



Plan de développement de réseau

ENEDIS

DOCUMENT PRÉLIMINAIRE 2023



© Enedis

Le plan de développement de réseau « document préliminaire » est le résultat d'un travail inédit, destiné à répondre à des attentes fortes des parties prenantes pour cette infrastructure essentielle au pays et aux territoires qu'est le réseau public de distribution d'électricité. **Il a pour ambition d'illustrer l'engagement d'Enedis, en décrivant les principaux enjeux pour le réseau et en donnant des valeurs repères pour les investissements prévus sur un horizon de moyen terme.**

Le réseau géré par Enedis couvre 95 % du territoire français, il a une fiabilité partout supérieure à 99,9 % et en moyenne proche de 99,99 %. Il contribue ainsi à l'attractivité des territoires. Cette performance est permise par un patrimoine solide, des investissements importants (4 milliards d'euros chaque année), une maintenance optimisée et une exploitation efficace.

La performance au service du client passe aussi par des leviers innovants avec la mise en place d'un réseau digital, jumeau numérique du réseau physique : 35 millions de compteurs Linky sont en service sur le réseau basse tension, des milliers d'objets connectés surveillent le réseau moyenne tension, l'analyse de données et l'intelligence artificielle sont au service de l'optimisation des investissements, de la maintenance et de la conduite du réseau.

Tous ces atouts sont particulièrement précieux pour répondre au défi du changement climatique par une adaptation sans précédent du système électrique. Avec 80 000 nouvelles installations de production d'énergie renouvelable raccordées en 2022, **la transition énergétique est déjà une réalité pour Enedis.**

L'objectif du document qui vous est présenté ici est de proposer dès à présent un contenu riche et éclairant sur les investissements et leurs méthodes, afin de **recueillir sur un temps long les remarques de chacun** sur ce travail **préliminaire** et contribuer ainsi à alimenter le contenu du plan de développement de réseau d'Enedis, qui sera concerté et produit en conformité avec les textes réglementaires sur le sujet.

Ce large échange lancé dès début 2023 avec les parties prenantes sur nos investissements s'inscrit dans le calendrier idéal pour **éclairer la réflexion collective autour du renouvellement de la PPE.**

Bonne lecture!

Hervé Champenois,
Directeur technique, membre du directoire

Résumé

Le plan de développement de réseau (PDR) est une nouvelle obligation réglementaire qui s'applique aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et les enjoint à **décrire les investissements pour les cinq à dix prochaines années** au périmètre de leur maîtrise d'ouvrage.

Le document a vocation à être concerté avec l'ensemble des parties prenantes et à être mis à jour tous les deux ans.

Enedis a choisi de saisir cette opportunité pour proposer, à l'occasion de la préparation de ce tout premier exercice, **un document au statut préliminaire et résolument pédagogique**, dans lequel nous avons exprimé les **cinq convictions** suivantes :

1. Le réseau public d'électricité a une valeur collective majeure

En interconnectant les utilisateurs aux mailles européenne, nationale et locale, le réseau mutualise efficacement la collecte de la production, y compris ses surplus locaux, et permet l'alimentation des consommateurs avec une excellente garantie de secours face aux aléas.

Ainsi, le réseau public d'électricité français constitue un **atout collectif majeur** qui permet la solidarité entre les territoires au service de la transition énergétique et des politiques publiques, tant nationales que territoriales.

2. Enedis développe et exploite ce réseau dans un cadre de dialogue et de concertation à la fois national et local

À la maille nationale, Enedis établit sa vision de moyen terme grâce à un **dialogue avec l'ensemble des acteurs du système électrique** et définit un cadre d'optimisations et d'investissements accessibles uniquement à un opérateur de taille nationale (achats, gammes de matériels, systèmes d'information, capacité d'expertise et d'innovation...).

À la maille locale, dans le cadre de la concession, les décisions d'investissements qui relèvent, selon les cas, d'Enedis ou des autorités concédantes, font l'objet d'une étroite coordination.

Ce fonctionnement à double niveau, décrit dans le plan de développement de réseau, est **le modèle français de la distribution d'électricité** qui permet le nécessaire équilibre entre la prise en compte d'enjeux nationaux de transition écologique, d'indépendance énergétique et de solidarité territoriale et les attentes locales relatives au développement et à l'attractivité de chaque territoire.

3. Un savoir-faire majeur d'Enedis est de pouvoir optimiser et séquencer les investissements dans un environnement complexe, incertain et présentant des enjeux multiples

Les décisions d'investissement d'Enedis ne se limitent pas à un regard sur un dépassement de la capacité de transit ou sur l'âge des ouvrages, elles tiennent compte de multiples paramètres :

- le présent connu et les différents futurs possibles, notamment en termes d'évolution de charge et de demandes de raccordement ;
- l'incidentologie mesurée et prévisible en fonction des aléas climatiques ou des risques spécifiques ;
- l'optimisation du calendrier de mise en œuvre, des coûts et de l'impact environnemental, au regard des bénéfices apportés en termes de qualité de service et de résilience, en envisageant différentes solutions possibles : investissements classiques, matériels innovants, appels à flexibilités ;
- la possibilité de répondre à plusieurs enjeux réseau simultanément ;
- l'exploitabilité du réseau sur le long terme ;
- le cadre technique et sa complexité : plan de tension, plan de protection, etc.

Pour rechercher l'optimum multicritère, Enedis s'appuie sur des outils techniques performants, sur la pleine exploitation des données qu'elle collecte grâce à une infrastructure numérique toujours plus développée, et sur l'expertise de ses équipes.

4. Les méthodes d'investissement doivent être stables dans le temps pour tenir un cap dans la durée...

Le réseau étant constitué d'ouvrages à durée de vie longue, le gestionnaire de réseau hérite des choix passés et contraint le futur par ses choix présents.

Aussi, les méthodes d'investissement doivent permettre au gestionnaire de réseau de **garder une perspective de moyen et long terme, en visant :**

- **Un étalement et une priorisation des programmes long terme de renouvellement et de résilience.**
- **Une évolution des règles** rigoureuse, d'une complexité maîtrisée, et décidée à l'aune des retours d'expérience des impacts prévisibles ou observés sur la conduite et l'exploitation des réseaux.

Enedis reste, dans un cadre concerté et régulé, seule décisionnaire de ses méthodes d'investissement, car elle en porte au quotidien la responsabilité et les conséquences.

En permettant, par sa pédagogie, d'atteindre une compréhension partagée de l'existant, le plan de développement de réseau est un outil précieux d'échange avec les acteurs sur les méthodes en vigueur et, le cas échéant, sur leurs perspectives d'évolution.

5. ... mais doivent s'adapter à un rythme qui s'accélère avec la transition énergétique

Les règles de dimensionnement des réseaux ont toujours été vivantes, mais **une accélération nette de leurs évolutions est perceptible : en effet, la transition énergétique amène et amènera un volume de raccordements liés aux énergies renouvelables et aux infrastructures de recharges de véhicules électriques et accélère ainsi le rythme d'évolution du réseau**, ce qui suscite des attentes fortes des parties prenantes et des recherches de solutions innovantes tirant parti des nouvelles possibilités, en particulier dans le domaine de la donnée.

Enedis s'engage résolument dans le développement de nouveaux leviers (qu'ils soient techniques ou méthodologiques) : elle les expérimente et les déploie dès lors que le retour d'expérience démontre un bénéfice collectif.

En particulier, les **flexibilités des utilisateurs du réseau sont un levier innovant et prometteur** pour utiliser les pleines capacités du réseau, dont le potentiel doit être régulièrement évalué. À date, un seul gisement de flexibilités (le projet REFLEX, voir [6.1.1.2](#)) présente des gains suffisants pour être pris en compte dans les trajectoires chiffrées du plan de développement réseau.

La mise à jour tous les deux ans de ce document sera l'occasion de partager régulièrement sur la réévaluation de ce levier.

Les enjeux et les résultats chiffrés à 5 à 10 ans

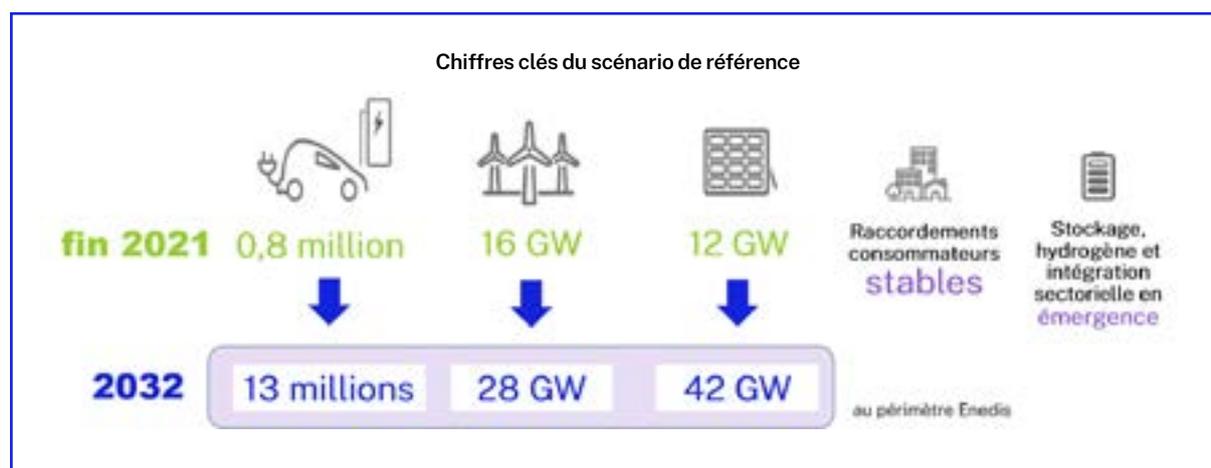
Un scénario de référence pour le plan de développement de réseau en accord avec les objectifs fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie

Ce scénario repose sur trois fondamentaux :

Stabilité du raccordement des consommateurs, résultant de divers effets : ralentissement de la croissance démographique et diminution du nombre moyen d'habitants par logement prévus par l'Insee, conduisant à **une évolution annuelle du nombre de logements comparable aux rythmes actuels**.

Fort développement des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE), avec une forte corrélation, à cet horizon, entre le nombre de véhicules et celui des IRVE.

Fort développement des installations de production d'énergie renouvelable (EnR), avec une trajectoire qui débute au niveau des réalisations actuelles puis poursuit sa hausse.



Des investissements en hausse pour répondre à ces enjeux et maintenir la performance du réseau

Ces évolutions, couplées aux **politiques d'investissements d'Enedis destinées à assurer la performance du réseau**, se traduiront, hors investissements des autorités concédantes, par des dépenses en croissance sur les dix années à venir. Celles-ci **passeront de 4 milliards d'euros en 2022 à plus de 5 milliards d'euros en 2032**.

Les demandes de raccordement répondant aux enjeux de transition énergétique (EnR et IRVE) sont l'inducteur principal des investissements supplémentaires annuels.

Le scénario, en volumes, d'EnR qui a été retenu est calé sur la PPE 2019-2028 et donne ici un premier ordre de grandeur en euros. Pour autant, **l'actualité des évolutions de la politique énergétique est très riche**

et montre clairement l'ambition collective d'une accélération de rythme sur le développement des EnR avec, entre autres, le plan Repower EU de la Commission européenne et la déclaration du président de la République sur la politique de l'énergie à Belfort le 10 février 2022 d'une ambition en nette augmentation sur le photovoltaïque (100 GW en 2050), en parallèle toutefois d'une révision à la baisse de l'ambition affichée précédemment sur l'éolien terrestre.

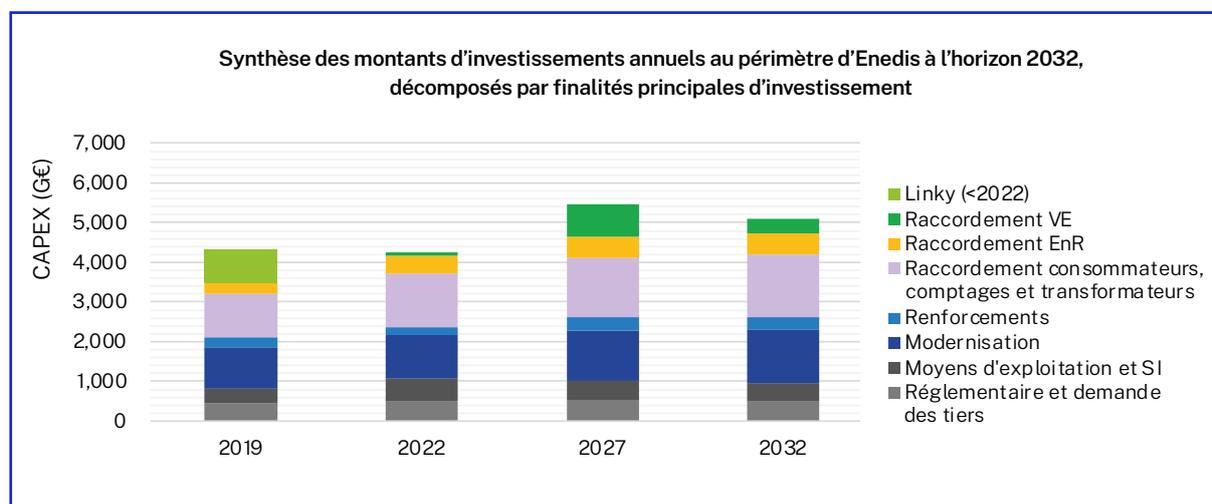
L'accélération du rythme de la trajectoire sur le raccordement du photovoltaïque (PV) est d'ores et déjà perceptible, l'arrêté dit « S21 » augmentant significativement les demandes de raccordement reçues par Enedis depuis le dernier trimestre 2021. Ces éléments nouveaux n'ont pas été évalués dans le document : ce sont les échanges collégiaux autour de la SFEC puis de la nouvelle PPE et le contenu final de la loi sur l'accélération des énergies renouvelables qui permettront de faire émerger de nouvelles trajectoires de référence nationales sur les EnR. **Enedis mettra alors à jour la trajectoire mesurée présentée ici**, héritée de la PPE précédente.

