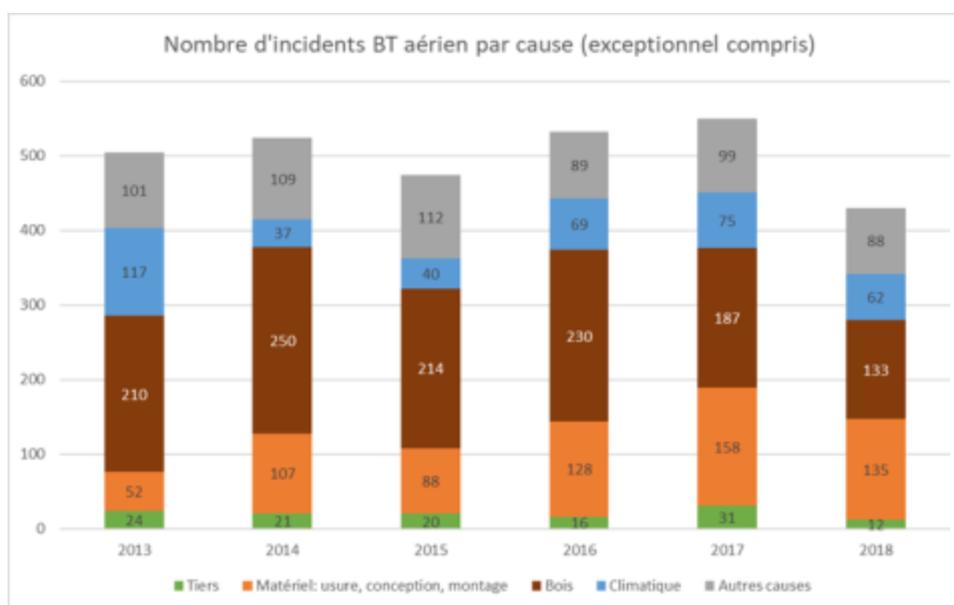
Année	Taux Incident BT HIX / 100 km		Taux Inc. BT HIX siège souterrain		Taux Inc. BT HIX siège aérien nu		Taux Inc. BT HIX siège aérien torsadé	
	Concession	National	Concession	National	Concession	National	Concession	National
2013	4,3	7,3	2,6	4,1	12,9	17,5	0,8	1,8
2014	4,2	7,2	2,0	3,9	13,7	17,9	1,4	2,3
2015	4,4	7,2	2,9	4,0	14,9	18,1	0,9	1,9
2016	4,7	7,4	2,7	4,4	17,3	19,4	1,5	2,3
2017	5,0	7,9	3,4	4,1	17,9	22,5	1,8	2,6
2018	4,3	8,3	3,3	4,7	16,8	21,1	1,2	2,6
Moyenne	4,5	7,6	2,8	4,2	15,6	19,4	1,3	2,3

Source Enedis

Rapporté au 100 km, le réseau BT* des communes rurales ne subit pas plus d'incidents que celui des communes urbaines. Cette observation se confirme depuis 2016.

3.2.2 Analyse de l'incidentologie du réseau par cause

La démarche de résorption des fils nus menée conjointement entre le SDE35 et Enedis, complétée par la politique d'élagage mise en œuvre sur la concession, a permis de réduire significativement le nombre d'incidents pour cause « bois » : -40% entre 2013 et 2018. On peut voir ci-dessous que les incidents sur le réseau BT se répartissent désormais pour un tiers entre la typologie bois et pour un autre tiers sur le matériel.

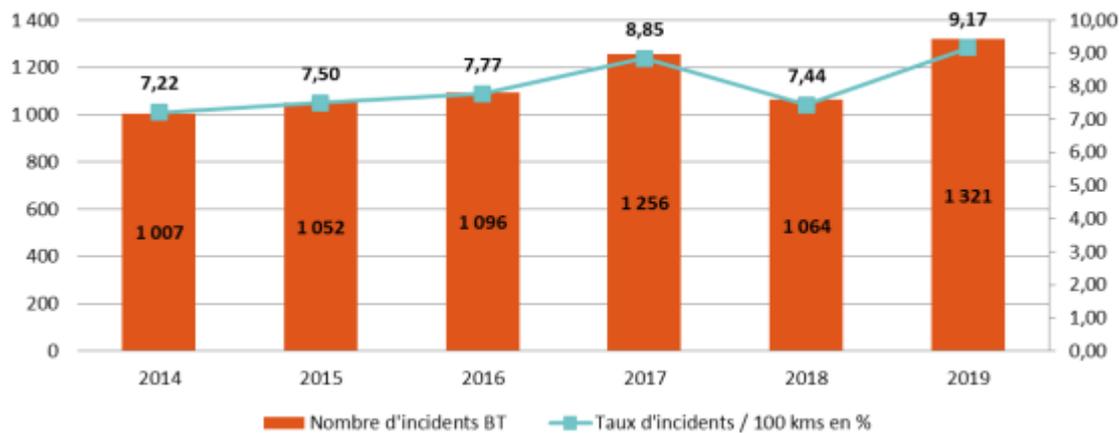


Source Enedis

3.2.3 Synthèse de l'évolution des taux d'incidents par zone et technologie

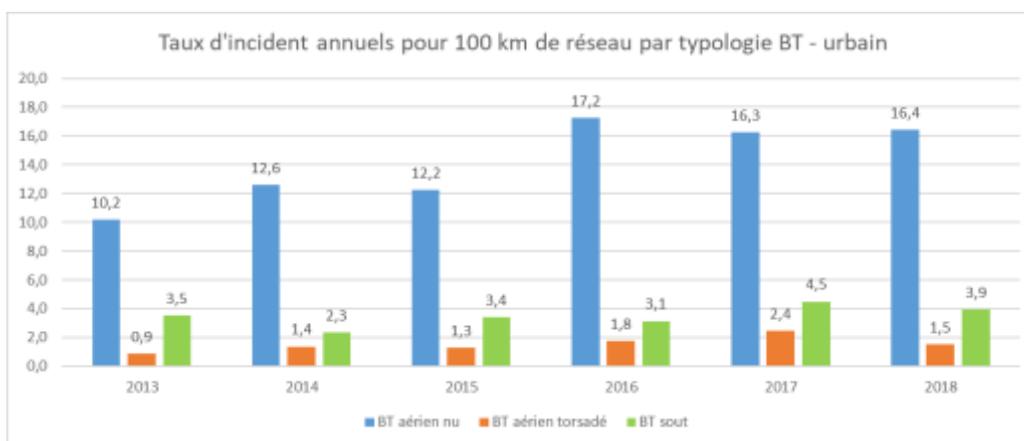
Après une légère baisse en 2018, le nombre d'incidents BT pour 100km repart à la hausse en 2019.

Évolution du nombre d'incidents BT



Que ce soit en zone urbaine ou en zone rurale, l'analyse par technologie montre que l'aérien nu a une part prédominante dans les incidents.

Communes urbaines

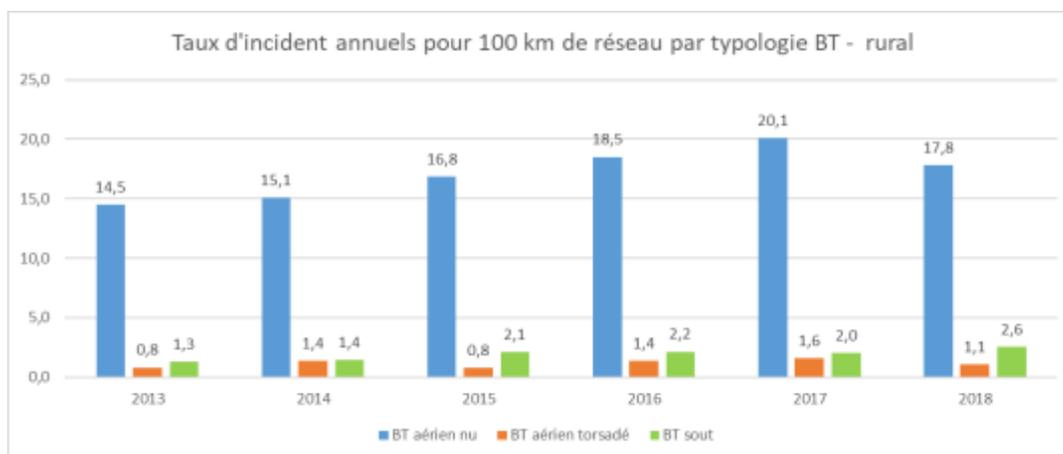


Source Enedis

Pour les communes urbaines, on constate :

- Une dégradation significative du taux d'incident pour 100 km pour les réseaux BT aériens nus depuis 2016
- Une très bonne performance des réseaux aériens torsadés BT sur l'ensemble de la période
- Une relative stabilité du taux d'incident pour les réseaux souterrains BT

Communes rurales



Source Enedis

Pour les communes rurales, on constate :

- Une dégradation du taux d'incident pour 100 km pour les réseaux BT aériens nus
- Une très bonne performance des réseaux aériens torsadés BT sur l'ensemble de la période
- Une tendance à la dégradation du taux d'incident sur le souterrain BT, taux d'incident qui reste néanmoins faible en comparaison du taux national moyen.

3.2.4 Taux d'incidents HTA*

Le réseau HTA de la concession est nettement plus fiable que la moyenne nationale constatée, en aérien comme en souterrain

Taux de fiabilité Hix par typologie de réseau HTA (par an/100km) – non remis à jour en 2019

Année	Taux Incidents HTA HIX / 100 km		Taux Inc. HTA HIX siège souterrain		Taux Inc. HTA HIX siège aérien	
	Concession	National	Concession	National	Concession	National
2013	2,0	4,5	1,6	2,6	2,2	3,6
2014	1,7	3,9	1,0	2,1	2,0	3,1
2015	1,2	3,6	1,2	2,5	1,3	2,8
2016	1,7	3,5	1,0	2,0	2,1	3,0
2017	1,7	4,0	1,0	2,0	2,0	3,6
2018	1,7	4,0	1,5	2,2	1,9	3,4

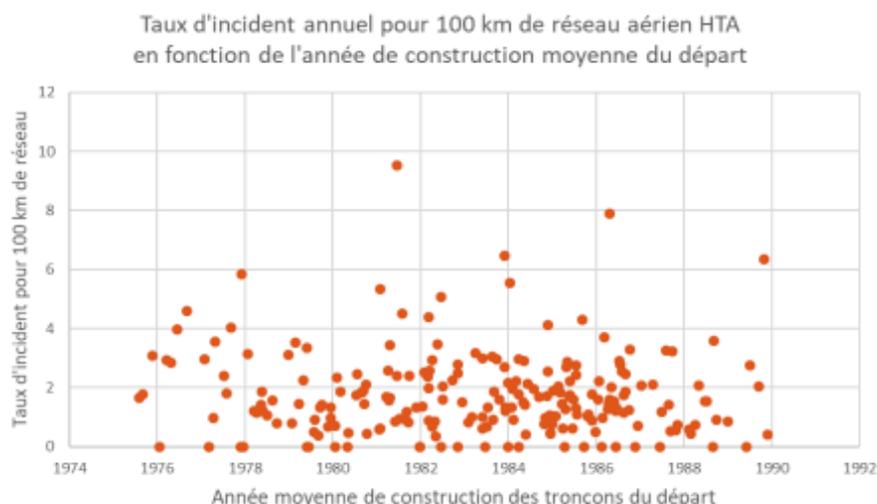
Source Enedis

Le réseau HTA de la concession est nettement plus fiable que la moyenne nationale constatée, en aérien comme en souterrain

Afin de visualiser l'effet éventuel de l'année de construction des réseaux aériens sur la fiabilité mesurée, Enedis a procédé à une analyse macroscopique des incidents sur le réseau aérien HTA en fonction de l'année de construction suivant la méthode ci-après :

- Analyse ciblée des incidents aériens HTA (hors régime exceptionnel, hors cause « tiers » relevés entre 2013-2018 sur les départs comportant plus de 10 km de tronçons aériens).
- L'année de construction est déterminée en effectuant une moyenne pondérée de l'année de construction des tronçons aériens composant le départ.

- Afin de comparer les niveaux de fiabilité, celle-ci est mesurée sous la forme de taux d'incident pour 100 km de réseau.



Source Enedis

On remarquera que l'échantillon ne permet pas de disposer de données sur des réseaux ayant plus de 45 ans.

3.3. Fréquences de coupures

La continuité de l'énergie s'apprécie également au regard des nombres moyens annuels de coupures, c'est-à-dire les fréquences de coupures, qui se décomposent en 3 types :

- les **microcoupures ou coupures très brèves**, inférieures à 1 seconde ;
- les **coupures brèves** : de 1 seconde à 3 minutes ;
- les **coupures longues** : plus de 3 minutes.

En outre ce critère est d'autant plus important qu'il fait partie qu'il fait partie des obligations réglementaires qu'Enedis doit prendre en compte dans l'exploitation du réseau. En effet, un client ne doit pas être soumis à plus de 36 coupures très brève et 6 longues sur une année.