Le scénario IRVE a été retenu en cohérence avec les objectifs de la SNBC en ce qui concerne l'hypothèse du nombre de véhicules légers et électriques ; il n'a pas évalué l'impact de l'électrification potentielle de la mobilité lourde, et a pris comme hypothèse une pénétration moyenne, sur la période, de 50 % de la solution Enedis pour équiper d'IRVE

les parkings dans le résidentiel collectif, avec une montée en puissance progressive de cette solution qui est actuellement en phase de démarrage.

Concernant les autres catégories d'investissements d'Enedis : **les renforcements** (qui adaptent les capacités du réseau à l'évolution des charges) **augmentent avec les raccordements mais restent maîtrisés**. Les évolutions du réseau dues à la réglementation et aux demandes des tiers (entre autres les déplacements d'ouvrages) restent stables. **Les investissements liés à la modernisation et au renouvellement du réseau** (qui assurent la résilience et la performance du réseau dans la durée) **suivent le cap des orientations d'Enedis**, qui les programme dans la durée. La fin du projet Linky ainsi que les moyens d'exploitation et systèmes d'informations, non liés directement au développement du réseau, sont présentés ici par souci de complétude afin de donner une vision complète des CAPEX d'Enedis.

Les chiffres ci-dessous, détaillés dans les différents chapitres du PDR, sont présentés en euros 2021, non inflatés. **Les montants qui sont affichés ne constituent ni un engagement d'Enedis à investir ces sommes, ni une borne maximale des investissements qui pourront être faits : ils présentent une évaluation à date des montants qui seront nécessaires**, évaluation qui évoluera en particulier selon le rythme effectif des demandes des utilisateurs du réseau. Il est important de souligner que ces chiffres sont estimés au périmètre de la maîtrise d'ouvrage confiée à Enedis. **Ils n'intègrent pas les montants associés à la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes.**



Sommaire

Édito 2

Résumé 3

1.

Contexte et introduction au plan de développement de réseau 15

1.1 Le PDR, nouvelle obligation réglementaire pour les distributeurs d'électricité, l'occasion d'une communication inédite d'Enedis sur les investissements réseau 16

1.2 Le réseau public de distribution au service de la collectivité, description rapide d'une structure électrique de grande envergure placée face à de nouveaux défis 18

1.3 Enedis et ses missions nationales de gestionnaire du réseau de distribution 24

1.4 Enedis, opérateur concessionnaire sur 95 % du territoire français métropolitain : une maîtrise d'ouvrage partagée avec les autorités concédantes dans un cadre fixé par la réglementation et le contrat de concession 26

1.5 La place du PDR au sein des divers processus existants de dialogue sur les méthodes et les investissements 28

1.5.1 Le dialogue sur la vision et les méthodes : le PDR trouve sa place dans un dispositif national très riche 28

1.5.2 Le dialogue sur les prises de décisions locales concernant les investissements d'Enedis : le PDR ne se substitue pas aux échanges locaux, il les éclaire 29

1.5.3 Le dialogue sur les décisions d'investissement des autorités concédantes : aperçu rapide des enjeux financiers associés, hors du périmètre visé pour le PDR d'Enedis 36

1.6 Aperçu des investissements d'Enedis et du scénario de référence du PDR 38

1.6.1 Les typologies d'investissements d'Enedis 38

1.6.2 La logique d'investissement du distributeur au sein du système électrique 38

1.6.3 Scénario retenu pour le PDR 39

1.6.3.1 Le PDR s'appuie sur un unique scénario inscrit dans les travaux prospectifs externes et décliné pour le réseau de distribution 39

1.6.3.2 Hypothèses structurantes du scénario retenu et de son chiffrage en euros 40

1.7 Synthèse : l'esprit du PDR et son plan 43

2.

Enedis accompagne la transition énergétique en répondant aux demandes des tiers et à l'évolution des consommations

44

2.1

Enedis raccorde les nouveaux utilisateurs du RPD et renforce le réseau en tenant compte des gisements de flexibilités

45

2.1.1

Les flexibilités : un levier de performance aux multiples visages, étudié dans le PDR pour le cas d'usage d'une économie d'investissement (raccordement ou renforcement)

46

2.1.2

La mobilité électrique : des volumes exponentiels en prévision, Enedis fait face au défi de l'accueil des infrastructures de recharge sur le réseau public

50

2.1.2.1

Au niveau national ou dans les territoires, les solutions sont coconstruites entre Enedis et l'ensemble des acteurs de la mobilité électrique

51

2.1.2.2

Certains points de charge s'insèrent dans une installation existante, sans impact méthodologique majeur

52

2.1.2.3

D'autres points de charge pour la mobilité quotidienne ou longue distance nécessitent la création de connexions nouvelles au réseau public de distribution

52

2.1.2.3.1

Enedis tient compte du foisonnement naturel de la recharge dans le cas de grappes de bornes et poursuit ses travaux d'observation des impacts en situation réelle

53

2.1.2.3.2

Enedis expérimente des solutions de raccordements adaptées à différents projets particuliers

53

2.1.2.3.3

Enedis accompagne le raccordement des IRVE dans le résidentiel collectif

54

2.1.2.3.4

Enedis accompagne le raccordement de points de charge très haute puissance pour les déplacements sur de longues distances

57

2.1.2.4

Le pilotage de la recharge des véhicules électriques : une opportunité d'économies concrètes pour l'utilisateur final, un potentiel pour le réseau

58

2.1.2.5

Synthèse des investissements pour l'intégration de la mobilité électrique

59

2.1.3

Les EnR : un important volume déjà raccordé, et une prévision ambitieuse fondée sur la PPE, qui nécessite pour son raccordement une réflexion sur les mutualisations souhaitables et les flexibilités activables

60

2.1.3.1

Sites de production EnR raccordés au réseau de distribution : état des lieux et typologie des raccordements

60

2.1.3.2

Un scénario de référence fondé sur les ambitions de la PPE : Enedis a la capacité de raccorder les EnR pour atteindre ces objectifs

63

2.1.3.3

Les S3REnR : des outils de planification stratégiques pour assurer l'insertion des EnR à coûts maîtrisés

65

2.1.3.4

Les leviers de flexibilité permettent de favoriser le raccordement des EnR

67

2.1.3.5	Leviers techniques favorisant le raccordement des EnR : seul le réglage du réactif HTA est pris en compte dans le PDR	67
2.1.3.6	L'autoconsommation, un dispositif en émergence sans impact à date sur les investissements réseaux	70
2.1.3.7	Synthèse des investissements pour l'intégration des énergies renouvelables	71
2.1.4	Les enjeux du raccordement des clients consommateurs	71
2.1.4.1	400000 raccordements de clients consommateurs par an : un enjeu fort de performance et de simplification pour Enedis	71
2.1.4.2	Les leviers de flexibilité activables pour les raccordements des consommateurs ne sont pas, à date, considérés par Enedis dans ce PDR	73
2.1.4.3	Synthèse des investissements pour le raccordement des nouveaux consommateurs (hors mobilité électrique)	73
2.1.5	Le renforcement du réseau	74
2.1.5.1	Décider d'un renforcement lié à l'évolution de la consommation nécessite l'évaluation de la croissance et de l'électrification des usages, d'une part, et de la maîtrise de la demande d'énergie d'autre part	74
2.1.5.2	Les leviers de flexibilité activables pour le report des renforcements liés à l'évolution de la consommation ont, à date, une valeur marginale	75
2.1.5.3	Synthèse des investissements de renforcement	76
2.1.6	Hydrogène, intégration sectorielle : des pistes innovantes supplémentaires vers la réduction de l'empreinte carbone nationale, dont l'impact chiffré n'est pas isolé dans le PDR	77
2.1.6.1	Enedis au service du développement de la filière hydrogène	77
2.1.6.2	Enedis en accompagnement de l'intégration sectorielle en émergence chez les porteurs de projets	77
2.1.7	Enedis innove pour accroître son efficacité lors de la création de nouveaux postes sources	78
2.2	Enedis fait aussi évoluer le réseau pour répondre à la réglementation et aux demandes des tiers, hors raccordement	79
2.2.1	Enedis procède à des modifications d'ouvrages impulsées par les développements économiques locaux, lors de constructions et de travaux	79
2.2.2	Les autorités concédantes investissent avec Enedis pour l'amélioration esthétique de l'intégration des ouvrages dans l'environnement	79
2.2.3	Illustrations d'autres actions d'Enedis en réponse à la réglementation ou aux attentes de tiers	79
2.2.4	Synthèse des investissements liés à l'évolution du réseau en réponse à la réglementation et aux tiers	80

3.

Enedis investit pour garantir la performance du réseau dans la durée

81

3.1	Enedis fait évoluer la conduite du réseau et l'infrastructure numérique	82
3.1.1	En réponse au besoin d'anticiper le comportement du réseau, Enedis développe ses infrastructures de conduite et renforce l'automatisation du réseau	84
3.1.2	Le contrôle-commande et les télécoms des postes sources font l'objet d'importantes évolutions	85
3.1.3	Enedis saisit l'opportunité des nouvelles technologies pour instrumenter le réseau	86
3.1.4	Linky : un système communicant au service des clients et du réseau	87
3.2	Enedis assure la résilience du réseau face aux risques climatiques et technologiques	89
3.2.1	Enedis agit sur les réseaux aériens et souterrains pour plus de résilience face aux aléas climatiques	90
3.2.1.1	Tempêtes, neige collante, zones boisées : les actions d'Enedis sur le réseau aérien	90
3.2.1.2	Les épisodes de fortes chaleurs : les actions d'Enedis sur le réseau souterrain	91
3.2.2	En milieu urbain dense, Enedis sécurise les postes sources face aux risques technologiques majeurs pouvant impacter de nombreux clients	91
3.2.3	Enedis modernise et restructure le réseau pour une plus grande résilience aux inondations	92
3.3	Enedis déploie des politiques de renouvellement ciblé pour fiabiliser les réseaux	94
3.3.1	Le maintien de la performance du réseau est nécessaire pour assurer la qualité d'alimentation en électricité au quotidien	94
3.3.2	La rénovation programmée : une remise à niveau cyclique du réseau HTA aérien	94
3.3.3	La suppression progressive des réseaux BT aériens fils nus, un objectif partagé entre les autorités concédantes et Enedis	94
3.3.4	Un renouvellement des ouvrages souterrains d'ancienne technologie ciblé et priorisé grâce à des méthodes statistiques	96
3.3.5	Le renouvellement au sein des postes sources concerne des matériels spécifiques	97
3.4	Synthèse des investissements de modernisation du réseau	98

4.

Résumé des hypothèses structurantes et mise en perspective des trajectoires d'investissement

99

- 4.1 La trajectoire nationale d'investissement d'Enedis à l'horizon 2032** 100
 - 4.1.1 Les hypothèses structurantes du scénario de référence du PDR 100
 - 4.1.2 Des investissements à enjeux multiples, détaillés selon leur finalité principale 101
 - 4.1.3 Une trajectoire d'investissement en hausse, pour accompagner la transition énergétique et améliorer la performance du réseau 102
- 4.2 Mise en perspective avec les investissements historiques d'Enedis** 104

5.

Enedis s'appuie sur des méthodes de dimensionnement qui visent un optimum technico-économique au périmètre de la collectivité nationale

106

- 5.1 Économie collective d'un réseau à déformation lente exploité au quotidien** 107
 - 5.1.1 Enedis recherche l'optimum coût/qualité pour la collectivité 107
 - 5.1.2 Pour viser cet optimum, Enedis fonde ses études de planification sur les attentes sociétales 109
 - 5.1.3 Enedis investit dans la perspective d'une exploitation au quotidien et d'une longue durée de vie des ouvrages 112
- 5.2 Enedis transcrit les objectifs généraux de la planification en un référentiel technique : les grands choix structurants** 113
 - 5.2.1 Des limites techniques à respecter, définies par le gestionnaire de réseau : le plan de tension et les contraintes 113
 - 5.2.2 Une structure cible au service de l'exploitation, au bénéfice de la qualité d'alimentation des clients au quotidien 118
 - 5.2.3 Des gammes de matériels associées à des préconisations d'utilisation 121
 - 5.2.4 Le réseau issu de ces choix structurants n'est pas à la limite de la contrainte 124

5.3	Des méthodes d'études unitaires qui forment un cadre cohérent pour le raccordement des clients et le renforcement du réseau	125
5.3.1	Études de raccordement : situations dimensionnantes et règles	126
5.3.2	Études délibérées pour le renforcement du réseau : situations dimensionnantes et règles	128
5.3.2.1	Les principaux facteurs et inducteurs d'une étude délibérée	128
5.3.2.2	Les trois étapes de la décision dans une étude délibérée	128
5.3.2.3	Les principales solutions techniques envisagées au moment des études	131
5.3.3	La modélisation des charges et les situations de référence : fondement des études technico-économiques	131
5.3.4	Des règles communes de conception des ouvrages sont établies avec les autorités concédantes	132

6.

Enedis développe de nouvelles solutions pour améliorer les performances du réseau

133

6.1	Les flexibilités offrent une alternative aux raccordements standards et aux renforcements : évaluation et mise en œuvre	134
6.1.1	Les flexibilités apportent de nouvelles solutions techniques adaptées aux demandes de raccordements (ORA, REFLEX)	138
6.1.1.1	L'ORA à modulation de puissance pour producteur EnR HTA, un usage des flexibilités intégré à la DTR d'Enedis	138
6.1.1.2	REFLEX, un nouveau concept de dimensionnement des postes sources pour la production, en cours d'expérimentation par l'intermédiaire d'un bac à sable réglementaire	139
6.1.1.3	L'ORA à modulation de puissance pour consommateurs HTA, un concept au stade de la démonstration	144
6.1.1.4	L'ORA à modulation de puissance pour clients BT, une maturité encore lointaine	146
6.1.2	Les flexibilités offrent la possibilité de reporter des renforcements en soutirage sur la base d'une évaluation économique de l'identification des gisements et d'un appel au marché	146

6.1.2.1	Principes économiques d'évaluation des flexibilités de report d'investissement	146
6.1.2.2	La première étape du processus permettant le report d'investissement en soutirage consiste en l'identification des gisements de flexibilités	147
6.1.2.3	La seconde étape du processus comprend un appel au marché auprès des acteurs pouvant offrir des services de flexibilité locale	156
6.1.2.3.1	Un appel au marché dans un calendrier et un processus concertés	156
6.1.2.3.2	Des règles de marché équitables et non discriminatoires	156
6.1.2.3.3	Les jalons de la coconstruction du marché avec les acteurs de marché	157
6.1.2.3.4	Aperçu des appels d'offres lancés par Enedis	158
6.1.2.3.5	Enedis propose aux acteurs de flexibilité des solutions de cartographie d'opportunités de flexibilité locale	159
6.2	Enedis intègre progressivement des leviers techniques alternatifs au renforcement qui favorisent l'intégration des EnR, en lien avec le plan de tension	161
6.3	Les stockages : une source potentielle de services au réseau, en complément de leur <i>business model</i> principal	164

7.

Une démarche ambitieuse d'Enedis dans le domaine de la responsabilité sociétale d'entreprise

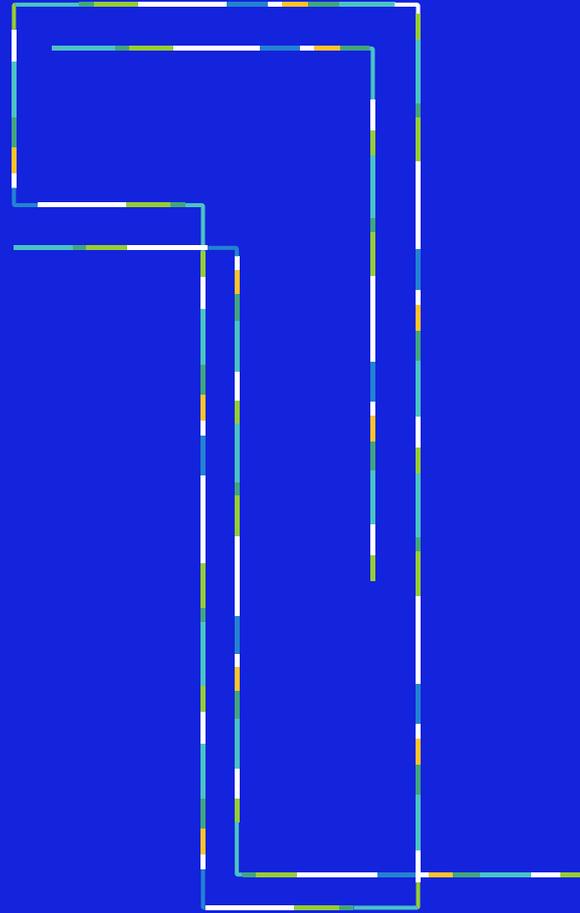
167

7.1	Enedis met ses engagements en matière de responsabilité sociétale d'entreprise au cœur de ses projets	168
7.2	En maîtrisant les pertes techniques, les investissements contribuent à la réduction de l'empreinte carbone	169
7.3	Recherche de la minimisation de l'impact visuel des réseaux et postes	170
7.4	Une stratégie d'achat responsable	171
7.4.1	Contraintes réglementaires pour la libre concurrence	171
7.4.2	La politique d'achat d'Enedis	171

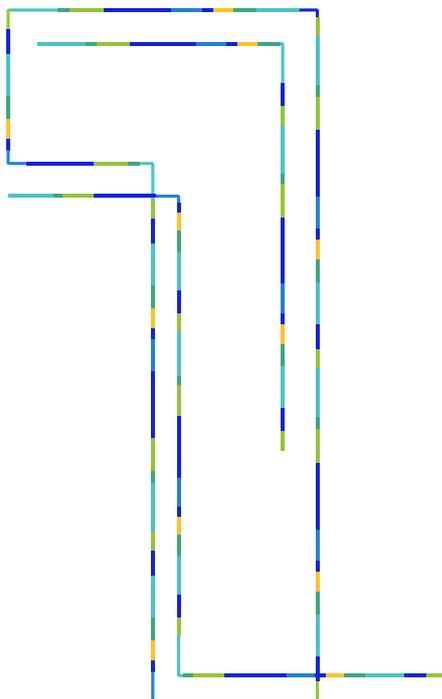
7.4.3	Enedis, labellisée RFAR depuis 2019	172
7.5	La préservation de l'environnement et de la biodiversité	172
7.5.1	Réduction des émissions de SF6 des ouvrages gérés par Enedis, et utilisation de solutions alternatives n'utilisant pas cet isolant	172
7.5.2	La décontamination et l'élimination des appareils contenant du PCB	173
7.5.3	La politique amiante d'Enedis	173
7.5.4	Agir pour la biodiversité	173

8. Annexes **174**

8.1	Glossaire	175
8.2	Références des publications d'Enedis	177
8.3	Table des encarts pédagogiques	179
8.4	Table des figures	181



Contexte et introduction au plan de développement de réseau



Une transformation profonde du système électrique est en cours : accueil des installations de production décentralisée, électrification des usages, dans un contexte de nouvelles opportunités technologiques permettant d'instrumenter le réseau et de tirer parti des flexibilités des utilisateurs.

La question d'un partage collectif sur le développement du réseau à mettre en regard de ces évolutions est centrale et fait désormais l'objet d'une obligation réglementaire qui s'applique à Enedis.

Le plan de développement de réseau (PDR), qui répondra à cette obligation réglementaire (et dont le présent document est une version préliminaire) a pour ambition de ne pas se limiter à publier une prévision d'euros à investir sur le réseau. Le PDR décrit aussi un contenu pédagogique complet permettant le partage et l'échange avec tous les acteurs sur le contexte de la distribution, sur les grandes typologies d'investissements d'Enedis, sur les méthodes suivies pour investir et sur le scénario retenu pour le PDR d'une volumétrie de raccordement attendue à 5 et 10 ans, qui a été déclinée des orientations nationales.

1.1. Le PDR, nouvelle obligation réglementaire pour les distributeurs d'électricité, l'occasion d'une communication inédite d'Enedis sur les investissements réseau

Une nouvelle obligation réglementaire pour les distributeurs de décrire leurs investissements pour les cinq à dix prochaines années de façon concertée

L'article 32 de la directive européenne 2019/944 sur le marché intérieur de l'électricité, composante du « Clean Energy Package », a été transposé en droit français par l'ordonnance du 3 mars 2021, créant un nouvel article L322-11 au Code de l'énergie.

Cet article décline la nouvelle obligation faite aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD) desservant plus de 100 000 clients de publier un plan de développement de

réseau au moins tous les deux ans, concerté avec les parties prenantes, indiquant les investissements programmés pour les 5 à 10 prochaines années, et « *mettant, entre autres, l'accent sur les principales infrastructures de distribution nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production et les nouvelles charges, y compris les points de recharge des véhicules électriques* ». Le document doit également offrir « *de la transparence quant aux services de flexibilité à moyen et long termes qui sont nécessaires* », en incluant le recours aux ressources alternatives à l'expansion du réseau telles que « *le recours à l'effacement de consommation d'électricité, à l'efficacité énergétique, à des installations de stockage d'énergie* ».

L'article précise que le GRD doit consulter « *tous les utilisateurs du réseau concernés, les autorités concédantes de la distribution publique d'électricité [...], ainsi que les gestionnaires de réseau de transport concernés au sujet du plan de développement du réseau* ».

Les résultats du processus de consultation ainsi que le plan lui-même sont ensuite publiés et soumis à la *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) et au *comité du système de distribution publique d'électricité* (CSDPE). Il est précisé que « *la Commission de régulation de l'énergie peut demander que le plan soit modifié* ».

Enedis saisit cette opportunité pour élargir le sujet et publier un document pédagogique inédit sur les enjeux et méthodes d'investissements sur le réseau, à destination des professionnels mais également d'un public plus large

La demande législative faite aux GRD d'une communication publique et concertée sur les montants d'investissements prospectifs arrive à point nommé. En effet, l'urgence climatique soulignée par les récents rapports du *groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat* (GIEC) conduit à une transformation du secteur de l'énergie avec, d'un côté, une augmentation de la consommation d'électricité due à l'électrification des usages, et, de l'autre, une nécessité d'accroître la production des énergies renouvelables. Le *réseau public de distribution* (RPD) fait donc face à une forte évolution des demandes des utilisateurs du réseau, aussi bien producteurs que consommateurs. Le GRD se doit d'y répondre par des investissements maîtrisés et un dialogue avec les autorités concédantes, propriétaires du réseau public de distribution¹ et maîtres d'ouvrage de travaux sur le réseau, et les utilisateurs du réseau qui doit être le plus large possible, allant au-delà de la seule transition écologique.

En effet, l'urgence climatique n'est pas le seul enjeu des investissements d'Enedis, qui doit trouver en permanence l'optimum technico-économique au service de la collectivité nationale, visant à un renouvellement raisonné des réseaux, et à une qualité de service et une résilience au rendez-vous des attentes sociétales. Enedis s'appuie pour cela sur des méthodes éprouvées existantes, et sur d'autres en évolution du fait de l'arrivée d'objets « *smart* » et de la numérisation des systèmes.

C'est sur tout cet ensemble méthodologique qu'Enedis a choisi de communiquer en toute transparence dans ce PDR, et de manière plus accessible à un public élargi que les

éléments déjà disponibles dans la *documentation technique de référence* (DTR) d'Enedis, qui est publique ([Enedis, Documentation Technique d'Enedis - État des publications, 1^{er} septembre 2021](#)), et décrit à un public averti l'intégralité du référentiel des prescriptions techniques en vigueur².

En termes de trajectoires chiffrées, Enedis a choisi de proposer une vision d'ensemble des investissements sur le RPD, s'appuyant sur des ordres de grandeur issus d'un scénario prévisionnel unique, décrit au [1.6.3](#). Certaines tendances et évolutions non quantifiables à date (stockage, couplage sectoriel...) sont également abordées, et seront candidates à une évaluation pour des PDR ultérieurs.

Les concertations et consultations sur le PDR constituent une opportunité supplémentaire pour Enedis de dialogue avec ses parties prenantes, à la fois sur la partie méthodologique (en ciblant les méthodes nécessitant des approfondissements) et sur l'alimentation du débat national sur les trajectoires prévisionnelles. En effet, le PDR ne présente pas un objectif d'investissements qui serait imposé et bridé par Enedis, mais révèle une trajectoire prévisionnelle, par nature évolutive, qui résultera en grande partie de l'impulsion apportée par les acteurs. La mise à jour du PDR tous les deux ans sera l'occasion d'adapter cette trajectoire à mesure des événements.

Un document PDR au statut « préliminaire », publié par Enedis en entrée du dialogue public début 2023

Sans attendre le contenu attendu pour un PDR, qui sera défini par décret, Enedis a fait le choix de produire le présent document, à maille nationale, et de le soumettre aux parties prenantes au statut « préliminaire » dès début 2023.

L'objectif est de proposer dès à présent un contenu riche et éclairant, afin de recueillir sur un temps long les remarques de chacun pour une prise en compte dans le PDR qui sera produit et concerté en conformité avec les textes réglementaires.

Ce large échange lancé dès début 2023 avec les parties prenantes autour des méthodes de dimensionnement d'Enedis s'inscrit dans le calendrier idéal pour éclairer la réflexion collective à l'horizon du renouvellement de la PPE.

NB : dans ce qui suit, et pour plus de simplicité de lecture, on ne rappellera pas que le document est au statut préliminaire, et il sera désigné « PDR » ou « plan de développement de réseau » dans le texte.

1. À l'exception des postes sources : d'après l'article L322-4 du Code de l'énergie, « *Toutefois, la société gestionnaire du réseau public de distribution, issue de la séparation juridique imposée à Électricité de France par l'article L111-57, est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite* ».

2. La DTR expose les dispositions réglementaires et les règles techniques qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs, notamment les méthodes de calculs, les schémas électriques types en usage, les usages induits par les choix industriels d'Enedis, les modèles de documents contractuels et les informations à échanger entre Enedis et les utilisateurs du réseau.

1.2. Le réseau public de distribution au service de la collectivité, description rapide d'une structure électrique de grande envergure placée face à de nouveaux défis

Le réseau permet l'accès à l'électricité dans une optique d'optimum collectif

L'électricité est un bien essentiel au quotidien, et le raccordement de chaque utilisateur au réseau public d'électricité lui apporte plusieurs services : comptage, libre choix marché (choix de son fournisseur d'électricité pour le consommateur, choix de son client pour le producteur), acheminement de son énergie électrique, signal électrique répondant à des normes de qualité en tension et en fréquence, accès à une puissance garantie 24 h/24, 365 jours par an, avec un taux de fiabilité proche de 99,99 %³, service de dépannage permanent et une mutualisation des besoins permettant des économies d'échelle. Ce sont les principales missions du réseau public, qui permet aux consommateurs d'être en permanence alimentés par une électricité en quantité suffisante et aux producteurs de toujours valoriser leur production.