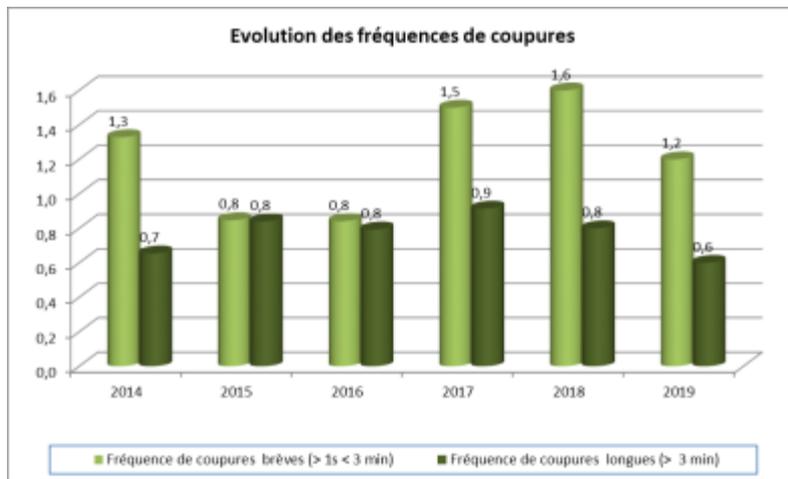
Nombre moyen annuel de coupures (fréquences de coupures)	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total département 35						
Fréquence de coupures brèves (> 1s < 3 min)	1,3	0,8	0,8	1,5	1,6	1,2
Fréquence de coupures longues (> 3 min)	0,7	0,8	0,8	0,9	0,8	0,6

Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; onglet Secteurpluriannuel ; tableau 50A

La fréquence des coupures brèves suit une tendance à la hausse sur la période 2013-2019. On peut toutefois noter que cette année l'indicateur est en baisse après 2 années de hausse mais sans toutefois atteindre les points bas observés de 2015 et 2016. Cet indicateur, bien que correct actuellement sera à surveiller.

En effet, on rappellera que les coupures brèves et très brèves sont la conséquence du déclenchement des appareils de protection présents sur le réseau aérien HTA*. Une coupure brève est provoquée en cas de persistance (environ 3 coupures) d'une coupure très brève. Le suivi de la fréquence des coupures permet d'observer l'entretien du réseau.

Les départs HTA* à typologie prépondérante en aérien sont les plus exposés à ces coupures très brèves et brèves.

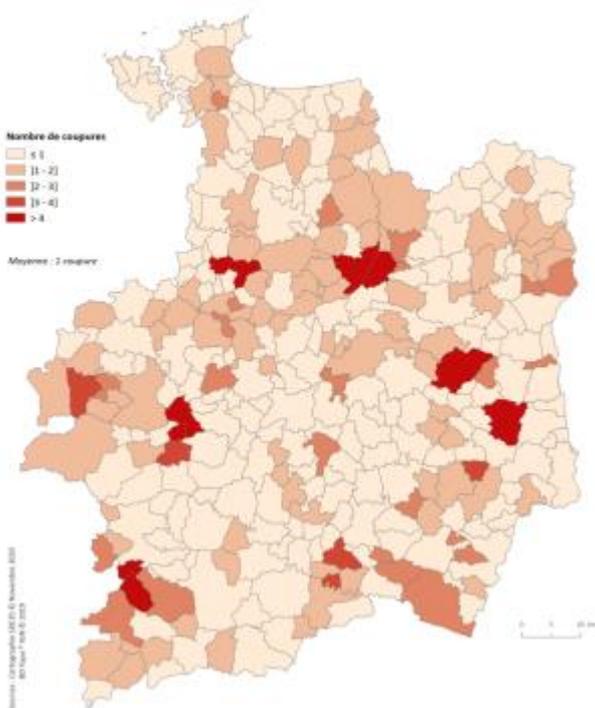


La différenciation entre communes urbaines et rurales est marquée pour la fréquence de coupures brèves et longues. Cela s'explique par un impact plus fort du vent et des risques supérieurs de contacts entre végétation, engins agricoles et réseaux aériens.

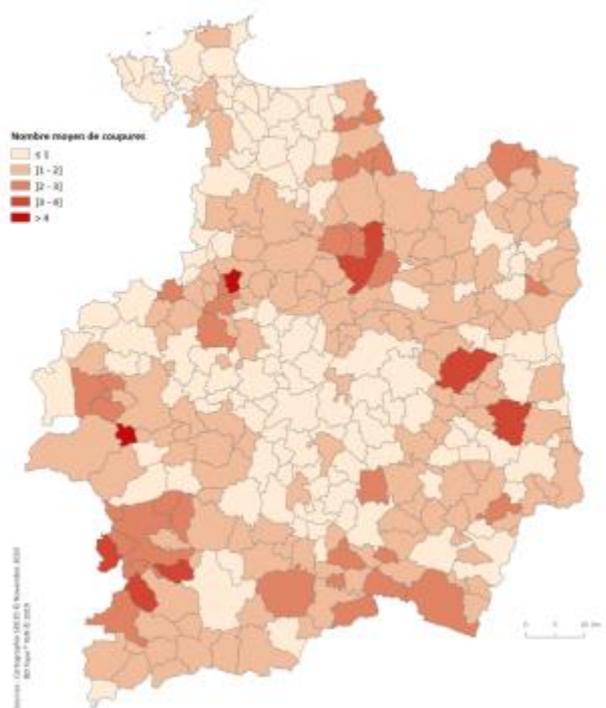
La multiplication des coupures brèves fait l'objet régulièrement de plaintes des communes rurales au SDE35 du fait des désagréments associés.

Fréquence de coupures Multipériamètre 2019	Total département 35	Communes dépt35 rurales (MO SDE35)	Communes dépt35 urbaines (MO SDE35)
Fréquence de coupures très brèves (< 1s)	3,1	7,1	0,8
Fréquence de coupures brèves (> 1s et < 3 min)	1,2	2,6	0,8
Fréquence de coupures longues (> 3 min)	0,6	1,0	0,6
Source : tableau TdbSDE35Pluriannuel ; Multipériamètre ; tableau 50B			

Fréquence de coupures longues en 2019



Fréquence de coupures longues
Moyenne 2016 - 2019



4. Bilan détaillé 2019 – 2020 par maîtrise d’ouvrage

4.1. Investissements sous maîtrise d’ouvrage de l’autorité concédante (SDE35)

4.1.1 Bilan des travaux réalisés et mis en service en 2019

Le tableau ci-après présente le nombre et le montant par finalité de l’ensemble des **opérations mises en service en 2019**.

Les opérations concernées, représentant plus de 20 millions d’euros, ont permis notamment de résorber plus de 136 km de réseau fil nu, dont 85 km dans le cadre des opérations de sécurisation des fils nus, objectif phare des travaux préventifs engagés depuis 2011 par le SDE35.

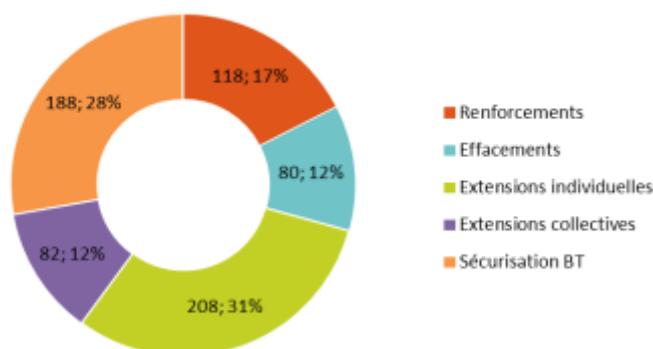
Opérations sous maîtrise d'ouvrage SDE35	Travaux réalisés et mis en services en 2019			Travaux prévus en conférence NOME 2019	
	Finalités des travaux	Nombres d'opérations	Montant travaux € HT	Longueur réseau BT NU résorbé (en mètres)	Nombres d'opérations
Renforcements	118	5 566 228	25 025	168	5 985 092
Effacements	80	5 838 420	25 281	75	3 452 831
Extensions individuelles	208	1 859 707	32	121	1 142 027
Extensions collectives	82	2 969 286		86	2 971 617
Sécurisation BT	188	3 867 791	85 529	240	5 032 454
Total	676	20 101 431	135 867	690	18 584 021

Source : NOME-2020_Trx_SDE35_Total ; onglet Synthèse_Globale

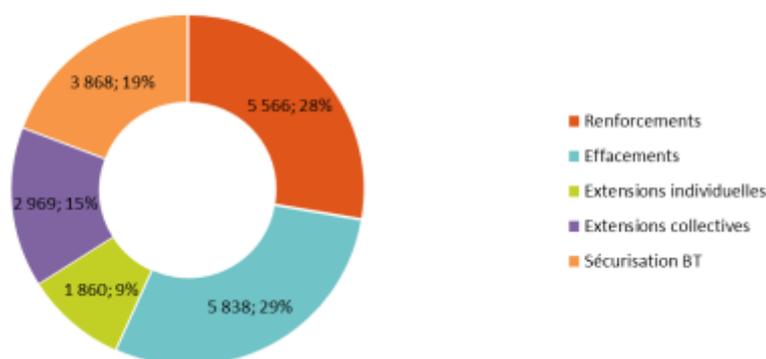
Le montant total des travaux réalisés dépasse l’objectif présenté en conférence loi NOME de 2019, et la répartition est différente avec un nombre supérieur d’extensions individuelles et d’effacements réalisés, au détriment des renforcements et sécurisations.

45 % des opérations, représentant 47 % des montants investis par le SDE35, ont porté en 2019 sur la sécurisation et le renforcement des réseaux électriques, qui contribuent à améliorer la performance et la modernisation du réseau.

Répartition en nombre des opérations mises en service par le SDE35 fin 2019



Répartition des montants des opérations mises en service par le SDE35 fin 2019



Le détail des métrés de réseau et des quantités de postes mis en service ou hors service est présenté dans le tableau en page suivante.

Le nombre de postes posés et déposés n'ont cependant pas pu être reportés, du fait de données incomplètes pour l'année 2019.

Le tableau suivant présente la répartition de ces mêmes montants, selon une répartition conforme au formalisme proposé dans l'arrêté du 6 janvier 2020 portant sur les données requises pour les conférences départements dites « loi NOME ».

B - investissements sur les réseaux (suivant modèle conforme à l'arrêté du 6 janvier 2020)

Maître d'ouvrage		SDE35	
code EIC (GRD) / SIREN (AODE)			
Destination de l'investissement	unité	Prévu 2019 (CD 2019, pour rappel)	Réalisé 2019
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	<i>k€ HT</i>	4 114	4 829
dont raccordement des consommateurs HTA	<i>k€ HT</i>		
dont raccordement des consommateurs BT	<i>k€ HT</i>	4 114	4 829
dont raccordement des producteurs HTA	<i>k€ HT</i>		-
dont raccordement des producteurs BT	<i>k€ HT</i>	-	-
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	<i>k€ HT</i>	14 470	15 272
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	<i>k€ HT</i>	11 018	9 434
dont renforcement des réseaux BT	<i>k€ HT</i>	5 985	5 566
dont renforcement des réseaux HTA	<i>k€ HT</i>	-	-
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	<i>k€ HT</i>	5 032	3 868
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	<i>k€ HT</i>	-	-
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	<i>k€ HT</i>	-	-
dont moyens d'exploitation	<i>k€ HT</i>	-	-
dont Smart-Grids	<i>k€ HT</i>	-	-
dont compteurs communicants	<i>k€ HT</i>	-	-
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	<i>k€ HT</i>	3 453	5 838
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	<i>k€ HT</i>	3 453	5 838
dont sécurité et obligations réglementaires	<i>k€ HT</i>	-	-
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	<i>k€ HT</i>	-	-
III. Investissement de logistique	<i>k€ HT</i>	-	-
IV- Autres investissements	<i>k€ HT</i>	-	-
Total (=I + II + III + IV)	<i>k€ HT</i>	18 584	20 101
dont total des investissements concernant les postes sources	<i>k€ HT</i>		-
dont création de capacités d'accueil des énergies renouvelables dans les postes sources	<i>k€ HT</i>		-

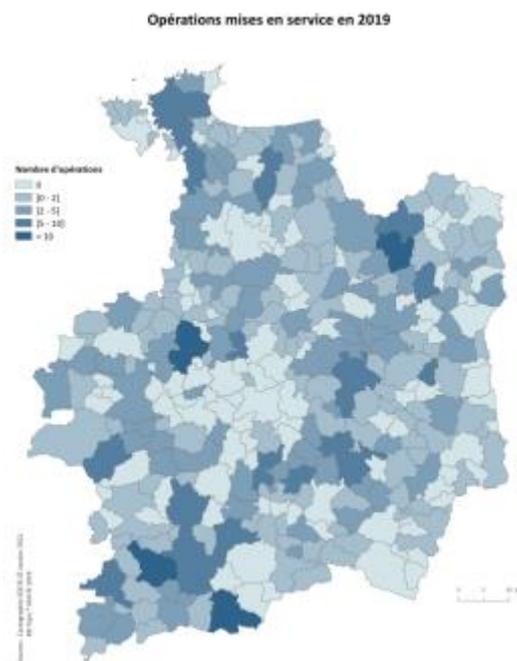
Conférence NOME 2020 - Opérations sous maîtrise d'ouvrage SDE35 - Travaux réalisés et mis en service en 2019

Types d'ouvrages		Unités	Total année N	Renforcements	Effacements	Extensions individuelles	Extensions collectives	Sécurisation BT
Nombre d'opérations mise en service		Nbre	676	118	80	208	82	188
1- Postes de transformation		Nbre						
2 - Réseau HTA		ml	27 659	25 437				2 222
	a - Aérien	ml	900	543				357
	b - HTA souterrain	ml	26 759	24 894				1 865
3 - Réseau BT		ml	190 384	23 585	29 575	20 115	32 585	84 524
	a - BT torsadé	ml	96 215	16 380	400	389	16	79 030
	b - BT Façade	ml						
	c - Souterrain	ml	94 169	7 205	29 175	19 726	32 569	5 494
4 - Branchements		Nbre	4 090	250	1 246	49	1 231	1 314
	a - Reprises et rempl. branchements :	Nbre						
	b - Nouveaux branchements :	Nbre	4 090	250	1 246	49	1 231	1 314
Nombre d'opérations mise hors service								
5 - Dépose postes transformation		Nbre						
6 - Dépose réseau HTA		ml	148	88	60			
	a - Aérien	ml	148	88	60			
	b - HTA souterrain	ml						
7 - Dépose réseau BT		ml	135 867	25 025	25 281	32		85 529
	a - Aérien nu	ml	135 867	25 025	25 281	32		85 529
	b - BT torsadé poteau	ml						
	c - BT torsadé façade	ml						
	d - Souterrain	ml						
8 - Dépose branchements		Nbre						
Montant des investissements		€	20 101 431	5 566 228	5 838 420	1 859 707	2 969 286	3 867 791

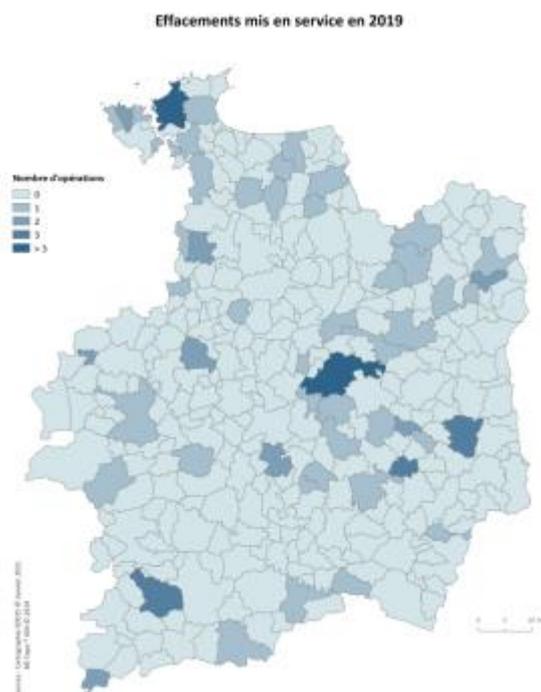
Les cartographies par finalité présentées ci-après permettent de distinguer les zones principalement concernées par ces opérations mises en service en 2019.

219 communes du département, soit plus de 66 % d'entre-elles ont fait l'objet de travaux sous maîtrise d'ouvrage du SDE35 durant l'année 2019, soit un niveau équivalent à 2018.

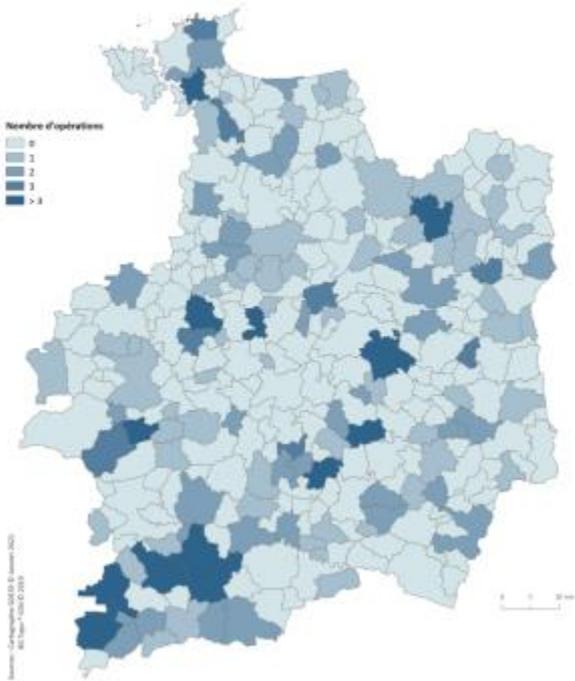
La carte présentant l'ensemble des opérations toutes finalités confondues, met en évidence une répartition homogène des opérations.



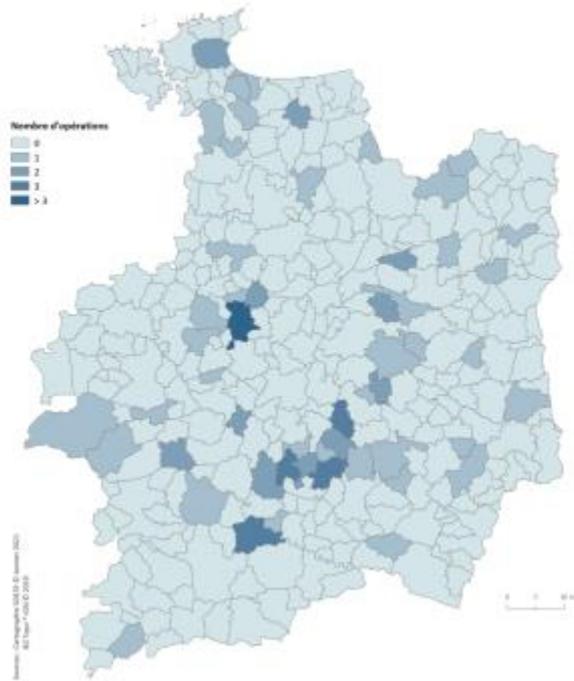
Les opérations d'effacement ont concernées cette année 55 communes (40 rurales et 15 urbaines). On observe toujours une répartition homogène sur le territoire.



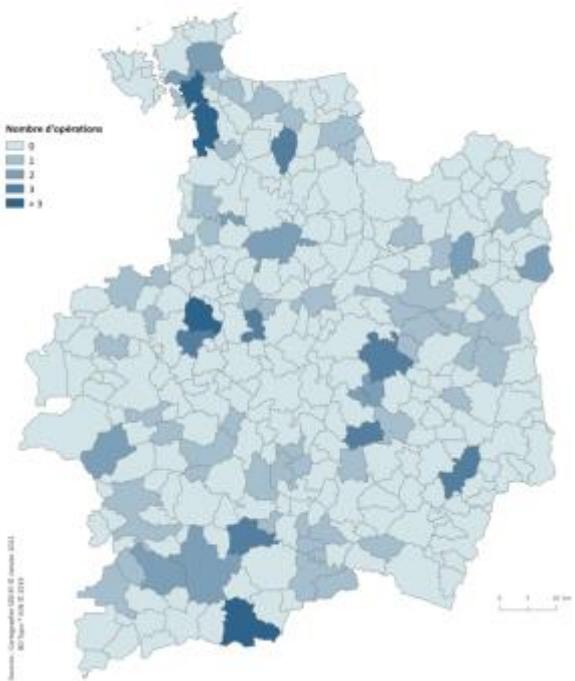
Extensions individuelles mises en service en 2019



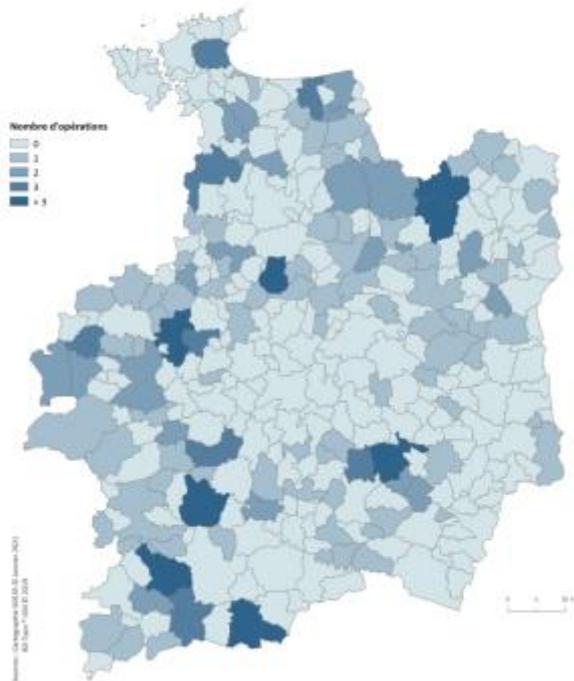
Lotissements mis en service en 2019



Renforcements mis en service en 2019



Sécurisations mises en service en 2019



4.1.2 Bilan des travaux réalisés et en cours en 2020

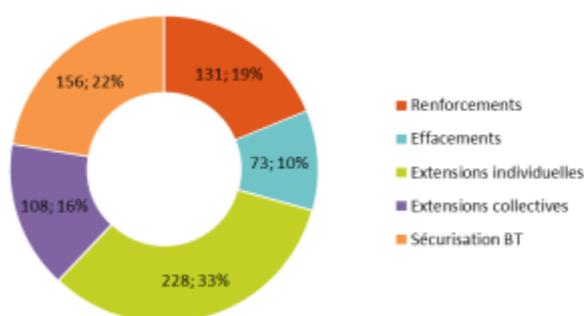
Le tableau ci-après présente le nombre et le montant par finalité de l'ensemble des **opérations en cours de réalisation en 2020 et début 2021**.

Les opérations concernées représentent **18,6 millions d'euros, soit un niveau stable - malgré le COVID - à ce qui était prévu en 2019**. Près de 30% sont consacrés à l'enfouissement des lignes dans les zones agglomérées des communes du département (hors Ville de Rennes).

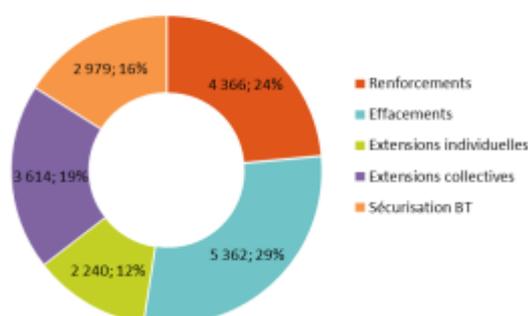
Opérations sous maîtrise d'ouvrage SDE35	Travaux en cours en 2020	
Finalités des travaux	Nombres d'opérations	Montant travaux € HT
Renforcements	131	4 365 940
Effacements	73	5 362 033
Extensions individuelles	228	2 239 615
Extensions collectives	108	3 613 637
Sécurisation BT	156	2 978 785
Total	696	18 560 009

Source : NOME-2020_Trx_SDE35_Total ; onglet Synthèse_Globale

Répartition du nombre des opérations prévues par le SDE35 en 2020



Répartition en montant (k€) des opérations prévues par le SDE35 en 2020

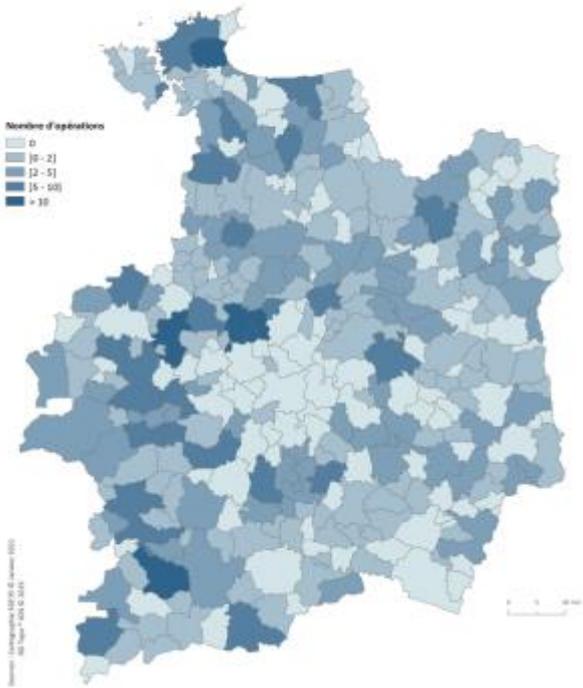


Le tableau suivant présente la répartition de ces mêmes montants, selon une répartition conforme au formalisme proposé dans l'arrêté du 6 janvier 2020 portant sur les données requises pour les conférences départements dites « loi NOME ».