Il ne faut pas pour autant viser une infrastructure qui serait robuste à tout événement quel qu'en soit le prix, ce qui conduirait à un coût déraisonnable : la structure interconnectée du réseau électrique est ainsi, en France métropolitaine, un optimum technico-économique du fait de ses avantages significatifs par rapport à un ensemble de systèmes îlotés. À titre d'exemple, pour assurer une qualité d'alimentation équivalente à celle du réseau public, un micro-réseau isolé devrait installer des capacités de stockage et de production plus importantes, notamment pour couvrir le cas d'une défaillance. Par ailleurs, si sa production est intermittente, le micro-réseau isolé conduit, pour la collectivité nationale, à la perte d'une partie de la production dès que les stockages sont pleins et que la consommation est inférieure à la production.

En permettant l'optimisation des investissements de sécurité d'alimentation, la mutualisation des installations de production et le foisonnement des consommations, le réseau est un vecteur majeur de confort et de prospérité au bénéfice de la collectivité nationale.

Un outil industriel de grande envergure composé de différents niveaux de tension

Au sein de l'arborescence électrique qui dessert le territoire français, on distingue le *réseau public de transport* (RPT) pour les tensions dites « HTB » (*haute tension B*) supérieures ou égales à 50 kV, et le *réseau public de distribution* (RPD) dédié aux tensions inférieures à 50 kV, dites tensions « HTA » (*haute tension A*, typiquement 20 kV) et *basse tension* (« BT », 400 V)⁴.

Dans le fonctionnement historique du réseau, l'énergie électrique est acheminée par le RPT sur de longues distances depuis les sites de production centralisés (centrales nucléaires ou barrages hydrauliques, par exemple) jusqu'au RPD.

Les postes sources forment la frontière entre les réseaux de transport et de distribution. Au niveau du poste source, la tension de l'électricité est transformée de HTB jusqu'en HTA par un transformateur de grande puissance.

En sortie du transformateur, l'électricité est répartie sur des « départs HTA », qui sont les câbles et les ouvrages qui partent du poste source et irriguent en étoile la zone géographique environnante. Selon le poste source, le nombre de départs HTA peut varier de moins de 10 jusqu'à plus de 50.

Un départ HTA, qui chemine sur plusieurs kilomètres, alimente au fil de son parcours les postes des clients raccordés en HTA et les postes HTA/BT dits « de distribution publique » qui desservent des clients basse tension.

Ce fonctionnement historique du RPD sur un mode descendant depuis le RPT vers la basse tension est en pleine transformation vers un modèle à la fois ascendant et descendant : l'électricité est désormais produite non seulement par les sites de productions centralisés raccordés au RPT, mais également par des volumes de plus en plus significatifs d'installations de production décentralisée raccordées au RPD, en HTA et en BT (voir [figure 1](#)).

3. En termes de durée de coupure, le niveau de fiabilité moyen est proche de 99,99 % : c'est-à-dire que sur les 8 760 heures que compte une année, les utilisateurs du réseau de distribution sont privés d'électricité de manière intempestive pendant une heure en moyenne.

4. L'article L322-7 dispose que « la consistance d'un réseau public de distribution d'électricité est définie au troisième alinéa du chapitre IV de l'article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales ». Pour Enedis, il est ainsi établi qu'« un réseau public de distribution est constitué par les ouvrages de tension inférieure à 50 kV situés sur le territoire de l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité ».

Figure 1 : description du système électrique

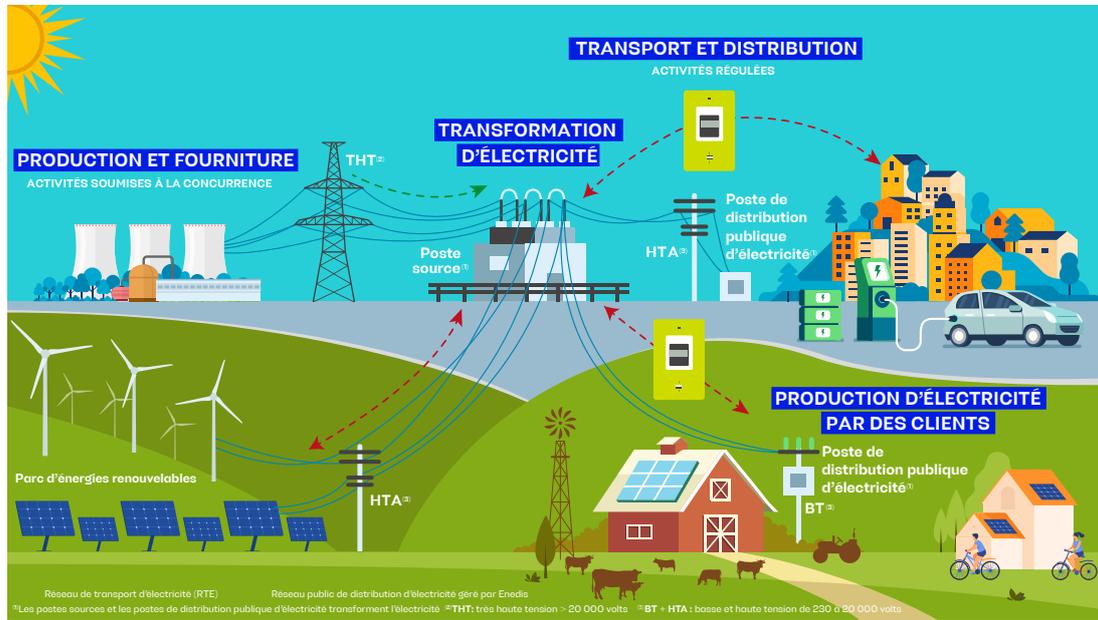


Figure 2 : ouvrages du réseau géré par Enedis (à fin 2021)

Nombre de postes sources	Réseau HTA aérien (km)	Réseau HTA souterrain (km)	Nombre de postes HTA/BT	Réseau BT aérien (km)	Réseau BT souterrain (km)
2300	317500	341300	801400	381000	351900

Chiffres clés et principaux ouvrages

Desservant 37 millions de clients, le réseau public de distribution d'électricité géré par Enedis est le plus grand réseau de distribution d'Europe, constitué de 1,4 million de kilomètres de lignes électriques qui se répartissent à parts égales entre câbles enfouis (réseau souterrain) et câbles suspendus à des poteaux ou arrimés aux façades (réseau aérien). La [figure 2](#) présente les chiffres clés des ouvrages cités.

Le poste source – le réseau comprend 2300 postes sources, avec une moyenne de 10 nouveaux postes sources créés chaque année. Le poste source comprend des transformateurs, des équipements de surveillance, de protection et de télécommande, des équipements de comptage d'énergie, et des systèmes automatiques de délestage pour contribuer à la sûreté du système électrique. Physiquement, ces ouvrages s'intègrent dans un enclos de plusieurs hectares en zone rurale ou péri-urbaine (voir [figure 3](#)). En zone urbaine, le poste source est parfois entièrement souterrain, ou intégré au mieux dans son environnement urbain. Les postes sources sont exploités conjointement avec RTE, qui est notamment propriétaire et responsable de la partie HTB des postes.

Figure 3 : un poste source [63 kV à 20 kV] au cap Ferret



© Enedis

Figure 4 : poste de distribution publique aérien. Réseau HTA à gauche, transformateur HTA/BT sur poteau, réseau torsadé BT à droite



© Enedis

Le réseau HTA – le réseau comprend plus de 31 000 départs HTA⁵ : 341 300 km de réseau souterrain et 317 500 km de réseau aérien. Il dessert les consommateurs et les producteurs de puissance importante et **les postes de distribution publique** (plus de **800 000 postes**), qui font l'interface avec le réseau BT, voir l'exemple en [figure 4](#). Son niveau de tension est en grande majorité 20 kV, mais d'autres niveaux de tension (15 kV, 10 kV...) subsistent, du fait de la persistance de choix historiques. Ils sont résorbés peu à peu pour faciliter la connexion des postes sources entre eux pour des secours mutuels (« bouclages »), la maintenance, et la standardisation du matériel.

Le réseau BT – le réseau comprend plus de 2200 000 départs BT⁶ : 351 900 km de réseau souterrain et 381 000 km de réseau aérien. Il dessert la grande majorité des clients (domestiques, tertiaires, petite industrie...). Son niveau de tension est de 400 V. Sa structure arborescente s'étend jusqu'aux **compteurs électriques**, à la limite du réseau et des installations de chaque client.

Le lecteur intéressé par des synthèses ou des détails à différentes mailles géographiques est invité à se rendre sur le site dédié à la mise à disposition des données ouvertes (« *open data* ») d'Enedis, un des plus riches parmi les opérateurs d'infrastructures en Europe (<https://data.enedis.fr/>), voir [figure 5](#).

Autre publication riche en informations, le bilan électrique Enedis (<https://www.enedis.fr/le-bilan-electrique>) restitue les volumes d'énergies injectés, soutirés, produits ou consommés à la maille Enedis, de façon mensuelle et annuelle, précisant les valeurs extrêmes et analysant les évolutions.

5. Un départ HTA est défini comme l'ensemble des ouvrages HTA alimentés à partir d'une même cellule disjoncteur d'un poste source (voir [5.2.2](#)).

6. Un départ BT est défini comme l'ensemble des ouvrages BT alimentés à partir d'une même cellule fusible d'un poste de distribution publique.

Figure 5 : le site d'Enedis consacré à la mise à disposition des données ouvertes



© Enedis

Un rôle et des enjeux en pleine évolution

Le réseau de distribution reste plus que jamais l'ossature électrique du pays, et doit s'adapter avec souplesse à trois évolutions en cours :

- L'arrivée de la production décentralisée

L'arrivée de la production décentralisée confiée à Enedis la nouvelle mission d'accueillir des producteurs : environ 85 % des nouvelles installations de production renouvelable sont raccordées au réseau de distribution, en BT ou en HTA selon leur puissance. Les flux d'électricité sont devenus bidirectionnels, en soutirage pour la consommation et en injection pour la production décentralisée. La croissance du nombre de producteurs d'énergies renouvelables aboutit au refoulement d'électricité du réseau de distribution vers le réseau de transport par certains postes sources : à certaines heures pour certains, en permanence pour d'autres.

- L'électrification et l'évolution des usages

Dans le contexte de la transition écologique, l'électrification des usages est un levier majeur permettant de réduire les émissions de CO₂, ce qui conduit déjà, et conduira dans la durée, à des niveaux de consommation d'électricité en nette augmentation. Des évolutions de comportements sociétaux sont aussi en cours, telles que le développement de l'autoconsommation individuelle et collective, en vue de valoriser

la production locale, ou les efforts de maîtrise de la demande d'énergie. Le réseau doit s'adapter à toutes ces évolutions des usages, que ce soit en volume ou en forme.

- L'émergence de solutions « smart »

De nouveaux moyens d'observabilité et de pilotage sont développés : l'émergence de solutions « smart », ancrées dans les technologies du numérique et de la communication, rend possible une stratégie plus approfondie de l'utilisateur final visant à déplacer temporellement sa consommation ou sa production, pour valoriser cette flexibilité à divers niveaux (diminution de la facture par optimisation du prix de l'énergie achetée, contribution aux services système RTE⁷ ou à l'équilibre offre/demande national⁸).

Ces charges pilotables sont par essence plus variables et plus difficiles à prévoir que des charges classiques : lorsqu'il s'agit de dimensionner les réseaux à l'optimum, le foisonnement d'une poche intégrant des charges pilotables peut se révéler plus complexe à calculer que si elle ne comportait que des charges classiques et c'est un nouvel enjeu pour Enedis que de savoir évaluer le risque pour le RPD de la possible resynchronisation de charges issue d'un pilotage qui lui échappe. Par ailleurs, le gestionnaire du réseau de distribution doit aussi savoir saisir l'opportunité de la valeur de ces flexibilités pour le réseau, lorsqu'elle existe, en les mettant en œuvre pour son propre usage, en vue par exemple d'économiser des investissements locaux.

7. Les « services système » répondent à des missions nationales de RTE dans la gestion du système électrique français : garantir à tout instant une fréquence stable à 50 Hz (la fréquence étant suivie au niveau du réseau européen interconnecté), et réguler la tension. Une installation de production ou de consommation qui peut très rapidement adapter son fonctionnement peut proposer sa contribution à ces services (aussi appelés réglages primaires et secondaires). Ils font l'objet de marchés dédiés, organisés par RTE, et dont Enedis est partie prenante en permettant la participation des sites raccordés à son réseau à ces marchés.

8. L'équilibre offre/demande national (production/consommation électrique) doit être garanti à tout instant, le risque étant, entre autres, une dérive de la fréquence pouvant mener à un effondrement généralisé du système électrique (« blackout »). RTE déploie les prévisions à court, moyen et long termes pour garantir cet équilibre dans la durée. En cas d'avarie soudaine fortuite, conduisant à un déséquilibre instantané, le rééquilibrage a lieu en temps réel par les services système, qui font appel à des installations pouvant réagir très rapidement. En parallèle, RTE déploie, via le mécanisme d'ajustement, un appel au marché pour sélectionner l'installation la plus efficace (pouvant être raccordée au réseau de distribution) capable de rétablir à très court terme le déséquilibre constaté, qui a été équilibré provisoirement. Ce même type d'appel au mécanisme d'ajustement est utilisé dans le cas d'une alerte de déséquilibre prévisionnel à court terme, qui peut provenir d'une consommation qui s'éloigne des prévisions initiales (événement climatique imprévu par exemple), ou d'un événement non anticipé qui impacterait le plan de production.

ENCART PÉDAGOGIQUE I

Les investissements sur le réseau de distribution se traduisent par des travaux de génie civil

Les investissements sur le réseau géré par Enedis prennent souvent la forme de travaux de génie civil, qu'il s'agisse d'installer de nouveaux câbles sous la chaussée ou en bordure de voirie, ou encore de créer des postes de transformation. Enedis s'appuie pour cela sur un riche tissu de prestataires locaux.

L'ENFOUISSEMENT DE RÉSEAU EN VILLE

L'enfouissement de réseau en ville nécessite d'ouvrir le revêtement de la chaussée ou du trottoir. Le câble est alors déroulé dans la tranchée avant le remblayage et la réfection de la chaussée.



© Enedis

L'ENFOUISSEMENT DE RÉSEAU À L'AIDE D'UNE TRANCHEUSE

L'emploi d'une trancheuse permet une exécution des travaux efficace et rapide : en une seule opération, cet engin creuse et pose le câble.



© Enedis



>>>

>>>

POSE D'UN NOUVEAU TRANSFORMATEUR HTB/HTA DANS UN POSTE SOURCE

Dans les postes sources, des travaux de terrassement sont réalisés pour créer une plateforme plate et suffisamment solide pour accueillir les équipements, pour certains enterrés. Pour le montage du poste, les transformateurs HTB/HTA, pesant plusieurs tonnes, peuvent nécessiter la mise en place de fondations profondes afin d'assurer une bonne stabilité dans le temps.



© Enedis

POSE DE RÉSEAU BT AÉRIEN POUR RACCORDER UN PRODUCTEUR

Comme l'illustrent les photos ci-dessous, créer une portion de réseau aérien nécessite d'implanter des supports de lignes électriques aériennes. Ceux-ci peuvent être en bois, en béton ou en métal.



© Enedis

POSE D'UN NOUVEAU TRANSFORMATEUR HTA/BT DANS UN POSTE DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

Il existe deux catégories de postes de distribution publique : les postes sur poteau, de puissance limitée, qui sont alimentés via un réseau aérien HTA (voir [figure 4](#)), et les postes en élévation préfabriqués, maçonnés ou en immeuble, raccordés via une liaison souterraine HTA (voir photo ci-contre). Les travaux de réalisation d'un poste au sol nécessitent, entre autres, le choix de l'emplacement du local, la réalisation de la mise à la terre, l'installation du poste, et l'installation et le raccordement des équipements électriques, dont le transformateur.



© Enedis

1.3. Enedis et ses missions nationales de gestionnaire du réseau de distribution

Enedis est un distributeur issu de la libéralisation du marché de l'électricité, rémunéré par le TURPE

La libéralisation du marché de l'électricité⁹ a séparé les activités ouvertes à la concurrence des activités régulées. Les modalités de séparation ont été renforcées avec l'étape clé de la création, le 1^{er} janvier 2008, d'une filiale du groupe EDF dédiée à la distribution d'électricité (ERDF, devenue Enedis en 2016).

Enedis est rémunérée par le *tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité* (TURPE), fixé par la *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) et défini par décret. Ce tarif varie selon le « segment » de clientèle. Il est péréqué au niveau national (chaque utilisateur paye un prix national, qui ne révèle pas exactement le coût réel local qu'il engendre pour le réseau) et est indépendant de la distance parcourue par l'électricité pour approvisionner le consommateur (principe dit du « timbre-poste ») ([Enedis, L'essentiel - TURPE 6 HTA/BT \(Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité\), août 2021](#) et [Enedis, TURPE 6 HTA/BT Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité, août 2021](#)). Dans le schéma contractuel majoritaire (dit du « contrat unique »), le TURPE est facturé par Enedis aux fournisseurs d'électricité, qui l'intègrent dans leur offre au consommateur final. Le TURPE peut aussi être facturé directement par Enedis aux clients, généralement de taille importante (dispositif du *contrat d'accès au réseau de distribution*, CARD).

En tant que gestionnaire de réseau de distribution (GRD), Enedis remplit de multiples missions

En son article L322-8, le Code de l'énergie dispose que le gestionnaire de réseau de distribution est notamment en charge des missions recouvrant les domaines¹⁰ :

- de conception et de développement des réseaux ;
- du raccordement et de l'accès au réseau dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires ;
- de la mise à disposition des utilisateurs du réseau des

informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires, notamment en évaluant l'incidence sur le réseau des projets qui lui sont soumis en matière d'insertion des énergies renouvelables, de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, d'aménagement urbain et de planification énergétique ;

- de maintenance des réseaux ;
- d'exploitation des réseaux ;
- des activités de comptage pour les utilisateurs raccordés aux réseaux qu'il exploite.

Le plan de développement de réseau se concentre sur les missions du GRD qui relèvent de l'investissement sur les réseaux

Le plan de développement de réseau a pour vocation d'éclairer la manière dont le GRD « [définit] et [met] en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution ». Il traitera donc principalement de ces missions.

Des missions d'investissement partagées avec les autorités concédantes

Enedis exerce au quotidien ces missions dans le cadre institutionnel de concessions spécifiques au réseau de distribution d'électricité français. Comme détaillé en 1.4, l'article L322-6 du Code de l'énergie autorise les collectivités à assumer elles-mêmes une partie de la maîtrise d'ouvrage des travaux. Les missions confiées au GRD par l'article L322-8 le sont ainsi « *sans préjudice des dispositions du sixième alinéa du chapitre I de l'article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales* ».

Il est ainsi important de souligner que le périmètre d'exercice du GRD peut différer selon le métier exercé : par les dispositions de l'article 322-6, le périmètre de maîtrise d'ouvrage d'Enedis est ainsi moins étendu que le périmètre de maintenance et d'exploitation qui, lui, couvre l'ensemble des réseaux concédés.

9. Directives 96/92/CE, 2003/54/CE et 2009/72/CE et leur transposition nationale.

10. Cette liste n'est pas exhaustive : le lecteur pourra se référer aux articles L322-8, 9 et 12 du Code de l'énergie pour disposer d'une vision plus complète des missions confiées aux GRD.

Ces investissements doivent permettre au GRD d'accomplir sa mission d'exploitation du réseau

Chaque investissement réalisé sur le réseau, par Enedis ou par l'une des autorités concédantes, a vocation à être remis aux équipes d'exploitation et à rejoindre le périmètre de maintenance d'Enedis.

Au quotidien, ces équipes d'exploitation sont amenées à intervenir sur les réseaux, pour permettre le raccordement de nouvelles installations, pour réaliser des travaux d'entretien ou de maintenance, pour les dépanner en cas d'incident, et si besoin, pour mettre en œuvre des moyens de réalimentation ou pour activer les moyens exceptionnels d'intervention et les coordonner (notamment la *force d'intervention rapide électricité* - FIRE).

Les équipes de conduite¹¹ seront quant à elles chargées, notamment, de s'adapter aux aléas possibles des conditions d'exploitation, constatés ou prévisionnels. Cela peut consister, par exemple, à manœuvrer des éléments du réseau pour modifier temporairement sa topologie.

Le développement des réseaux et leur exploitation concourent ensemble à la qualité de service et ne peuvent donc s'envisager de manière isolée

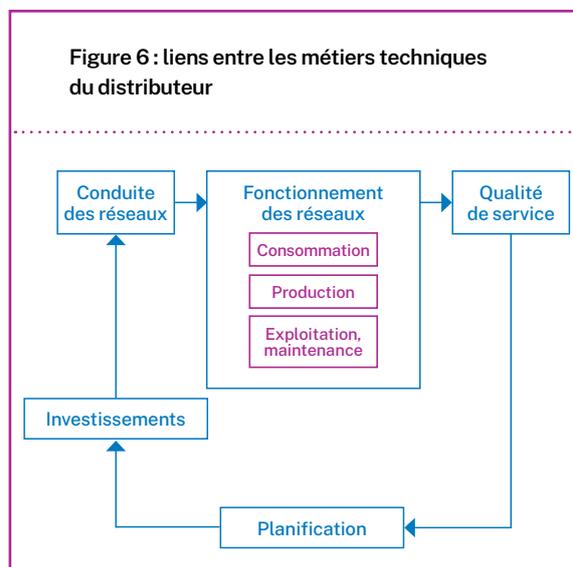
Il existe un lien technique fort entre le développement des réseaux et leur exploitation :

Les métiers d'exploitation et de conduite des réseaux sont impactés par les choix d'investissement des deux maîtres d'ouvrage sur le réseau (Enedis et les autorités concédantes). Ils opèrent en conditions réelles une infrastructure précédemment développée, en s'adaptant aux aléas à partir des leviers qui ont été mis à leur disposition.

Le métier du développement des réseaux doit quant à lui anticiper l'utilisation par la conduite des moyens qu'il met à sa disposition. Il évalue, sur une longue période de plusieurs décennies, les situations qui devront être couvertes par la conduite et prend en compte la façon dont elle utilisera les moyens qu'il lui lègue.

Ce dialogue doit permettre, *in fine*, d'assurer que le réseau pourra être maintenu, conduit et exploité en visant le respect des exigences fixées.

Les métiers du distributeur ne doivent donc pas se concevoir comme des maillons indépendants d'une frise chronologique à sens unique, mais comme les briques d'une boucle en perpétuelle adaptation (voir [figure 6](#)) :



Ainsi, contrairement aux idées reçues, le métier du développement des réseaux n'a pas pour finalité de développer les réseaux(!). Il doit permettre au GRD de trouver le meilleur équilibre pour la collectivité en choisissant les meilleures options sur ces différents « métiers »¹².

Si l'exploitation et la conduite ne sont pas le thème principal du PDR, elles n'en sont pas absentes, du fait de leur lien avec le développement des réseaux. Elles seront évoquées tout au long du document, et en particulier au [3.1.1](#).

Une illustration de cette relation intime entre le développement des réseaux et leur exploitation sera portée par le regard du GRD sur les flexibilités : les flexibilités peuvent être une alternative technique et économique au développement de réseau si les elles atteignent en exploitation le niveau de service attendu initialement. Il est nécessaire que le recours aux services de flexibilité soit effectivement fiable le moment venu pour que le transfert de risque entre planification de long terme et enjeux de court terme puisse être efficient.

11. Cette notion rejoint les dispositions prévues au sein du Code de l'énergie en son article L322-9 : « Chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité veille, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier. »

12. Ce lien peut aussi être illustré par l'article L322-12 du Code de l'énergie, relatif à la qualité de l'électricité : la loi dispose que « les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité conçoivent et exploitent ces réseaux de façon à assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique ». Le résultat attendu résulte bien du développement et de l'exploitation des réseaux.

1.4. Enedis, opérateur concessionnaire sur 95 % du territoire français métropolitain : une maîtrise d'ouvrage partagée avec les autorités concédantes dans un cadre fixé par la réglementation et le contrat de concession

Le réseau est concédé aux opérateurs qui en assurent la gestion...

Lors de la libéralisation des marchés, les spécificités du régime français de la distribution d'électricité ont été maintenues : la distribution publique d'électricité est un service public local sous le régime de la concession. En France métropolitaine, hors Corse, les concessionnaires sont Enedis ou les *entreprises locales de distribution* (ELD) sur leurs zones de desserte respectives (voir [figure 7](#)). À l'exception des postes sources, le concessionnaire n'est pas propriétaire des ouvrages du réseau, qui appartiennent aux collectivités, mais il dispose d'un monopole dans sa zone de desserte exclusive.

... dans le cadre des contrats de concession

Les contrats de concession sont signés entre Enedis et l'autorité concédante pour la partie réseau, EDF étant également signataire du contrat pour la partie qui concerne la fourniture d'électricité aux *tarifs réglementés de vente* (TRV). L'autorité concédante signataire est définie par la loi du 15 juin 1906 qui précise que la concession est sous la responsabilité de la collectivité : commune ou syndicat intercommunal, des regroupements sont possibles voire préconisés. Avec la loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de *modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles* (MAPTAM), les métropoles et communautés urbaines peuvent se substituer à leurs membres au sein des syndicats d'électricité.

Figure 7 : carte des périmètres Enedis/ELD (maille communes Insee 2022)



Les concessions de distribution d'électricité présentent des spécificités par rapport au droit commun des concessions. Le régime de ces contrats découle du droit détenu par le GRD dans sa zone de desserte (article L111-52 du Code de l'énergie) : il n'y a donc pas de procédure de mise en concurrence.

Un accord-cadre a été signé avec la *Fédération nationale des collectivités concédantes et régies* (FNCCR) et France urbaine en décembre 2017 pour un nouveau modèle de contrat de concession. Ces négociations ont été l'occasion de dessiner les contours d'une nouvelle relation équilibrée, en améliorant notamment la coordination, la définition de *schémas directeurs d'investissement* (SDI) et la *programmation pluriannuelle des investissements* (PPI).

La répartition des communes entre régime urbain et rural : une classification d'importance dans le monde de la distribution

La notion de zone rurale est définie via le périmètre géographique de l'*électrification rurale*¹³ (ER), mis à jour par décret à la maille communale tous les 6 ans après les élections municipales. Certains départements entiers sont classés 100 % urbains par dérogation.