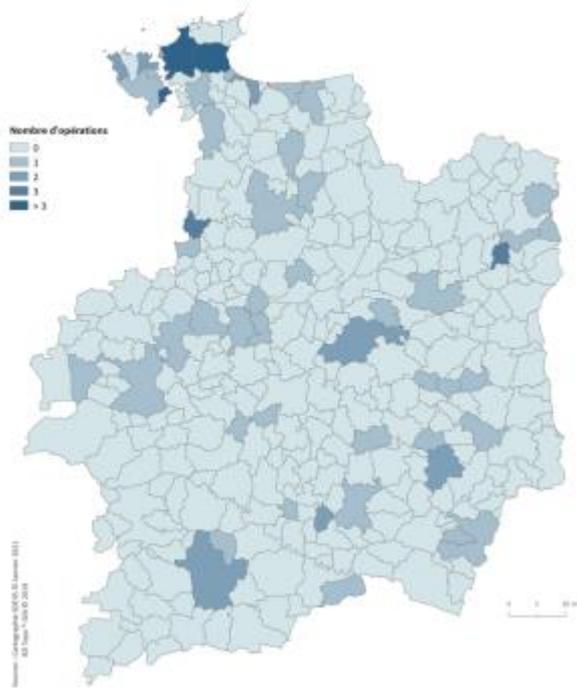
B - investissements sur les réseaux (suivant modèle conforme à l'arrêté du 6 janvier 2020)

Maître d'ouvrage		SDE35	
code EIC (GRD) / SIREN (AODE)			
Destination de l'investissement	unité	Prévisionnel 2020 (CD 2019, pour rappel)	Prévu 2020
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	<i>k€ HT</i>	4 300	5 853
dont raccordement des consommateurs HTA	<i>k€ HT</i>		
dont raccordement des consommateurs BT	<i>k€ HT</i>		5 853
dont raccordement des producteurs HTA	<i>k€ HT</i>		
dont raccordement des producteurs BT	<i>k€ HT</i>		-
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	<i>k€ HT</i>	18 250	12 707
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	<i>k€ HT</i>	12 600	7 345
dont renforcement des réseaux BT	<i>k€ HT</i>	7 100	4 366
dont renforcement des réseaux HTA	<i>k€ HT</i>		-
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	<i>k€ HT</i>	5 500	2 979
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	<i>k€ HT</i>		-
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	<i>k€ HT</i>		-
dont moyens d'exploitation	<i>k€ HT</i>		-
dont Smart-Grids	<i>k€ HT</i>		-
dont compteurs communicants	<i>k€ HT</i>		-
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	<i>k€ HT</i>	5 650	5 362
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	<i>k€ HT</i>		5 362
dont sécurité et obligations réglementaires	<i>k€ HT</i>		-
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	<i>k€ HT</i>		-
III. Investissement de logistique	<i>k€ HT</i>		
IV- Autres investissements	<i>k€ HT</i>		
Total (=I + II + III + IV)	<i>k€ HT</i>	22 550	18 560
dont total des investissements concernant les postes sources	<i>k€ HT</i>		
dont création de capacités d'accueil des énergies renouvelables dans les postes sources	<i>k€ HT</i>		

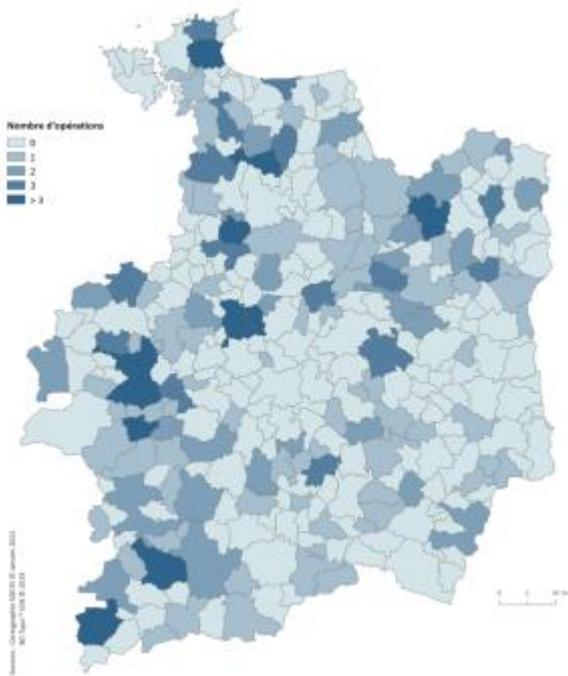
Opérations prévues pour 2020



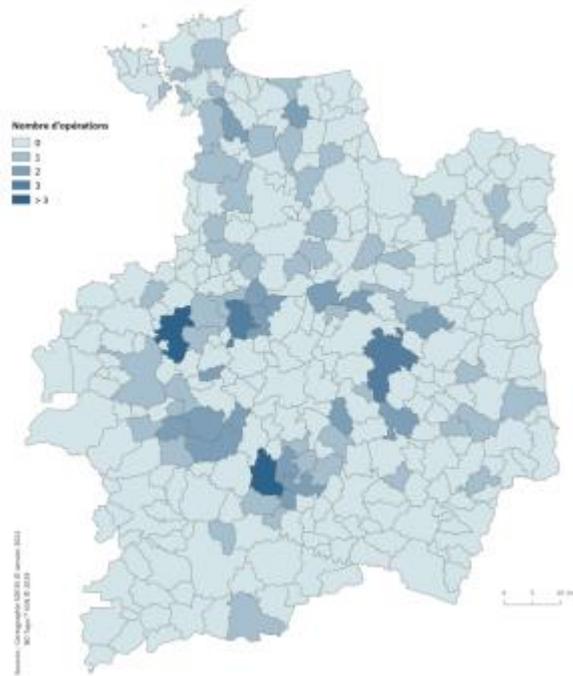
Effacements prévus pour 2020



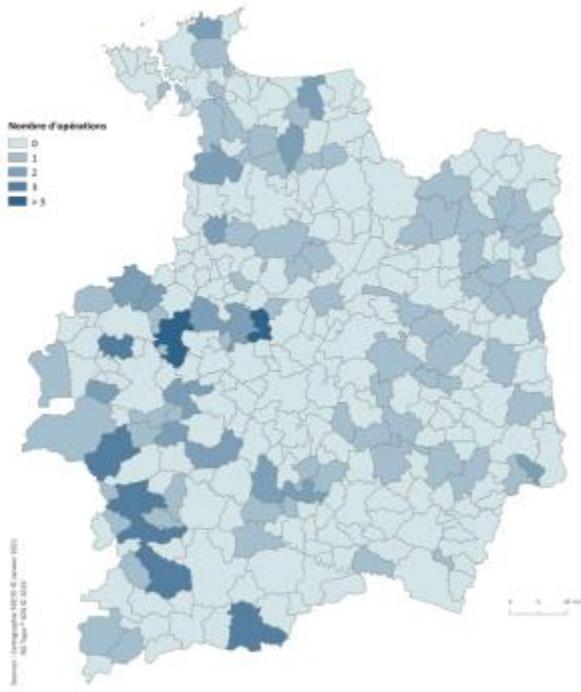
Extensions individuelles prévues pour 2020



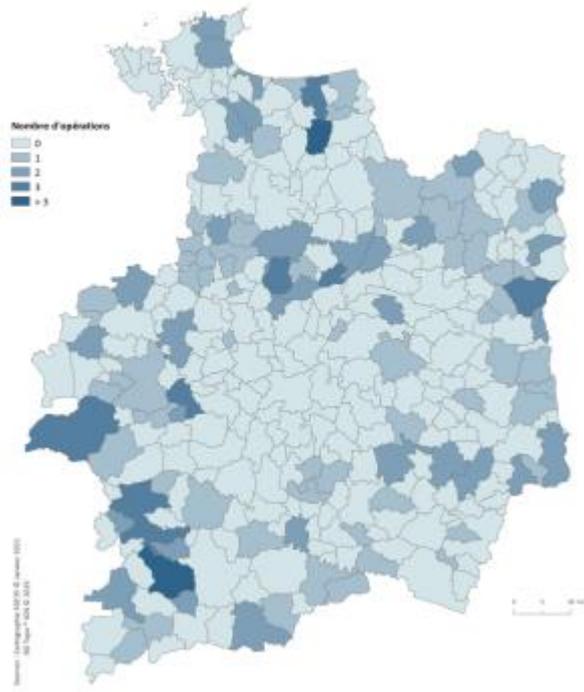
Lotissements prévus pour 2020



Renforcements prévus pour 2020



Sécurisations prévues pour 2020



4.2. Investissement ENEDIS sur le département

4.2.1 Bilan des travaux réalisés et mis en service en 2019

1309 opérations ont été réalisées par Enedis en 2019, dont plus de la moitié pour raccorder les brétiliens au réseau électrique. Ces raccordements ont représenté plus de 20 millions d'euros d'investissements, les autres investissements plus de 38 millions d'euros.

Destination de l'investissement	unité	Investissement réalisé en 2019
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	k€ HT	20 384
dont raccordement des consommateurs HTA	k€ HT	879
dont raccordement des consommateurs BT	k€ HT	14 321
dont raccordement des producteurs HTA	k€ HT	125
dont raccordement des producteurs BT	k€ HT	1 125
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	k€ HT	38 188
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	k€ HT	30 799
dont renforcement des réseaux BT	k€ HT	439
dont renforcement des réseaux HTA	k€ HT	3 079
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	k€ HT	2 268
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT	8 810
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT	836
dont moyens d'exploitation	k€ HT	2 762
dont Smart-Grids	k€ HT	799
dont compteurs communicants	k€ HT	11 807
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	k€ HT	7 389
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	k€ HT	1 120
dont sécurité et obligations réglementaires	k€ HT	2 834
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	k€ HT	3 436
III. Investissement de logistique	k€ HT	1 423
IV- Autres investissements	k€ HT	-
Total (=I + II + III + IV)	k€ HT	59 995
dont total des investissements concernant les postes sources	k€ HT	2 913

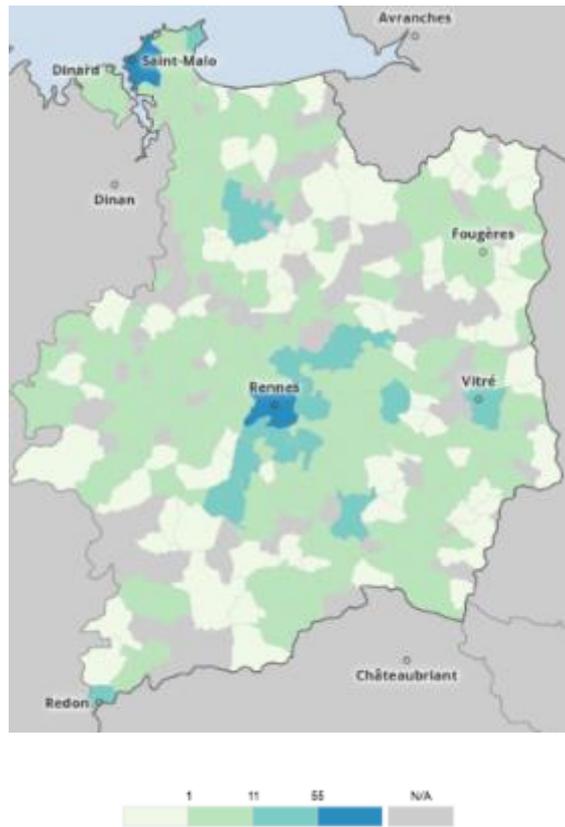
Finalité	Finalité2	Finalité 3	Total	Montant des investissements 2019
1-Raccordement			773	20 384
2-Amélioration patrimoine			773	38 188
	2.a-Performance et modernisation		325	30 799
		Fiabilité réseaux et postes (Hors PDV)	246	8 810
		Moyens d'exploitation	1	2 762
		Renforcement réseaux BT	25	439
		Résilience réseaux & postes	13	2 268
		Renforcement réseaux HTA	9	3 079
		Fiabilité réseaux et postes (PDV)	30	836
		Smart-Grids	1	799
	2.b-Environnement et contraintes externes		211	7 389
		Sécurité et obligations réglementaires	26	2 834
		Intégrations des ouvrages dans l'environnement	5	1 120
		Modification ouvrages demande de tiers	180	3 436
Total			1309	

Source Enedis

Conférence NOME 2019 - Opérations sous maîtrise d'ouvrage Enedis - Travaux d'investissements localisés cloturés 2019						
Types d'ouvrages	Unités	Total	1-Raccordement	2-Amélioration patrimoine		
					2.a-Performance et modernisation du réseau	2.b- Environnement et contraintes externes
Ouvrages mis en service						
1- Postes de transformation	Nbre	378	136	242	212	30
2 - Réseau HTA	ml	220 667	40 648	180 019	159 785	20 234
a - Aérien	ml	9 324	109	9 215	3 678	5 537
b - HTA souterrain	ml	211 343	40 539	170 804	156 107	14 697
3 - Réseau BT	ml	153 986	82 284	71 702	70 896	9 770
a - BT torsadé	ml	43 471	3 138	40 333	35 448	4 885
b - Souterrain	ml	110 515	79 146	31 369	35 448	4 885
Ouvrages mis hors service						
5 - Dépose postes transformation	Nbre	218	55	163	132	31
6 - Dépose réseau HTA	ml	163 280	3 371	159 910	136 616	23 294
a - Aérien	ml	133 874	1 924	131 950	114 298	17 652
b - HTA souterrain	ml	29 406	1 446	27 960	22 318	5 641
7 - Dépose réseau BT	ml	71 801	8 017	63 784	50 169	13 616
a - Torsadé	ml	13 764	3 717	10 047	5 230	4 818
b - Souterrain	ml	7 291	2 119	5 172	2 925	2 247
c - Aérien nu	ml	50 746	2 181	48 565	42 014	6 551

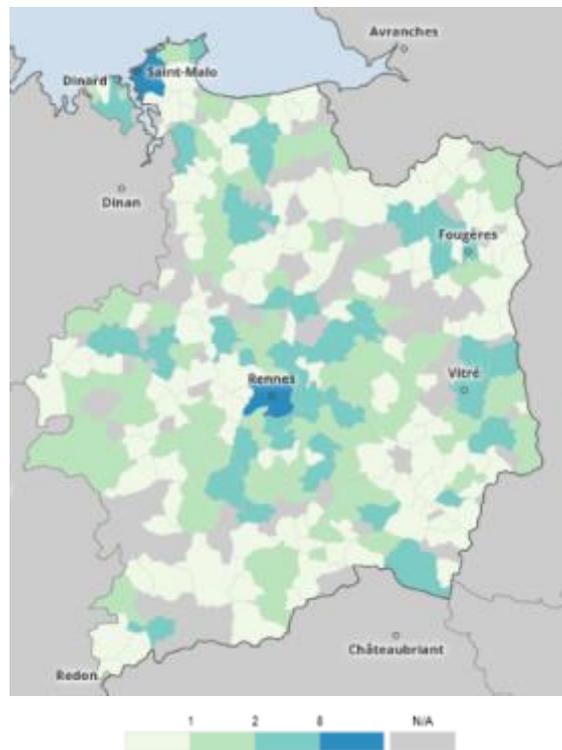
Source Enedis

Opérations raccordements réalisées en 2019



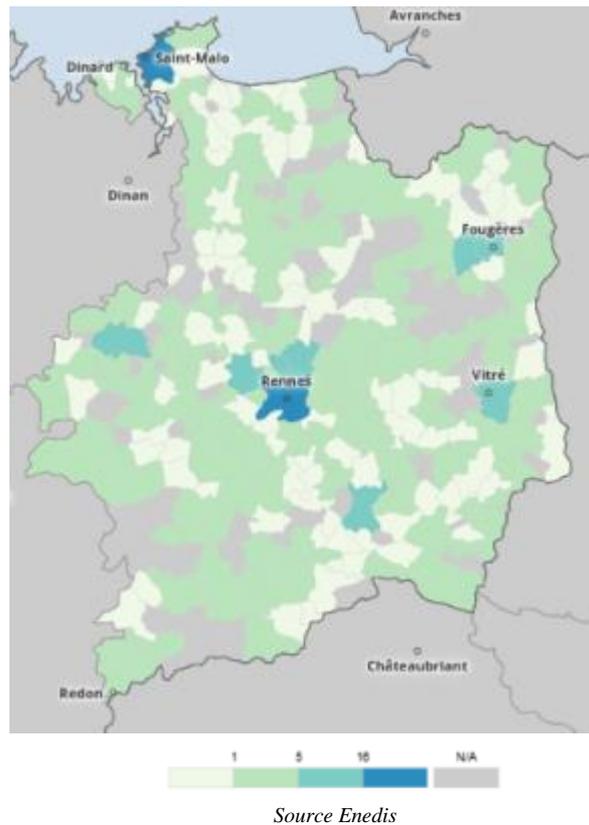
Source Enedis

Opérations Environnement et contraintes externes réalisées en 2019



Source Enedis

Opérations Performance et modernisation réalisées en 2019



4.2.2 Bilan des travaux réalisés et en cours en 2020

Le tableau ci-après présente le nombre et le montant par finalité de l'ensemble des **opérations en cours de réalisation en 2020 et début 2021**.

Les investissements sur le réseau hors raccordement, représentent 25,8 millions d'euros, répartis entre les finalités liées à la performance et la modernisation du réseau (72 %) et celles répondant aux exigences environnementales et aux contraintes externes (39%).

Destination de l'investissement	unité	Prévu 2020
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	k€ HT	20 000
dont raccordement des consommateurs HTA	k€ HT	900
dont raccordement des consommateurs BT	k€ HT	14 400
dont raccordement des producteurs HTA	k€ HT	100
dont raccordement des producteurs BT	k€ HT	1 400
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	k€ HT	25 800
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	k€ HT	18 500
dont renforcement des réseaux BT	k€ HT	600
dont renforcement des réseaux HTA	k€ HT	600
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	k€ HT	1 700

dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT	7 000
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT	800
dont moyens d'exploitation	k€ HT	2 000
dont Smart-Grids	k€ HT	100
dont compteurs communicants	k€ HT	5 700
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	k€ HT	7 300
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	k€ HT	900
dont sécurité et obligations réglementaires	k€ HT	2 400
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	k€ HT	4 000
III. Investissement de logistique	k€ HT	1 000
IV- Autres investissements	k€ HT	-
Total (=I + II + III + IV)	k€ HT	46 800
dont total des investissements concernant les postes sources	k€ HT	1 600
dont création de capacités d'accueil des énergies renouvelables dans les postes sources	k€ HT	100

Le montant des investissements d'ENEDIS, consacrés à l'amélioration du patrimoine, est en **baisse de 12,4 millions d'euros entre 2019 et 2020**.

Enedis indique que cette baisse est liée principalement :

- à l'aboutissement du programme Linky : 6,1 millions d'euros,
- à l'aboutissement des investissements « Zones Urbaines Denses (ZUD) » : postes sources et réseaux HTA associés

Le SDE35 regrette cette baisse importante des investissements sur la concession et souhaiterait que l'aboutissement des programmes Linky et ZUD permettent au contraire **d'investir plus massivement dans les actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et enrayer le vieillissement du patrimoine** de la concession : HTA rural et BT urbain en particulier.

La bonne santé économique du contrat, qui dégage un chiffre d'Affaire annuel de 290 M€ et **21 M€ de bénéfices annuels après contribution à l'équilibre**, permettrait de soutenir cet effort d'investissement sans fragiliser la santé financière d'ENEDIS.

5. Perspectives 2021

5.1. Programme prévisionnel d'investissements du SDE35 - 2021

Pour la période 2021, le SDE35 poursuit les objectifs fixés dans le cadre du programme pluriannuel PCDMR engagé de 2014 à 2018, et confirmés lors des programmes PPI depuis :

En zone agglomérée :

- Effacement de l'ensemble des lignes aériennes BT

- Remplacement de l'ensemble des postes HTA/BT type cabine haute

Hors zone agglomérée :

- Remplacement des fils nus BT
- Remplacement de l'ensemble des postes HTA/BT type cabine haute non rénovée.

Le programme prévisionnel de 2021, comprend un montant d'études et de travaux de 26,7 millions d'euros.

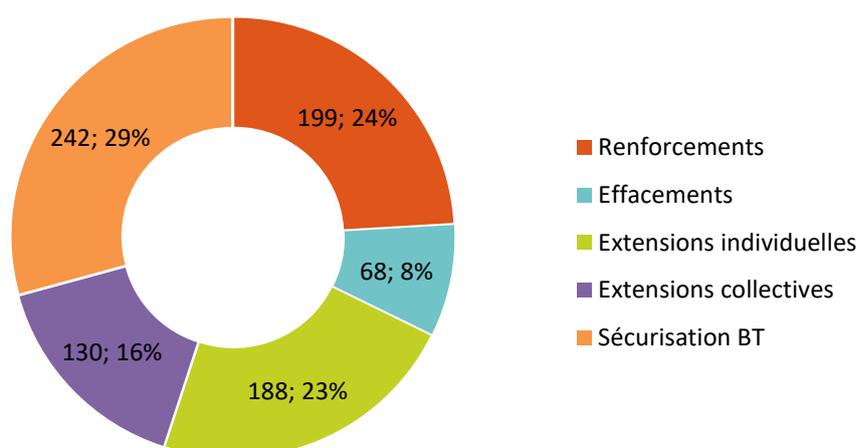
Les 827 opérations ciblées seront engagées (au niveau des études notamment) sur l'année 2021, et pourront être achevées en 2021 ou 2022, selon le degré d'avancement et la typologie des opérations concernées.

Le montant cible de l'investissement réalisé en 2021 devrait donc rester compris entre 18,5 et 20 millions d'euros, soit un montant similaire à celui des années précédentes.

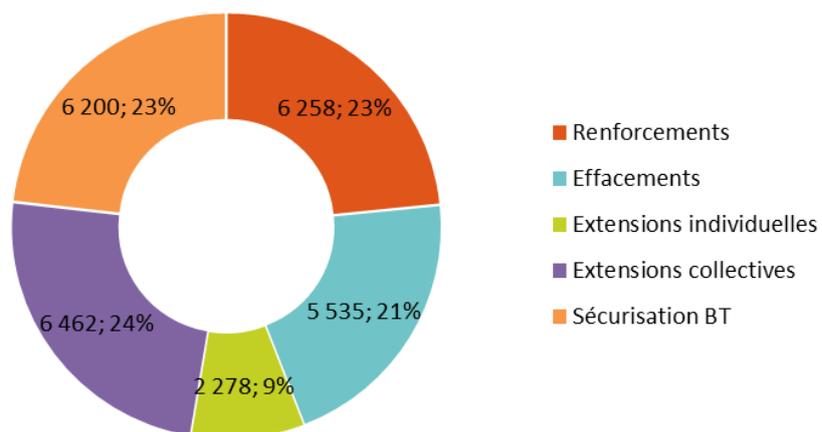
Opérations sous maîtrise d'ouvrage SDE35	Prévisionnel 2021	
	Nombres d'opérations	Montant travaux € HT
Renforcements	199	6 257 654
Effacements	68	5 534 604
Extensions individuelles	188	2 278 308
Extensions collectives	130	6 461 545
Sécurisation BT	242	6 199 536
Total	827	26 731 648

Source : NOME-2020_Trx SDE35_Total ; onglet Synthèse_Globale

Répartition en nombre des opérations prévisionnelles 2021



Répartition en montant (k€) des opérations prévisionnelles 2021



Une part importante des opérations, 61% en 2019 représentant 67% des montants investis , participent directement à la sécurisation des réseaux et à l'amélioration de la qualité de l'énergie distribuée.

Le tableau suivant présente la répartition de ces mêmes montants, selon une répartition conforme au formalisme proposé dans l'arrêté du 6 janvier 2020 portant sur les données requises pour les conférences départements dites « loi NOME ».

B - investissements sur les réseaux (suivant modèle conforme à l'arrêté du 6 janvier 2020)

Maître d'ouvrage		SDE35
code EIC (GRD) / SIREN (AODE)		
Destination de l'investissement	unité	Prévisionnel 2021
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	<i>k€ HT</i>	8 740
dont raccordement des consommateurs HTA	<i>k€ HT</i>	
dont raccordement des consommateurs BT	<i>k€ HT</i>	8 740
dont raccordement des producteurs HTA	<i>k€ HT</i>	
dont raccordement des producteurs BT	<i>k€ HT</i>	
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	<i>k€ HT</i>	17 992
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	<i>k€ HT</i>	12 457
dont renforcement des réseaux BT	<i>k€ HT</i>	6 258
dont renforcement des réseaux HTA	<i>k€ HT</i>	
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	<i>k€ HT</i>	6 199
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	<i>k€ HT</i>	
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	<i>k€ HT</i>	
dont moyens d'exploitation	<i>k€ HT</i>	
dont Smart-Grids	<i>k€ HT</i>	
dont compteurs communicants	<i>k€ HT</i>	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	<i>k€ HT</i>	5 535
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	<i>k€ HT</i>	5 535
dont sécurité et obligations réglementaires	<i>k€ HT</i>	
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	<i>k€ HT</i>	
III. Investissement de logistique	<i>k€ HT</i>	
IV- Autres investissements	<i>k€ HT</i>	
Total (=I + II + III + IV)	<i>k€ HT</i>	26 732
dont total des investissements concernant les postes sources	<i>k€ HT</i>	
dont création de capacités d'accueil des énergies renouvelables dans les postes sources	<i>k€ HT</i>	

5.2. Politique d'investissement d'ENEDIS

5.2.1 Les investissements annuels

Destination de l'investissement	unité	Prévisionnel 2021
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	k€ HT	23 000
dont raccordement des consommateurs HTA	k€ HT	2 100
dont raccordement des consommateurs BT	k€ HT	15 100
dont raccordement des producteurs HTA	k€ HT	300
dont raccordement des producteurs BT	k€ HT	1 400
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	k€ HT	23 400
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	k€ HT	14 900
dont renforcement des réseaux BT	k€ HT	600
dont renforcement des réseaux HTA	k€ HT	700
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	k€ HT	1 300
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT	7 700
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT	1 600
dont moyens d'exploitation	k€ HT	1 600
dont Smart-Grids	k€ HT	100
dont compteurs communicants	k€ HT	1 300
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	k€ HT	8 500
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	k€ HT	1 000
dont sécurité et obligations réglementaires	k€ HT	3 400
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	k€ HT	4 100
III. Investissement de logistique	k€ HT	2 700
IV- Autres investissements	k€ HT	-
Total (=I + II + III + IV)	k€ HT	49 100
dont total des investissements concernant les postes sources	k€ HT	4 800
dont création de capacités d'accueil des énergies renouvelables dans les postes sources	k€ HT	600

Source : ENEDIS

5.2.2 Le déploiement des compteurs LINKY

Par une décision du 1^{er} ministre le 9 juillet 2013 les compteurs électriques numériques Linky doivent être déployés en France en deux vagues : 3 millions de compteurs posés avant fin 2016 puis à terme l'équipement de 35 millions de clients.