Au 1^{er} janvier 2021 :

- La zone urbaine au sens de l'électrification rurale représente près de 8600 communes (26 % des communes de la zone de desserte d'Enedis), 48 millions d'habitants (77 % de la population) et 15 % de la surface géographique de la France métropolitaine.
- La zone rurale représente près de 25200 communes (74 % des communes de la zone de desserte d'Enedis), 14 millions d'habitants (23 % de la population) et 85 % de la surface géographique de la France métropolitaine.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le concessionnaire dépend essentiellement de la classification ER et est précisée localement dans chaque contrat de concession

Les missions confiées au GRD – dans sa zone de desserte exclusive – par le Code de l'énergie, reprises au sein des cahiers des charges de concession, portent à la fois sur la maîtrise d'ouvrage (définition et mise en œuvre des politiques d'investissement et de développement des réseaux) et sur leur exploitation, entretien et maintenance. Toutefois, l'article L322-6 du Code de l'énergie autorise les collectivités à assurer elles-mêmes une partie de la maîtrise d'ouvrage des travaux.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre Enedis et l'autorité concédante (ou *autorité organisatrice de la distribution d'électricité*, AODE) dépend du régime des communes de la concession, du type de travaux, et est précisée au cas par cas dans chaque contrat de concession.

En ce qui concerne l'amélioration esthétique des ouvrages existants, l'autorité concédante est maître d'ouvrage, sauf choix contraire, des travaux d'intégration des ouvrages dans l'environnement sur tout le territoire de la concession.

Le concessionnaire participe au financement de ces travaux via le versement d'une contribution annuelle (généralement 40 % du coût des travaux), dont le montant et les conditions associées sont formalisées dans une convention dite « article 8 » entre l'AODE et Enedis. Par exception, certaines autorités concédantes peuvent souhaiter que la maîtrise d'ouvrage des travaux « article 8 » soit assurée par le concessionnaire. Dans ce cas, Enedis assume 100 % du coût de travaux, et l'autorité concédante lui verse une participation financière de 60 % de ce montant.

En ce qui concerne les autres catégories de travaux, la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et Enedis retient comme critère principal le régime d'électrification de la commune :

- Sur le territoire des communes relevant du régime urbain, le concessionnaire est généralement le seul maître d'ouvrage.
- Sur le territoire des communes relevant du régime d'*électrification rurale* (ER) :
 - L'autorité concédante peut se voir confier la maîtrise d'ouvrage des travaux de renforcement et de sécurisation des réseaux BT, ainsi qu'une partie des travaux de raccordement (hors raccordement des producteurs et, dans le cas général, hors branchement).
 - L'accord-cadre de 2017 signé avec la FNCCR et France urbaine ouvre la possibilité aux autorités concédantes, si elles le souhaitent, de réaliser le premier raccordement au réseau BT des installations mixtes consommation/production dont la puissance de production est inférieure à 6 kVA (36 kVA lorsque ces installations mixtes concernent des bâtiments publics).

La répartition exacte du périmètre de la maîtrise d'ouvrage est fixée dans chaque contrat de concession.

13. Défini par le décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

1.5. La place du PDR au sein des divers processus existants de dialogue sur les méthodes et les investissements

Le PDR s'inscrit dans un ensemble existant très riche de dialogue sur les investissements (voir [figure 8](#)).

Il existe, d'une part, un large dispositif qui instaure un dialogue sur les méthodes et la vision, et s'appuie sur des ordres de grandeur, des trajectoires macroscopiques, des scénarios prospectifs et des cadrages nationaux ([1.5.1](#)). D'autre part, un ensemble de processus de décision sur les investissements proprement dits se décline à la maille locale, de façon concertée avec les parties prenantes, et à différentes échéances de temps ([1.5.2](#)).

Ces deux univers dialoguent en permanence pour s'alimenter mutuellement.

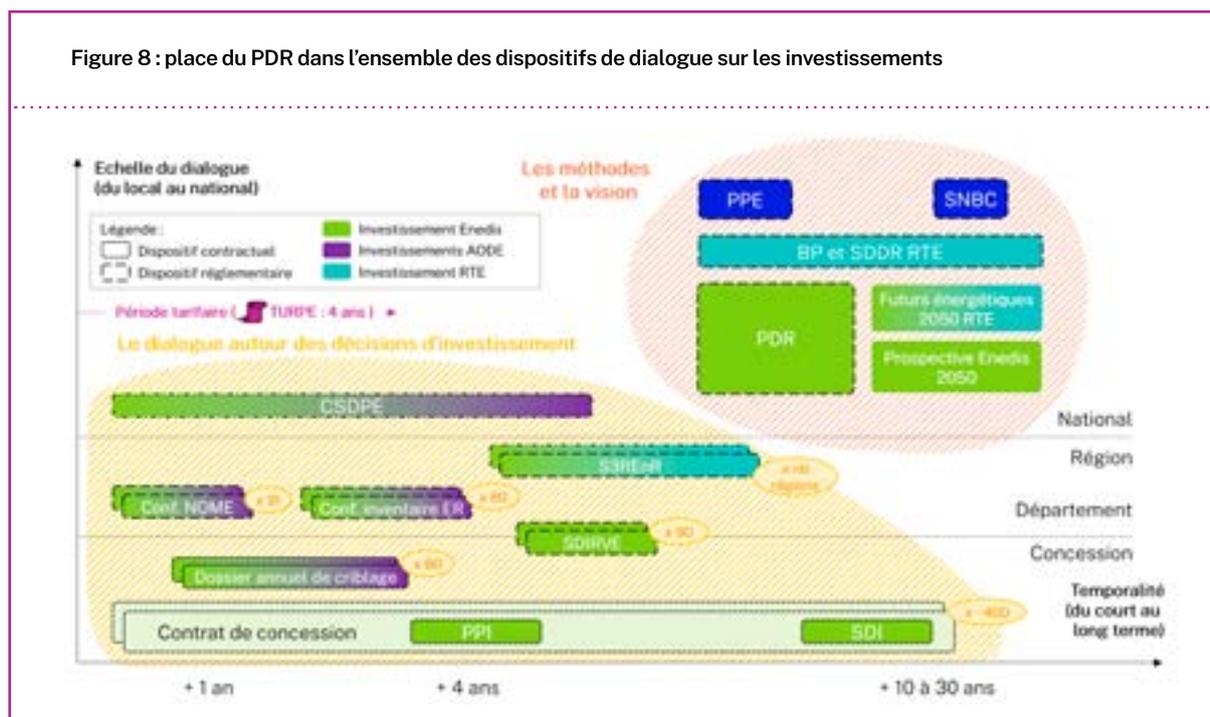
1.5.1. Le dialogue sur la vision et les méthodes : le PDR trouve sa place dans un dispositif national très riche

Il existe déjà un panel de documents prospectifs et concertés à long terme...

La France est l'un des tout premiers pays au monde à avoir inscrit l'objectif de neutralité carbone dans sa législation à travers l'article 1^{er} de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019. Elle prévoit ainsi d'atteindre zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050. Sur le long terme, les cibles nationales sont guidées par les orientations de la politique publique : la *Programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE), la *Stratégie nationale bas-carbone* (SNBC) et demain la *Stratégie française énergie-climat* (SFEC) qui constituera la feuille de route nationale pour atteindre la neutralité carbone en 2050, mais également pour diversifier le mix énergétique, en assurant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité.

Pour envisager les déclinaisons possibles de ces objectifs de politiques publiques, et devant l'incertitude liée à des échelles de temps très lointaines, il est essentiel de décrire l'éventail des scénarios possibles. C'est ce que fait le document des Futurs énergétiques 2050 de RTE qui, avec en référence la PPE et la SNBC, décrit des visions possibles en 2050 concernant le système électrique et l'équilibre offre/demande (voir [l'encart pédagogique III](#) : Futurs énergétiques 2050).

Figure 8 : place du PDR dans l'ensemble des dispositifs de dialogue sur les investissements



L'enjeu central est bien ici de décrire vers quels grands scénarios de production et de consommation potentiels le pays se dirige.

C'est en se fondant sur ces visions, qui ont fait l'objet de nombreuses concertations publiques, que l'on peut décliner des scénarios et leurs conséquences sur le réseau. On peut citer en particulier, parmi les publications de RTE à la maille France, le chapitre 10 « les réseaux » du rapport Futurs énergétiques 2050, le Bilan prévisionnel et le *Schéma décennal du développement du réseau* (SDDR, voir l'[encart pédagogique IV](#) : Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR)). Enedis a également publié des éléments prospectifs à son périmètre de distributeur, sous la forme d'une vision de long terme à horizon 2050 ([Enedis, Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050](#)), (voir l'[encart pédagogique II](#) : Éléments de prospective 2050).

... dans lequel s'intègre le PDR, au scénario cohérent avec ces trajectoires

C'est aux côtés de ces documents que le PDR d'Enedis vient trouver sa place.

Dans ce premier exercice de PDR, Enedis a retenu un unique scénario de référence, réservant la scénarisation aux échéances plus lointaines. Mais si ce scénario, qui vise à présenter et intercomparer les enjeux, est unique, il n'est bien sûr pas figé, car Enedis saura dans tous les cas s'adapter aux demandes de raccordement des acteurs, et ce quel que soit leur volume. La mise à jour tous les deux ans du PDR permettra également de réévaluer régulièrement la trajectoire à l'horizon de 5 et 10 ans qui y est présentée.

Le scénario de référence du présent PDR, décrit au [1.6.3](#), a été choisi pour être cohérent avec le scénario « Transition » de la prospective Enedis à 2050, sur les années couvertes en commun, ainsi qu'avec le scénario « N1 » d'insertion des énergies renouvelables présenté dans le document Futurs énergétiques 2050 de RTE. Il en est une déclinaison pour le réseau public de distribution géré par Enedis.

1.5.2. Le dialogue sur les prises de décisions locales concernant les investissements d'Enedis : le PDR ne se substitue pas aux échanges locaux, il les éclaire

Ce sont les besoins locaux et le dialogue avec les autorités concédantes qui, dans le cadre d'une trajectoire financière et d'une politique industrielle nationale, déterminent les engagements pris à la maille de chaque concession.

ENCART PÉDAGOGIQUE II

Éléments de prospective 2050

Le premier rapport de prospective d'Enedis à horizon 2050 sur les enjeux de transformation du réseau public de distribution d'électricité a été publié en avril 2021 ([Enedis, Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050](#)).

En croisant de multiples données techniques et stratégiques et des analyses en matière de production et de consommation, ce rapport permet à Enedis d'anticiper les enjeux à venir pour le réseau public de distribution, à l'échelle territoriale et nationale, et d'ajuster ses activités pour répondre aux besoins techniques du réseau, aux attentes de la société et de ses collaborateurs.

Chaque territoire étant différent, des données locales ont été prises en compte dès que cela était possible : démographie, logement, activité économique, météorologie...

Cette approche permet de donner des résultats tant au niveau national qu'à des échelles locales ciblées : l'analyse fine des consommations, des productions et de leur évolution prospective est à la fois permise par l'ancrage territorial d'Enedis et par sa dimension nationale. Quatre scénarios ont ainsi été établis et détaillés :

- **Stagnation** : stagnation économique et transition écologique ralentie.
- **Continuité** : croissance économique régulière et poursuite des trajectoires définies par la Programmation pluriannuelle de l'énergie.
- **Transition** : croissance économique régulière, production photovoltaïque prépondérante et sobriété choisie.
- **Rupture** : croissance forte de l'économie, de la population et de la production d'électricité décentralisée, 100 % EnR.

ENCART PÉDAGOGIQUE III

Futurs énergétiques 2050

En 2019, RTE a lancé une large étude sur l'évolution du système électrique intitulée Futurs énergétiques 2050. Cette étude résulte d'une démarche inédite en matière de concertation et de transparence impliquant les parties prenantes intéressées à tous les stades de construction des scénarios, jusqu'à la publication des principaux résultats à l'automne 2021 et de leur analyse complète en février 2022. Enedis a contribué à cette étude, pour évaluer les évolutions de coûts liés au réseau de distribution.

Cette consultation a conduit à la stabilisation des scénarios de production et de consommation électriques permettant l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Ces scénarios présentent des traits communs : la diminution de la consommation finale d'énergie, l'augmentation de la part d'électricité, une forte croissance des énergies renouvelables dans la production d'électricité. Ils décrivent en revanche des évolutions contrastées pour la filière électronucléaire ainsi que pour la part, à terme, des *énergies renouvelables* (EnR) dans le mix électrique.

L'étude Futurs énergétiques 2050 analyse les évolutions de la consommation et compare les six scénarios de systèmes électriques qui garantissent la sécurité d'approvisionnement, pour que la France dispose d'une électricité bas-carbone en 2050 :

- **Scénario M0** : 100 % d'EnR en 2050
- **Scénario M1** : EnR répartition diffuse
- **Scénario M23** : EnR grands parcs
- **Scénario N1** : EnR + programme nouveau nucléaire 1
- **Scénario N2** : EnR + programme nouveau nucléaire 2
- **Scénario N03** : 50 % d'EnR, 50 % de nucléaire en 2050

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau au périmètre de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se décline comme suit :

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

Pour plus de détails, voir l'[encart pédagogique V](#) : Schéma directeur des investissements – programme pluriannuel des investissements.

La mise en œuvre de ces dispositions tient notamment compte des orientations nationales et régionales définies par les pouvoirs publics en matière d'investissement, de qualité d'alimentation et de service, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'aménagement du territoire, en particulier de celles définies par les schémas de planification réglementaires applicables sur le territoire de la concession, ainsi que des ressources financières résultant des décisions tarifaires.

Les conférences départementales instituées par la loi NOME¹⁴, dites conférences départementales NOME, s'inscrivent dans un cadre réglementaire récemment modernisé (décret, arrêté de 2020) et agrègent à la maille du département les décisions de court terme (voir l'[encart pédagogique VI](#) : Les conférences départementales NOME).

14. Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant sur une nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Créé par la loi 2015-992 du 17 août 2015, le *comité du système de distribution publique d'électricité* (CSDPE) est chargé d'examiner la politique d'investissement d'Enedis, des ELD¹⁵, et des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, et d'émettre des avis¹⁶. Le CSDPE est également – à l'issue de la phase de consultation externe par le GRD – destinataire du plan de développement de réseau et du rapport de consultation : il est en charge de porter avis sur ces éléments produits sous la responsabilité du GRD. (voir l'[encart pédagogique VII](#) : Le comité du système de distribution publique d'électricité (CSDPE))

D'autres exercices avec les autorités concédantes permettent d'échanger sur les investissements en local, notamment :

- Le reporting annuel dans le *compte-rendu annuel de l'activité du concessionnaire* (CRAC), dont le suivi annuel du PPI prévu au contrat.
- L'exercice de contrôle de l'autorité concédante.
- Les rencontres prévues dans le cadre du suivi du PPI.
- Le dialogue dans le cadre du **décret « qualité »**¹⁷.

ENCART PÉDAGOGIQUE IV

Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR)

La publication du *schéma décennal de développement du réseau* (SDDR) fait partie des responsabilités confiées à RTE par la loi. Les pouvoirs publics doivent en effet pouvoir s'appuyer sur ce document et en faire un vecteur de déclinaison opérationnelle de la PPE.

En septembre 2019, à la suite d'une large concertation publique, RTE a publié son SDDR qui présente l'évolution du réseau de transport jusqu'en 2035. Les grands principes de ce schéma visent à optimiser les coûts liés à l'adaptation du réseau à la transition énergétique et à limiter son impact environnemental.

Il reprend les principes méthodologiques du bilan prévisionnel : il adopte une approche multiscénarios avec des hypothèses explicitées, articule des trajectoires financières détaillées et intègre de nombreuses variantes (consommation, géographie du développement des EnR, de l'évolution du parc nucléaire...). Tout ceci permet à ce document de présenter l'évolution de l'ensemble des enjeux concernant le réseau de transport (industriels, sociétaux, environnementaux et financiers).

Le SDDR présente cinq volets industriels qui reprennent les cinq recommandations de la PPE sur la nécessité d'orchestrer la première transformation d'ampleur du réseau depuis les années 1980 :

- Entamer le premier **renouvellement** du réseau de transport depuis sa création et être en situation, d'ici 2030, d'augmenter significativement l'effort (de l'ordre de +30 %).
- **Adapter** le réseau au nouveau mix : pouvoir traiter de nouveaux flux par l'augmentation de la capacité des lignes actuelles, la construction de nouvelles, ou la dépose des lignes dont l'utilité serait moindre.
- Poursuivre et adapter l'**ossature numérique** du réseau tout en renforçant les exigences de cybersécurité et en permettant aux nouvelles technologies d'exploiter le réseau actuel au plus proche de ses limites, et réduire le besoin en nouvelles infrastructures.
- Doubler, en 15 ans, la capacité d'**interconnexion** de la France, pour tirer le meilleur parti des différences de consommation et de production en Europe et parvenir à un mix équilibré et soutenable économiquement à l'horizon 2035.
- Construire un **réseau de raccordement des énergies marines**.

15. Sur la base des investissements remontés dans le cadre des conférences départementales NOME.

16. Article L111-56-1 du Code de l'énergie.

17. Décret n° 2007-1826, codifié fin 2015 au sein du Code de l'énergie (D322-1 à D322-10), voir l'[encart pédagogique XXIII](#) : Le cadre réglementaire de la qualité.

ENCART PÉDAGOGIQUE V

Schéma directeur des investissements – programme pluriannuel des investissements

LE SCHÉMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)

Le schéma directeur permet d'articuler, dans un cadre cohérent, les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante, dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie par le contrat de concession. Il couvre la durée du contrat de concession.

Établi à partir de données historiques et d'un diagnostic technique du réseau partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante, le schéma directeur décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, notamment : pour répondre aux besoins de renouvellement des ouvrages et de développement du réseau, pour permettre d'accueillir des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et pour assurer la sécurisation du réseau.

Le schéma directeur ne préjuge pas des investissements liés aux opérations de raccordement. Il définit des valeurs repères en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements. Le schéma directeur est établi en cohérence avec les investissements envisagés sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes desservies par le gestionnaire du réseau de distribution, et propose une vision technique à moyen ou long terme des évolutions envisagées sur le réseau. Il est mis à jour de façon concertée entre les parties en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession. Il peut également être mis à jour, en tant que de besoin, pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements.

LES PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS (PPI)

Les programmes pluriannuels d'investissements font l'objet d'un cycle en 3 étapes :

- L'établissement :
 - Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes pluriannuels, détaillés par finalités, des investissements de chaque maître d'ouvrage, y compris le renouvellement des ouvrages, par période de 4 ans en général, jusqu'au terme normal de la concession.
 - Un engagement financier pluriannuel d'Enedis est associé à chaque PPI.

- La mise en œuvre annuelle et l'évaluation :
 - Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels, qui sont inclus dans les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales NOME.
 - La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et par des indicateurs d'évaluation, définis en concertation lors de l'établissement du programme. Un point d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, au minimum à l'occasion de la préparation des conférences NOME.
 - Chacun de ces programmes pluriannuels est actualisé en tant que de besoin, à l'initiative de l'autorité concédante ou du gestionnaire du réseau de distribution, après concertation entre les parties.

- Le bilan :
 - À l'issue de chaque programme pluriannuel, les parties se rapprochent pour établir le bilan des investissements effectivement réalisés, en particulier au regard de l'engagement financier pris. Sur la base de ce bilan et des indicateurs techniques convenus, les parties conviennent du programme pluriannuel d'investissements suivant.
 - Un dispositif de séquestre, pouvant déboucher sur des pénalités, est prévu en cas de non-réalisation de l'engagement pris lors de l'établissement du PPI.

ENCART PÉDAGOGIQUE VI

Les conférences départementales NOME

Les conférences départementales instituées par la loi NOME du 7 décembre 2010 ont pour objectif de renforcer le dialogue entre les maîtres d'ouvrage qui investissent sur le réseau public de distribution (GRD et autorité concédante) et de conduire à établir une dynamique commune afin que les ressources mises en œuvre dans le respect des prérogatives de chaque partie, au-delà d'un partage des orientations nationales, soient harmonisées pour :

- Assurer la robustesse des réseaux publics de distribution d'électricité.
- Orienter les ressources disponibles vers les enjeux majeurs nationaux et locaux (la sécurisation des réseaux et la qualité de la distribution d'électricité).
- Faciliter la concertation entre les acteurs locaux – autorités organisatrices et organismes de distribution, afin d'optimiser la synergie des politiques d'investissements.

En pratique :

- Le préfet pilote la conférence.
- Des échanges préparatoires entre Enedis et les AODE sont indispensables pour partager un diagnostic et les priorités d'investissements.
- La trajectoire financière et le programme de travaux communiqués par Enedis en conférence ont une valeur indicative ; la conférence n'a pas vocation à décider d'un programme d'investissements (qui est du ressort du contrat, cf. SDI-PPI).

La synthèse départementale comprend :

- Une description du patrimoine géré par le gestionnaire de réseau sur le département.
- Un diagnostic synthétique sur la qualité de fourniture et la continuité d'alimentation sur le département.
- Les priorités d'investissement du gestionnaire de réseau sur le département et si nécessaire à une maille excédant le département.
- Les investissements, classés par finalités, les principaux chantiers réalisés sur le département ou ayant contribué à la qualité d'alimentation du département, et les investissements et les principaux chantiers prévisionnels sur les deux/trois prochaines années.
- Toute autre information que le gestionnaire de réseau jugera utile de communiquer pour présenter sa politique d'investissement sur le département.

L'arrêté du 6 janvier 2020 précise le format des indicateurs attendus pour la description du patrimoine et le diagnostic synthétique sur la qualité de fourniture et la continuité d'alimentation électrique, ainsi que celui des investissements par finalités pour l'année réalisée (N-1), l'année prévue (N) et l'année prévisionnelle (N+1).

ENCART PÉDAGOGIQUE VII

Le comité du système de distribution publique d'électricité (CSDPE)

Le comité du système de distribution publique d'électricité est chargé d'examiner la politique d'investissement d'Enedis, des ELD et des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, et d'émettre des avis.

À ce titre, le comité est destinataire :

- des programmes prévisionnels de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution, établis par les conférences départementales ;
- des synthèses élaborées par les conférences départementales ainsi que d'une synthèse des échanges entre le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité et les collectivités concédantes ;
- à sa demande, des comptes-rendus et des bilans détaillés associés à ces conférences, sur lesquels il peut aussi porter un avis ;
- du plan de développement de réseau et du rapport de consultation associé.

Le comité est également informé annuellement des investissements réalisés par les gestionnaires des réseaux publics de distribution pour l'année en cours.

Le comité comprend des représentants :

- de l'État (ministère de l'Énergie, ministère des Collectivités territoriales et ministère de l'Économie) ;
- des collectivités territoriales (intercommunalités et régions) ;
- des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité ;
- des entreprises locales de distribution et d'Enedis.

Présidé par le représentant des collectivités ou des autorités organisatrices de la distribution d'électricité, le secrétariat du CSDPE est assuré par Enedis. Il a pour rôle :

- de réaliser une synthèse au niveau national, et le cas échéant au niveau régional, pour préparer les travaux du comité ;
- d'établir les comptes-rendus des réunions et d'élaborer chaque année un rapport d'activité portant sur les travaux du comité et sur le suivi des avis ;
- de publier, sur le site internet du CSDPE, les travaux de ce dernier. La vision des indicateurs et investissements partagés en conférences départementales NOME est disponible sur Internet pour les membres du CSDPE depuis fin 2021.

Le dialogue autour des investissements d'Enedis a également lieu lors de l'élaboration des *schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)*, des *schémas directeurs de déploiement d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (SDIRVE)*, et à travers les relations bilatérales avec RTE et les ELD.

Le PDR ne se substitue pas à ces divers dispositifs : il vient les éclairer par une vision globale des enjeux, un scénario national de référence, et un descriptif des méthodes suivies pour investir.

L'[encart pédagogique VIII](#) : Illustration d'un dialogue avec les territoires au sujet de l'urbanisme et du foncier postes sources, propose une illustration d'un des enjeux du dialogue local.

ENCART PÉDAGOGIQUE VIII

Illustration d'un dialogue avec les territoires au sujet de l'urbanisme et du foncier postes sources

L'accompagnement du développement des besoins en énergie électrique (décrit au [2.1](#)) conduit Enedis à construire des postes sources, et pas uniquement du réseau.

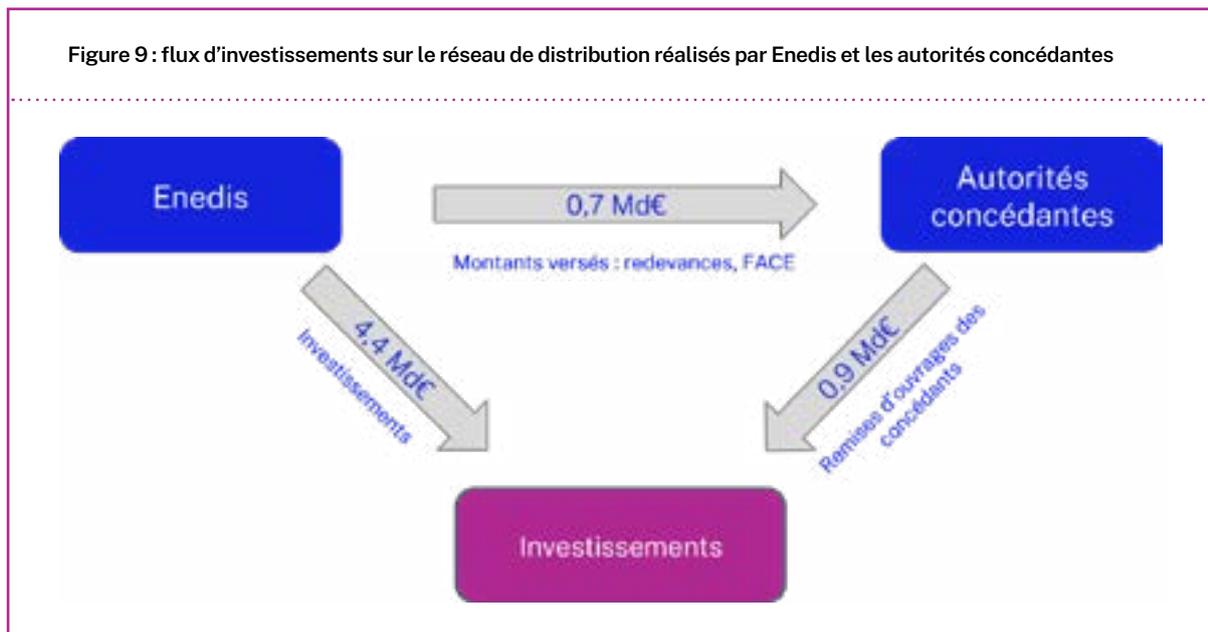
Enedis est souvent confrontée, *a minima* en milieu urbain dense, à la difficulté d'acquérir des espaces fonciers car les collectivités préfèrent les réserver au développement « économique » de leur territoire (urbanisme résidentiel...). L'espace nécessaire varie selon la technique du poste : pour un poste en bâtiment il sera recherché de l'ordre de 2 500 m² à 3 000 m², alors que pour un poste ouvert, ce sera de 5 000 m² à 7 000 m² en HTB1 (90 kV et 63 kV, niveaux de tension du « réseau de répartition » de RTE) et de 10 000 m² à 12 000 m² en HTB2 (225 kV et 400 kV, niveaux de tension du « réseau de grand transport » de RTE). Cette surface permet d'accueillir une structure cible de poste source à 3 transformateurs HTB/HTA, permettant ainsi, sans acquérir de nouveau foncier, de faire évoluer le poste en fonction du besoin. Enedis optimise ainsi ces surfaces afin d'être en capacité de réaliser des travaux sans impacter la clientèle.