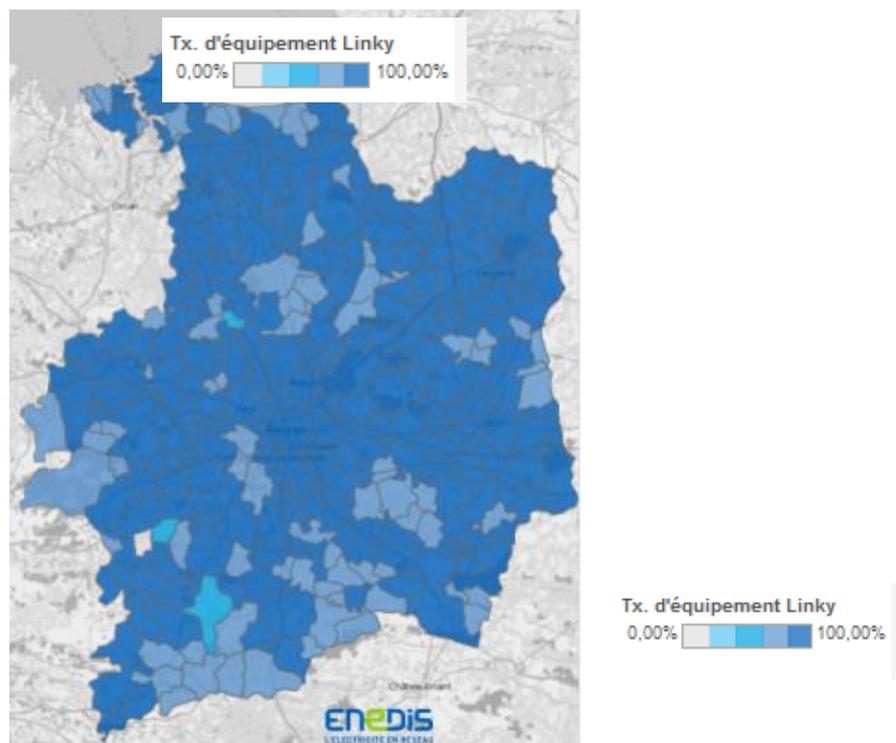
Ces compteurs « nouvelle génération » développés par Enedis comportent 2 séries d'avantages :

- Amélioration de la vie quotidienne des consommateurs :
 1. factures basées sur la consommation réelle.
 2. majeure partie des interventions réalisées à distance en moins de 24 heures sans la présence du client.
 3. délais d'intervention réduits en cas d'incident.
- Accompagnement de la transition énergétique :
 1. Intégration facilitée des nouveaux usages (véhicule électrique, énergies renouvelables).
 2. Accès sécurisé à des informations permettant de suivre et comprendre sa consommation.
 3. Pilotage d'appareils de la maison pour maîtriser les consommations et le budget.
 4. Outil simple et unique pour aider au développement de l'effacement.

S'agissant de l'Ille-et-Vilaine, le déploiement est réalisé depuis décembre 2015 et se poursuivra jusqu'à premier semestre 2021 .



Le taux de déploiement Linky en Ille-et-Vilaine représente au 5 janvier 2021 (voir carte ci-dessous) 86,21 % de foyers équipés, ce qui soit 547 427 contrats d'électricité.



Source : ENEDIS

5.2.3. Programme Prévisionnel d'investissements localisés d'Enedis

Les travaux identifiés sur les cartes représentent l'état des chantiers lancés par le concessionnaire, c'est-à-dire ceux pour lesquels la décision d'investissement a été prise et qui seront donc, à coup sûr, réalisés. Il est probable que la majorité de ces travaux soit réalisée au cours de l'année 2020 mais certains seront décalés d'un an voire deux selon les aléas de programmation ou des opportunités qui pourraient se faire jour.

Pour identifier les zones sur lesquelles il est prioritaire d'investir, Enedis classe les départs moyenne tension en fonction de plusieurs critères :

- Risques climatiques : Le départ est-il repéré comme situé dans une zone soumise aux aléas climatiques (zone vent-zone boisée) ; les longueurs à risque avéré du départ sont-elles situées sur l'artère principale ?
- Fiabilité: Le départ est-il souvent incidenté ; quelle est sa contribution au critère B du départ sur les 5 dernières années ?
- Chute de tension: Le départ est-il considéré comme mal alimenté (seuil d'étude de 5% de chute de tension)
- Contrainte d'intensité : Le départ est-il bien dimensionné pour répondre aux besoins des clients qui y sont rattachés

Une fois repérés et classés, les départs sont regroupés par zone géographique homogène (maille d'un poste source en général) et à partir de ce « zonage », des chantiers sont étudiés et programmés. Il est important de souligner qu'Enedis réalise ce classement à la maille régionale plutôt qu'à la maille départementale.

5.2.4 Remplacement des transformateurs H62

Dans le cadre de sa politique de modernisation du réseau, Enedis va poursuivre son action volontariste de remplacement des transformateurs sur poteaux d'anciennes technologie (type H62). Le remplacement de l'intégralité de ce type de poste sera effective à fin 2021.

5.2.5 Prolongation de la durée de vie de ouvrage

Le programme PDV est une des composantes de la politique de fiabilité du réseau HTA aérien.

Cette politique de fiabilité prévoit différentes actions selon les situations, allant de l'entretien des portions aériennes pérennes dont les caractéristiques sont satisfaisantes jusqu'au remplacement complet de la ligne. Le programme PDV se situe à mi-chemin entre ces deux extrêmes :

Il prévoit un remplacement des composants les plus faibles, identifiés à la suite d'un diagnostic précis de l'état de l'ouvrage.

La modernisation de ces composants garantissent durablement un fonctionnement satisfaisant de la ligne dans des conditions atmosphériques normales, avec un entretien régulier.

Ils sont opérés sur des lignes anciennes (de plus de 25 ans), dont la pérennité est assurée (pas de programme délibéré prévu).

Le coût des travaux par mètre linéaire permet de déterminer la frontière entre remplacement partiel et entretien

L'augmentation observée cette année (plus de 20 km en 2018 et plus 45 km en 2019) va s'accroître dans les prochaines années ; le linéaire ainsi traité par cette méthode va augmenter de manière significative sur l'Ille et Vilaine.

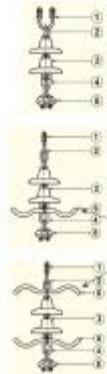
Ci-dessous quelques illustrations de composants remplacés et modernisés dans le cadre d'opération PDV.



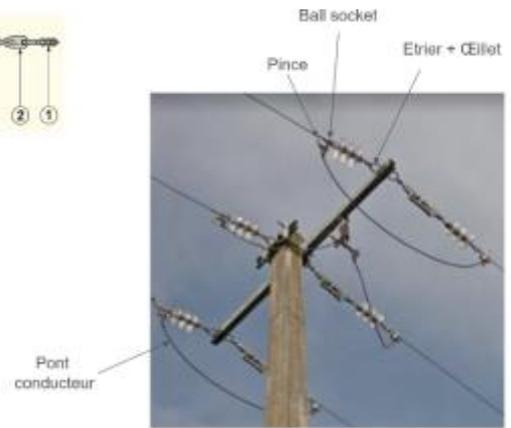
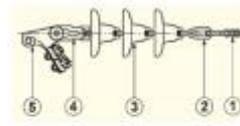
Modernisation des chaines isolantes et ponts



Etrier
 Œillet
 Isolateurs
 Ball socket
 Pince

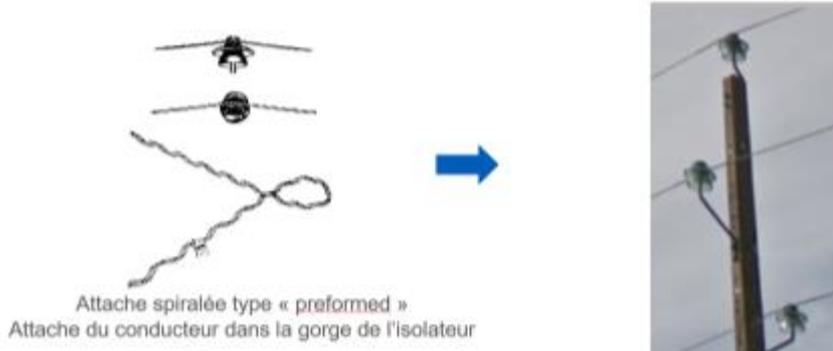


Corne de protection
 en cas de traversée -
 Double en cas de
 zone foudroyée



Modernisation des isolateurs et armements

Technologie avant modernisation

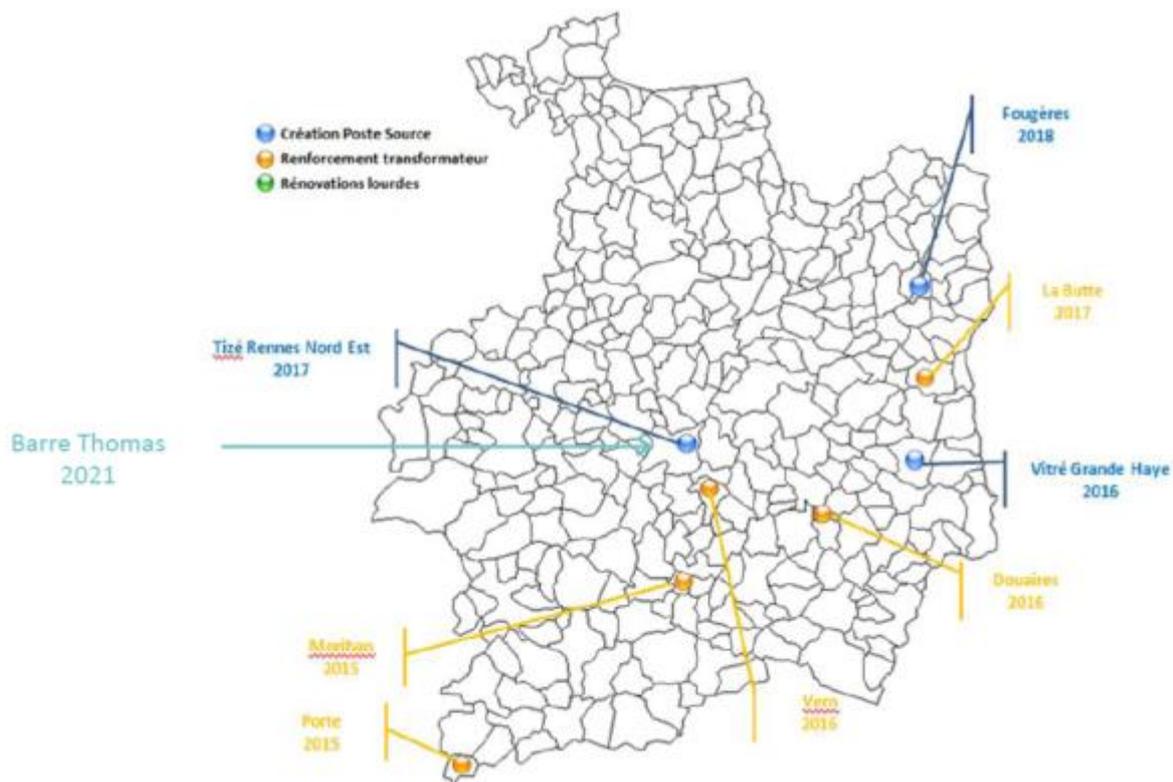


Technologie après modernisation



5.2.6 Programme Postes Sources

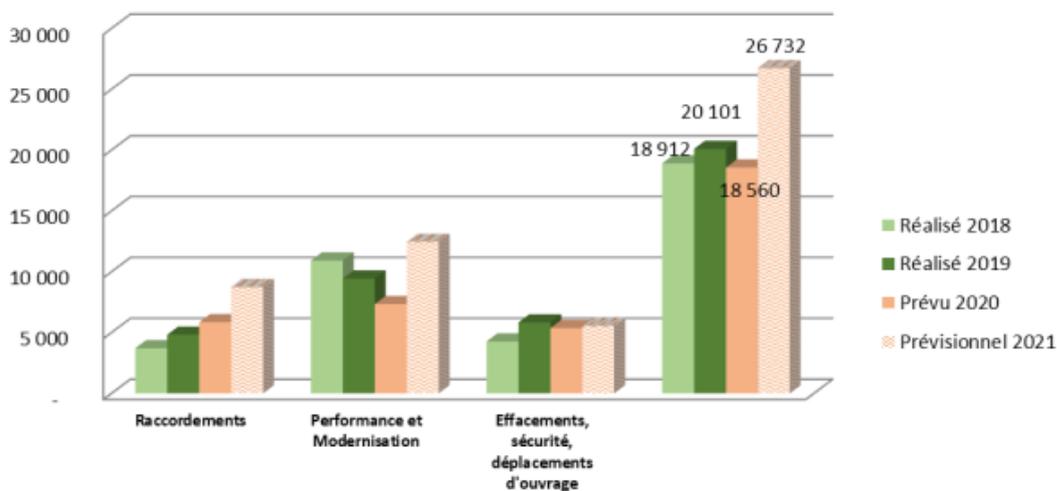
L'investissement sur les postes sources ne fait pas partie de la concession de distribution.



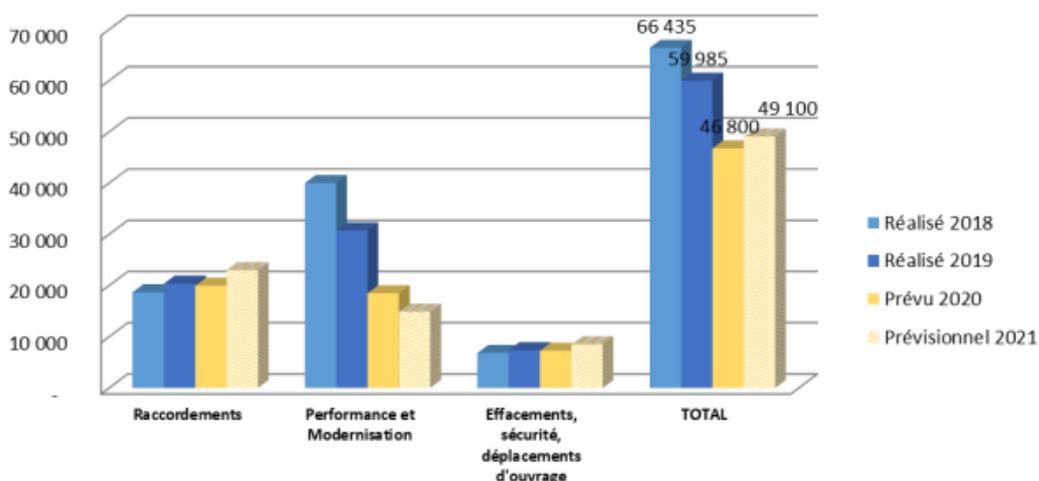
Source : ENEDIS

5.3 synthèse des investissements 2018-2021

Investissements SDE35 (k€)



Investissements ENEDIS (k€)



Le SDE35 regrette à nouveau la baisse des investissements d'Enedis dédiés à la performance et la modernisation du réseau depuis 2018.

Le SDE35 réitère sa demande de **renforcer la politique d'investissement d'ENEDIS** sur la concession d'Ille et Vilaine pour enrayer le vieillissement des réseaux HTA en rural et HTA /BT en zone urbaine et de **disposer d'une vision pluriannuelle des investissements** qui était en place jusqu'en 2018

La bonne santé économique du contrat, qui dégage un chiffre d'Affaire annuel de 290 M€ et **21 M€ de bénéfices annuels après contribution à l'équilibre**, permettrait de soutenir cet effort d'investissement sans fragiliser la santé financière d'ENEDIS.

6. Focus sur les projets collaboratifs SDE / ENEDIS de 2020

6.1 projets de transition énergétique

6.1.1 Autoconsommation à Langouët

Commune de 600 habitants, située à une vingtaine de kilomètres au nord-ouest de Rennes, Langouët appartient à la Communauté de Communes Val d'Ille-Aubigné. Cette intercommunalité est engagée de longue date dans la démarche de « territoire à énergie positive » et elle est signataire depuis 2020 de l'un des premiers Contrats de Transition Ecologique en Bretagne.

Depuis peu, la loi autorise les collectivités à produire, mais aussi distribuer à ses habitants, de l'énergie renouvelable produite localement. Aidée d'Energ'iv, la commune de Langouët a saisi cette opportunité afin d'expérimenter, en milieu rural, la mise en œuvre d'un service public local de l'énergie.

Le projet de Langouët est le premier projet d'autoconsommation collective en Bretagne mené directement par et avec les habitants (un projet équivalent dans le Morbihan regroupe des activités artisanales).

Il dispose d'un outil de production sous forme d'un tracker photovoltaïque, installé par Energ'iv à côté de la Mairie. Placé sur un poteau pivotant de 3,5 mètres de haut, le tracker compte 75 m² de panneaux solaires et suivra la courbe du soleil afin de produire chaque année 19 MWh d'électricité renouvelable.



Source Enedis

Un quart de la production sera consommée directement par la Mairie et l'école de Langouët. Dans cette première phase, le reste sera distribué en circuit court à une dizaine de riverains regroupés dans l'association Solai Lann Coat. Ces consommateurs auront accès à une énergie locale à un prix compétitif, environ 16c€/kWh, et surtout stable dans le temps. Si les besoins sont inférieurs à la production, le surplus est vendu à Enercoop. Le comptage de l'énergie et la répartition de l'énergie produite localement est assuré par Enedis.

Un suivi de la production et la consommation est assuré en direct grâce à un logiciel développé par Enogrid.

Il est librement accessible à tous les membres de Solai Lann Coat qui disposeront également d'un accompagnement de l'ALEC du Pays de Rennes pour augmenter le taux d'autoconsommation.

Pour mener à bien ce projet, de nombreux partenaires ont été associés, avec comme chef de file, Energ'iV (la filiale 100% énergies renouvelables du SDE35) qui a réalisé le développement technique, juridique et administratif du projet, porte financièrement l'opération et sera l'exploitant de la centrale solaire pour le compte de la commune pour une durée de 25 ans.

Au centre du projet, une association locale de gestion créée spécifiquement pour le projet, « solai lann coat » a en charge la gouvernance du dispatching de l'énergie renouvelable produite. Elle regroupe Energ'iV, la municipalité, les consommateurs et des membres bienfaiteurs comme le SDE35 et l'ALEC.

Enedis a accompagné ce projet par l'identification du périmètre et des clients éligibles, en partageant les évolutions réglementaires des projets d'autoconsommation collective et en assurant, via les compteurs Linky, la collecte et la mise à disposition des données de consommations auprès des différentes parties prenantes. S'agissant d'un projet expérimental concourant au déploiement des réseaux électriques intelligents en Bretagne, il a été labellisé SMILE- smart grids et a bénéficié d'une subvention du Conseil Régional sur l'investissement.

Pour Energ'iV, l'enjeu est de tester ce modèle à petite échelle afin de le développer peut-être demain à l'échelle de territoires plus larges : nouveaux quartiers ...

Pour la Mairie, si le test est concluant, le but est d'étendre ce service à un plus grand nombre d'habitants, en utilisant les panneaux photovoltaïques existants et futurs de la commune.

6.1.2 Test des alertes de consommation sur l'Eclairage Public

Les compteurs communicants Linky permettent un suivi continu et précis de la consommation des particuliers et des collectivités équipés. Ces dernières peuvent notamment optimiser l'analyse des consommations de l'éclairage public, qui représentent environ 40% de leur facture énergétique.

Enedis a proposé au SDE35 de tester un dispositif mis en place pour aider les collectivités à surveiller la consommation des équipements d'éclairage et à les alerter sur des écarts importants relevés par comparaison avec des chroniques d'utilisation normale.

Ces tests ont été réalisés sur une quarantaine de communes du Sud du département au printemps 2020. Elles ont permis de relever quelques anomalies, et notamment des pannes ou des adaptations horaires, liées au passage à l'heure d'été et de la réduction des heures d'éclairage dans le cadre du confinement.

Un état comparatif entre les anomalies relevées et les demandes d'intervention des collectivités remontées sur l'outil de suivi de maintenance du SDE35 a permis de confirmer la pertinence de ces alertes.

Les compteurs communicants peuvent donc apporter un service d'anticipation de sollicitation des collectivités, qui sont alertées souvent tardivement par leurs riverains, et rarement par leurs agents techniques qui travaillent quasi exclusivement en période diurne.

Ce dispositif de test sera développé dans le cadre d'actions « transition énergétique » mises en œuvre dans le cadre du futur contrat de concession.

6.1.3. Le complexe sportif de Bréal/Montfort

La commune de Bréal-sous-Montfort va être équipée début 2021 d'une nouvelle salle de sport écoresponsable, intégrant des panneaux solaires sur la toiture du bâtiment.



Energ'iv accompagne ce projet depuis son démarrage et a travaillé avec la maîtrise d'œuvre durant l'avant-projet afin de s'assurer de la compatibilité entre le bâtiment et une centrale photovoltaïque.

Ce projet a nécessité une extension de 120 mètres depuis le poste de transformation basse tension à proximité. Les travaux de raccordement réalisés par Enedis, ont été anticipés en coordination avec les travaux de voirie et d'éclairage public également en cours en amont de la construction de la salle de sport.

Pour les opérations de raccordement en production, Enedis reste maître d'ouvrage sur tout le territoire. Cette intervention anticipée et coordonnée a permis la réussite du projet avec un planning resserré dans une période de forte reprise d'activité après le premier confinement lié au Covid-19.

Une fois le bâtiment construit, Energ'iv a installé des panneaux solaires pour une puissance de 100 kWc. La production d'électricité sera en moyenne de 95 MWh par an, soit l'équivalent d'une vingtaine de logements bréhalais.

Energ'iv exploitera la centrale durant 20 ans via un contrat de mise à disposition.



6.1.4 Place de la Transition Energétique dans le contrat de concession

Enedis et le SDE35, dans le cadre des négociations du contrat de concession, travaillent actuellement sur d'autres thématiques portant sur la transition énergétique et ciblant 3 principales ambitions :

- Augmenter la production d'Énergie Renouvelable sur le territoire,
- Maitriser la demande en Énergie, notamment électrique,
- Accompagner le développement de la mobilité électrique.

Plusieurs actions seront développées autour de chacune de ces ambitions et seront précisées dans une annexe du futur contrat de concession.

6.2 autres projets « phare »

6.2.1 Raccordement NG Biotech à Guipry-Messac

Fin mars en pleine période de confinement, la société NG Biotech a sollicité auprès d'Enedis le raccordement urgent d'une nouvelle entité de tests COVID sur son site de Guipry-Messac, dans le secteur « La Fosse Rouge », pour répondre à sa demande croissante d'activité.

L'extension requise pour le raccordement de cette entreprise aurait du être réalisée sous maîtrise d'ouvrage du SDE35.

Néanmoins, devant l'urgence de la demande et du fait de l'arrêt total des activités de travaux des prestataires du SDE35, Enedis s'est chargé à titre exceptionnel de cette opération, qui a pu être réalisée dès la fin Avril.

La mise en place du plan de continuité d'activité mis en place par Enedis dès le 16 Mars a permis de répondre favorablement à cette demande urgente de raccordement. L'organisation et la mobilisation de l'ensemble des interlocuteurs d'Enedis en lien avec la collectivité et services de l'état ont permis de mettre en service cette nouvelle unité de production dès le 23 Avril.

Les travaux ont consisté en la pose d'un poste de transformation sur poteau de type « H61 » (qui a été baptisé « COVID »), d'un coffret fusible BT et d'un réseau de 15 ml de réseau BT.



Source Enedis

6.2.2 Sécurisation des réseaux HTA et BT entre St-Coulomb et Cancale

Afin de sécuriser et fiabiliser l'alimentation électrique de ses clients, Enedis, mène un programme de renouvellement du réseau haute tension sur le secteur des communes de St-Coulomb et Cancale. 1 300 000 € euros sont ainsi investis pour fiabiliser l'acheminement de l'électricité de 1054 clients.

Au total, sur ce chantier, 9,6 km de câbles 20 000V sont posés en souterrains ainsi que le remplacement de 10 postes de transformation. La mise sous tension de ce nouveau réseau souterrain qui remplace le réseau aérien s'est effectué en janvier 2021.

Le chantier débuté au printemps 2018 se terminera définitivement au printemps 2021 par la dépose du réseau aérien.

Ces travaux sous maîtrise d'ouvrage Enedis ont été réalisés avec la collaboration des entreprises ARC et Allez.

Afin de sécuriser l'ensemble du réseau sur le secteur, le SDE35 a mené des travaux en coordination avec ce chantier sur le réseau BT : cette opération a consisté en la pose d'un poste neuf en remplacement d'une cabine haute, la dépose de 850 ml de réseau nu et la pose de 710 ml du réseau torsadé, plus robuste.

7. Glossaire

- **AOD(E)** : Autorité Organisatrice de la Distribution (d'Electricité).
- **BT**: Basse Tension
- **CMA** : Clients Mal Alimentés
- **CPI** : Conducteur Papier Imprégné. Il s'agit d'une génération de câbles posée après la guerre, jusque dans les années 1970, en grande majorité dans les zones urbaines.
- **Critère B** : Indicateur qualitatif correspondant au temps moyen de coupure (en minutes) subi par un client alimenté en BT*. Il existe plusieurs axes de calcul de ce critère :
 - "TCC" = Toutes coupures confondues
 - "HIX" = Hors évènement exceptionnel
 - "RI" = Régulation incitative ; durée moyenne de coupure perçue par un client BT* hors évènement exceptionnel, hors interruptions ayant pour origine le réseau RTE et hors travaux
- **DMA** : Départ Mal Alimenté
- **FACE** : Fond d'Amortissement des Charges d'Électrification. Permet le financement des travaux d'amélioration des réseaux électriques basse tension (BT*) réalisés par les collectivités locales maîtres d'ouvrage en zone d'électrification rurale.
- **FNCCR** : Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
- **GDO** : Gestion Des Ouvrages. Base de données techniques d'ENEDIS rapportant des informations sur le patrimoine et la qualité des réseaux
- **HTA** : Haute Tension A (dite moyenne tension, environ 20 000 Volts)
- **NOME (loi)** : La loi NOME, datant du 7 Décembre 2010, programme la disparition des tarifs réglementés verts et jaunes, qui sont les tarifs fixés par le Ministère de l'Energie pour les entreprises. C'est donc l'ouverture totale à la concurrence pour les professionnels dont le compteur présente une puissance souscrite supérieure à 36 kVA. La loi NOME donne un cadre directif pour l'évolution des tarifs réglementés des compteurs de moins de 36 kVA : ils évoluent en tenant compte « de l'addition des coûts d'acheminement d'électricité, du prix d'accès à la base régulée, du prix du complément de fourniture évalué sur la base des prix observés sur les marchés et des coûts de commercialisation ». Dans l'article 21, la loi NOME indique que les Autorités Organisatrices de la Distribution et le concessionnaire se réunissent annuellement au sein d'une conférence départementale pour établir un bilan de la programmation des investissements.
- **PAC : Plan Aléa Climatique**. En application du Contrat de service public signé entre EDF et l'Etat en 2005, ENEDIS a rédigé, en juin 2006, un Plan Aléas Climatiques prévoyant d'investir 2,3 milliards d'euros sur 10 ans pour réduire la vulnérabilité des réseaux aux phénomènes climatiques extrêmes. Ce plan identifie les zones de fragilité aux risques climatiques et établit un programme de traitement de ces zones fragiles.
- **PCB (Transformateur PCB)** : Transformateur composé de Polychlorobiphényles. Isolants diélectriques utilisés à partir des années 1930 pour leur qualité de stabilité chimique et leur ininflammabilité dans les transformateurs et condensateurs. A fait l'objet d'un plan d'élimination depuis 1987 jusqu'en 2010.
- **PCDMR** : Programmation Coordonnée de Développement et de Modernisation des Réseaux. Il s'agit d'une démarche présentée dans le protocole signé entre la FNCCR* et ENEDIS en Septembre 2013, à

l'occasion du congrès national de Montpellier. Ce protocole, prévoit, sur la période tarifaire 2014-2017, quatre dispositions en vue de renforcer les relations entre les AODE* et ENEDIS et ainsi améliorer la visibilité dans leurs échanges, notamment concernant les données patrimoniales.

- **PCT** : Part Couverte par le Tarif. Dans le cadre des opérations de raccordement, le concessionnaire est en partie rémunéré par le TURPE* et rétribue une partie de cette rémunération à l'Autorité Concédante, qui correspond à la « part couverte par le tarif ».
- **Poste source** : poste de transformation des tensions HTB en tensions HTA*, et de ce fait jonction entre le réseau de transport d'électricité et celui de distribution
- **TCFE** : Taxe sur la Consommation Finale d'Electricité. Instaurée par la loi NOME de 2010, elle remplace la Taxe Locale sur l'Electricité avec comme principal changement une assiette de calcul basée sur la consommation et non plus sur la facture globale de l'utilisateur.

Annexe : synthèse des données requises dans l'arrêté du 06/01/2020

Art. 1^{er}. – A l'issue des conférences départementales mentionnées au troisième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, l'autorité administrative communique, en application de l'article R. 111-19-10 du code de l'énergie, par voie électronique, au ministre chargé de l'énergie et à la société mentionnée au 1° de l'article L. 111-52, les informations suivantes :

1. Caractéristiques de la consommation, de la production sur le réseau et du réseau

Il s'agit des données de l'année précédant la tenue de la conférence départementale. Ces données sont renseignées par chaque gestionnaire de réseau du département pour son périmètre.

Gestionnaire de réseau		Enedis	Total département (calculé automatiquement)
code EIC		17X100A100A0001A	
Critère	Unité	Donnée à fin 2019	Donnée à fin 2019
Nombre de points de livraison BT	-	619 057	619 057
Consommation des clients BT	MWh	4 017 421	4 017 421
Nombre de points de livraison HTA	-	1 277	1 277
Consommation des clients HTA	MWh	2 209 023	2 209 023
Nombre de points d'injection BT	-	7 250	7 250
Nombre d'installations en autoconsommation BT	-	552	552
Production raccordée en BT	MWh	86 885	86 885
Nombre de points d'injection HTA	-	55	55
Nombre d'installations en autoconsommation HTA	-	-	-
Production raccordée en HTA	MWh	567 303	567 303
Longueur du réseau BT aérien fils nus	km	1 863	1 863
Longueur du réseau BT aérien hors fils nus	km	6 325	6 325
Longueur du réseau BT souterrain	km	6 224	6 224
Longueur du réseau HTA aérien	km	7 551	7 551
Longueur du réseau HTA souterrain – papier imprégné (CPI)	km	130	130
Longueur du réseau HTA souterrain – hors papier imprégné	km	4 343	4 343
Age moyen du réseau BT	année (avec une décimale)	25,8	25,8
Age moyen du réseau HTA	année (avec une décimale)	29,6	30
Clients Mal Alimentés	-	3 659	3 659

Postes source	-	36	36
Postes de distribution	-	455 16	455 16
Critère B hors incidents exceptionnels	minute	52	52
Dont coupures pour travaux	minute	20	20

2. Investissements sur le réseau pour ENEDIS

Les montants sont indiqués en milliers d'euros (k€).

Maître d'ouvrage		ENEDIS				
code EIC (GRD) / SIREN (AODE)		17X100A100A0001A				
Destination de l'investissement	unité	Prévu 2019 (CD 2019, pour rappel)	Réalisé 2019	Prévisionnel 2020 (CD 2019, pour rappel)	Prévu 2020	Prévisionnel 2021
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	k€ HT	22 015	20 384	20 900	20 000	23 000
dont raccordement des consommateurs HTA	k€ HT	2 052	879	900	900	2 100
dont raccordement des consommateurs BT	k€ HT	15 954	14 321	16 000	14 400	15 100
dont raccordement des producteurs HTA	k€ HT	110	125	100	100	300
dont raccordement des producteurs BT	k€ HT	1 098	1 125	1 100	1 400	1 400
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	k€ HT	38 188	38 188	24 660	25 800	23 400
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	k€ HT	33 553	30 799	19 210	18 500	14 900
dont renforcement des réseaux BT	k€ HT	270	439	690	600	600
dont renforcement des réseaux HTA	k€ HT	3 079	3 079	1 100	600	700
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	k€ HT	2 253	2 268	1 500	1 700	1 300
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT	12 776	8 810	8 235	7 000	7 700
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT		836		800	1 600
dont moyens d'exploitation	k€ HT	2 198	2 762	2 200	2 000	1 600
dont Smart-Grids	k€ HT	69	799	150	100	100
dont compteurs communicants	k€ HT	12 908	11 807	5 335	5 700	1 300
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	k€ HT	4 635	7 389	5 450	7 300	8 500
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	k€ HT	944	1 120	1 300	900	1 000
dont sécurité et obligations réglementaires	k€ HT	807	2 834	1 250	2 400	3 400
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	k€ HT	2 884	3 436	2 900	4 000	4 100
III. Investissement de logistique	k€ HT	1 685	1 423	1 700	1 000	2 700
IV- Autres investissements	k€ HT	-	-	-	-	-
Total (=I + II + III + IV)	k€ HT	61 888	59 995	47 260	46 800	49 100
dont total des investissements concernant les postes sources	k€ HT	7 131	2 913	2 860	1 600	4 800
dont création de capacités d'accueil des énergies renouvelables dans les postes sources	k€ HT	-	-	-	100	600

3. Investissements sur le réseau pour le SDE35

Les montants sont indiqués en milliers d'euros (k€).

B - investissements sur les réseaux (suivant modèle conforme à l'arrêté du 6 janvier 2020)

Maître d'ouvrage		SDE35				
code EIC (GRD) / SIREN (AODE)						
Destination de l'investissement	unité	Prévu 2019 (CD 2019, pour rappel)	Réalisé 2019	Prévisionnel 2020 (CD 2019, pour rappel)	Prévu 2020	Prévisionnel 2021
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	<i>k€ HT</i>	4 114	4 829	4 300	5 853	8 740
dont raccordement des consommateurs HTA	<i>k€ HT</i>					
dont raccordement des consommateurs BT	<i>k€ HT</i>	4 114	4 829		5 853	8 740
dont raccordement des producteurs HTA	<i>k€ HT</i>		-			
dont raccordement des producteurs BT	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	<i>k€ HT</i>	14 470	15 272	18 250	12 707	17 992
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	<i>k€ HT</i>	11 018	9 434	12 600	7 345	12 457
dont renforcement des réseaux BT	<i>k€ HT</i>	5 985	5 566	7 100	4 366	6 258
dont renforcement des réseaux HTA	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	<i>k€ HT</i>	5 032	3 868	5 500	2 979	6 199
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
dont moyens d'exploitation	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
dont Smart-Grids	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
dont compteurs communicants	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	<i>k€ HT</i>	3 453	5 838	5 650	5 362	5 535
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	<i>k€ HT</i>	3 453	5 838		5 362	5 535
dont sécurité et obligations réglementaires	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
III. Investissement de logistique	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
IV- Autres investissements	<i>k€ HT</i>	-	-		-	
Total (=I + II + III + IV)	<i>k€ HT</i>	18 584	20 101	22 550	18 560	26 732
dont total des investissements concernant les postes sources	<i>k€ HT</i>		-			
dont création de capacités d'accueil des énergies renouvelables dans les postes sources	<i>k€ HT</i>		-			

(1) Pour les investissements qui ne peuvent pas être affectés à une concession, les clés du compte rendu annuel de concession seront utilisées.

(2) Pour l'article 8, lors de l'assemblage des investissements des autorités concédantes et des gestionnaires de réseau, seuls les investissements du maître d'ouvrage seront pris en compte pour éviter une double affectation.

(3) Pour les investissements non affectés à une concession, les clés du compte rendu annuel d'activité seront utilisées.

4. Investissements totaux sur le département

Les montants sont indiqués en milliers d'euros (k€).

Maître d'ouvrage code EIC (GRD) / SIREN (AODE)		TOTAL département (calculé automatiquement)				
Destination de l'investissement	unité	Prévu 2019 (CD 2019, pour rappel)	Réalisé 2019	Prévisionnel 2020 (CD 2019, pour rappel)	Prévu 2020	Prévisionnel 2021
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	k€ HT	26 129	25 213	25 200	24 114	31 740
dont raccordement des consommateurs HTA	k€ HT	2 052	879	900	900	2 100
dont raccordement des consommateurs BT	k€ HT	20 068	19 150	16 000	18 514	23 840
dont raccordement des producteurs HTA	k€ HT	110	125	100	100	300
dont raccordement des producteurs BT	k€ HT	1 098	1 125	1 100	1 400	1 400
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	k€ HT	52 658	53 460	42 910	40 270	41 392
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	k€ HT	44 571	40 233	31 810	29 518	27 357
dont renforcement des réseaux BT	k€ HT	6 255	6 006	7 790	6 585	6 858
dont renforcement des réseaux HTA	k€ HT	3 079	3 079	1 100	600	700
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	k€ HT	7 285	6 135	7 000	6 732	7 499
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT	12 776	8 810	8 235	7 000	7 700
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	k€ HT	-	836	-	800	1 600
dont moyens d'exploitation	k€ HT	2 198	2 762	2 200	2 000	1 600
dont Smart-Grids	k€ HT	69	799	150	100	100
dont compteurs communicants	k€ HT	12 908	11 807	5 335	5 700	1 300
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	k€ HT	8 088	13 227	11 100	10 753	14 035
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	k€ HT	4 397	6 958	1 300	4 353	6 535
dont sécurité et obligations réglementaires	k€ HT	807	2 834	1 250	2 400	3 400
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	k€ HT	2 884	3 436	2 900	4 000	4 100
III. Investissement de logistique	k€ HT	1 685	1 423	1 700	1 000	2 700
IV- Autres investissements	k€ HT	-	-	-	-	-
Total (=I + II + III + IV)	k€ HT	80 472	80 096	69 810	65 384	75 832
dont total des investissements concernant les postes sources	k€ HT	7 131	2 913	2 860	1 600	4 800
dont création de capacités d'accueil des énergies renouvelables dans les postes sources	k€ HT	-	-	-	100	600