Un travail prospectif et un dialogue constructif doivent être instaurés avec l'ensemble des parties prenantes dès l'émergence de l'idée de développer un espace, et non une fois la décision prise car le foncier du poste source n'est alors pas pris en compte. Notamment en milieu urbain dense, où la recherche anticipée permet une réserve foncière favorisant la création des ouvrages au moment du besoin. En effet, dans un environnement fortement urbanisé, l'acquisition de la surface nécessaire peut demander plusieurs années, alors que, avant la phase travaux, le délai standard pour les procédures et études de création d'un nouveau poste est de 2 à 4 ans.

Les parties prenantes sont : Enedis, RTE, les porteurs d'affaires (zone d'aménagement concerté, industriels, datacenters...), les élus locaux et les riverains dans la démarche anticipée lors de la détection du besoin, puis, lors de la procédure, ce sera l'ensemble des parties prenantes associées à la concertation relative à la circulaire Fontaine¹⁸. En qualité d'industriel responsable, Enedis respecte la Loi sur l'eau et réalise des compensations au titre du développement durable, quand cela est nécessaire (voir [chapitre 7](#)). À ce titre, le dialogue en amont du projet avec les parties prenantes est également souhaité afin d'identifier les surfaces susceptibles d'accueillir ces compensations.

18. Circulaire du 9 septembre 2022 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Figure 9 : flux d'investissements sur le réseau de distribution réalisés par Enedis et les autorités concédantes



1.5.3. Le dialogue sur les décisions d'investissement des autorités concédantes : aperçu rapide des enjeux financiers associés, hors du périmètre visé pour le PDR d'Enedis

Le PDR ne traite que des trajectoires d'investissements d'Enedis à la maille de son périmètre de maître d'ouvrage des réseaux de distribution. Pour autant, les autorités concédantes ont aussi leur propre programme d'investissements, qui fait l'objet d'un dialogue permanent et d'une coordination avec Enedis.

Différents exercices permettent ainsi d'échanger sur ce programme d'investissements « article 8 » (intégration des ouvrages dans l'environnement sur l'ensemble du territoire, qu'il soit urbain ou rural) ou en zone d'électrification rurale (ER) :

- Le *dossier annuel de criblage* (DAC), qui recense les départs BT en contrainte, la nature de la contrainte et les caractéristiques techniques nécessaires permettant de classer ces départs par ordre de traitement prioritaire.

- Le *dossier de diagnostic détaillé et de préconisation* (DDDP) pour les départs BT en contrainte que l'autorité concédante s'engage à traiter en priorité dans les douze mois suivants.

- Le dialogue dans le cadre de l'évaluation des besoins d'investissement des AODE sur les réseaux situés en zone d'électrification rurale, qui vise à déterminer les dotations départementales d'aides aux collectivités pour l'électrification rurale (« inventaire ER »). Il a lieu tous les deux ans.

Les investissements réalisés par les autorités concédantes sont hors du périmètre du PDR, et représentent à ce jour 900 M€ par an (voir [figure 9](#)), dont :

- 360 M€ (en 2021) financés par le dispositif des aides à l'ER : depuis la réforme de 2011 qui a supprimé le *fonds d'amortissement des charges d'électrification* (FACE), il est géré dans le cadre d'un *compte d'affectation spéciale* (CAS) du budget de l'État (voir [l'encart pédagogique IX](#) : Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale).
- 400 M€ financés par les redevances du concessionnaire (Enedis).

ENCART PÉDAGOGIQUE IX

Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale

La loi de finances rectificative du 28 décembre 2011 a créé le *compte d'affectation spéciale* « *Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale* » (CAS FACE) dans le budget de l'État, en remplacement du fonds d'amortissement des charges d'électrification.

Ce dernier avait été institué par la loi du 31 décembre 1936 afin de contribuer au financement des travaux d'électrification réalisés sur le territoire des communes rurales par les *autorités organisatrices de la distribution d'électricité* (AODE), maîtres d'ouvrages de travaux. Il était géré par EDF depuis 1946.

Le nouveau dispositif, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2012, a poursuivi la mission du précédent fonds avec comme objectif prioritaire l'amélioration de la qualité de l'alimentation électrique en zone rurale à travers la résorption des départs mal alimentés et la diminution du stock de fils nus sur les réseaux en basse tension.

Deux textes réglementaires¹⁹ précisent les règles d'attribution et de gestion des aides à l'électrification

rurale ainsi que le champ des opérations éligibles aux aides du CAS FACE. Conformément à l'article 14 de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019, le cadre réglementaire précité ouvre la possibilité de financer certaines opérations des AODE en lien avec la transition énergétique en zone rurale.

Le CAS FACE est alimenté par les contributions annuelles des gestionnaires des réseaux publics de distribution ; les recettes du CAS sont exclusivement affectées au soutien des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage des AODE à travers le mécanisme des aides à l'électrification rurale.

Comme tous les comptes d'affectation spéciale, le CAS FACE est placé sous le contrôle du Parlement qui vote son budget annuel, en recettes et dépenses, et encadre les taux des contributions acquittées par les GRD. Pour l'année 2022, les crédits ouverts en loi de finances pour le CAS FACE, soit le montant plafond des travaux subventionnés (HT) qui peuvent être engagés par les AODE en 2022 (année de programmation), s'élèvent à 360 M€.

19. Décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale et l'arrêté du 13 avril 2021 pris en application du décret n° 2020-1561.

1.6. Aperçu des investissements d'Enedis et du scénario de référence du PDR

1.6.1. Les typologies d'investissements d'Enedis

Enedis réalise différents types d'investissements sur le réseau, qui seront évoqués dans la suite de ce PDR. En termes de catégories, il s'agit d'investissements de raccordements, de renforcement, de renouvellement et de modernisation :

- **Le raccordement de nouveaux consommateurs et producteurs sur le réseau** est réalisé en BT ou en HTA selon le niveau de puissance demandée. Si le client est éloigné du réseau public de distribution, la solution technique peut nécessiter un allongement du réseau. Dans certains cas, il peut être nécessaire d'augmenter la capacité du réseau. Ces investissements doivent être réalisés au rythme des demandes de raccordement qui peut être variable selon la conjoncture économique ou la réglementation.
- **Le renforcement du réseau** répond aux besoins d'adaptation du réseau générés par l'évolution progressive des charges existantes, afin de respecter les plages de tension contractuelles aux points de livraison, d'éliminer les risques de surcharge dans les ouvrages et de reconstituer les marges nécessaires pour les manœuvres de conduite et d'exploitation (reprise de charge) suite à des travaux ou à un incident sur le réseau (voir [2.1.5](#)).
- **Le renouvellement et la modernisation du réseau** sont décidés par Enedis pour assurer un bon niveau de qualité de fourniture et de résilience des ouvrages face aux risques auxquels ils sont soumis, particulièrement dans le contexte de l'évolution des aléas climatiques. Ils sont réalisés dans le cadre de politiques industrielles fondées sur des analyses de risques. Ces dernières couvrent tous les

ouvrages de réseau (voir [chapitre 3](#)) et sont **mises en œuvre sur le long cours**. Il s'agit par exemple de renouveler les réseaux souterrains HTA isolés au papier imprégné, vecteurs d'incidents, ou les fils nus BT. Les renouvellements sont **priorisés** pour traiter en premier les ouvrages présentant le plus grand risque de défaillance et ainsi maximiser l'efficacité de chaque investissement.

1.6.2. La logique d'investissement du distributeur au sein du système électrique

Comme cela a été détaillé au [1.5](#), il existe de nombreux scénarios envisageant les futurs possibles pour le système électrique français. En effet, pour prendre la meilleure décision technique sur des investissements engageant des montants financiers importants et des délais de réalisation longs (tels que la construction d'une ligne 400 kV sur le RPT ou celle d'une centrale de production), il faut se placer au carrefour de tous les possibles. Une scénarisation profonde des évolutions possibles de la consommation et du mix de production est donc nécessaire pour optimiser à long terme l'économie du parc de production et du RPT. L'économie du RPD, quant à elle, n'est, dans son ensemble, pas une économie d'investissements unitaires coûteux, mais répond à une **logique d'investissements de masse** : Enedis réalise annuellement des centaines de milliers d'investissements unitaires, qui sont pour la plupart peu coûteux et relativement rapides à mettre en œuvre une fois que les emplacements en sont connus. Le nombre de raccordements est donc le principal paramètre exogène dans les investissements d'Enedis. À cette logique de réponse à la demande de raccordement des utilisateurs s'ajoute celle de la bonne gestion dans la durée de l'outil industriel à la maille France qu'est le réseau public de distribution.

Les principes prépondérants qui s'appliquent aux investissements d'Enedis sont :

- **La maîtrise du raccordement unitaire** : choix de la solution technique adaptée (niveau de tension, type de câble, tracé...), limitation de l'impact environnemental, pilotage industriel de la tenue des coûts et des délais du processus de réalisation.
- **La maîtrise des effets de masse** :
 - standardisation des processus ;
 - prévision des compétences et des matériels en fonction de la demande de raccordement qui arrive ou arrivera ;
 - détection des signaux de changements de rythme, et échange avec RTE dans le cas d'un besoin de renforcement du réseau amont.
- **La maîtrise de l'analyse technico-économique** pour les décisions de renforcement, de renouvellement et de modernisation, qui ne relèvent pas du raccordement et qui seront prises à l'optimum de multiples paramètres :
 - **le présent connu et une évaluation locale des différents futurs possibles**, notamment en termes d'évolution de charge ;
 - **l'incidentologie mesurée et prévisible** en fonction des aléas climatiques ou des risques spécifiques ;
 - **l'optimisation du calendrier de mise en œuvre, des coûts et de l'impact environnemental, au regard des bénéfices apportés en termes de qualité de service et de résilience**, en envisageant différentes solutions possibles : investissements classiques, matériels innovants, appels à flexibilités ;
 - **la possibilité de répondre à plusieurs enjeux réseau simultanément** ;
 - **l'exploitabilité du réseau sur le long terme** ;
 - **le cadre technique et sa complexité** : plan de tension, plan de protection, etc.

Ces principes généraux ont été approfondis et optimisés par Enedis au sein d'outils performants, implémentant des méthodes qui doivent concilier stabilité et agilité :

- **La stabilité des méthodes** dans le temps est un aspect primordial des investissements d'Enedis : du fait de la longue durée de vie des ouvrages, le gestionnaire de réseau hérite des choix passés et contraint le futur par ses choix présents.
- Pour autant, les méthodes suivies restent **agiles** et une accélération nette de leurs évolutions est perceptible avec l'augmentation durable des volumes de raccordements liés à la transition énergétique (EnR, IRVE), qui viennent modifier profondément les corps d'hypothèses et susciter des recherches de solutions innovantes tirant parti des nouvelles possibilités, en particulier dans le domaine de la donnée ou dans celui de l'accès à la flexibilité des clients.

1.6.3. Scénario retenu pour le PDR

1.6.3.1. Le PDR s'appuie sur un unique scénario inscrit dans les travaux prospectifs externes et décliné pour le réseau de distribution

Le plan de développement de réseau vise à expliciter, à 5 et 10 ans, les enjeux opérationnels de mobilisation de ressources (financières, humaines...) que pose la tendance de moyen terme. Il n'a pas pour objectif d'investiguer l'ensemble des possibilités de long terme dues à l'évolution du système électrique qui dépend de nombreuses variantes extérieures (mix de production, évolution structurelle de la consommation...). Au sein de ce premier PDR, Enedis ne remet donc pas en débat les sujets qui ont été instruits en amont de la PPE 2019-2028 (essentiellement dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017), ou à l'aval de celle-ci, dont les projections de long terme sur l'avenir du système électrique en général (Futurs énergétiques 2050).

Aussi, pour ce premier PDR, **Enedis s'est inscrite dans les travaux prospectifs scénarisés déjà réalisés, et les a déclinés au périmètre du RPD.**

L'objectif est ici d'évaluer les volumes d'activité probables et les montants financiers qui seront nécessaires au périmètre d'Enedis pour répondre à la transition énergétique et assurer l'avenir du réseau. Ces évaluations sont non engageantes pour Enedis, et représentent une fraction de l'ensemble des investissements qui concrétiseront la transition énergétique. Un seul scénario a semblé nécessaire pour le PDR, l'objectif étant avant tout ici d'éclairer comment Enedis répondra à une tendance à 10 ans par des méthodes explicites et robustes, support *in fine* de décisions à la maille locale, qui seront adaptées aux demandes et aux situations locales telles qu'elles se présenteront.

En termes de contenu, le scénario retenu a été choisi pour respecter les objectifs de la PPE et il prend comme référence, sur les années couvertes en commun, le scénario « Transition » de la prospective Enedis à 2050, et le scénario « N1 » d'insertion des EnR tel que présenté dans le document Futurs énergétiques 2050 de RTE. Des adaptations sont toutefois nécessaires pour associer ces objectifs nationaux aux enjeux à la maille Enedis.

Une **adaptation de scénario** a été réalisée par Enedis pour décliner ces objectifs totaux nationaux en volumes relevant des réseaux publics exploités par Enedis avec une distinction des niveaux de tension (notamment pour le PV) puisque les solutions de raccordement sont différenciées selon le segment de tension.

En ce qui concerne la **sensibilité** du scénario retenu, la logique d'investissement du distributeur est une logique de volume et, au premier ordre, c'est donc l'incertitude sur les volumes de raccordements qui fixe l'incertitude sur les volumes à investir.

La sensibilité de la trajectoire de référence projetée dépendra ainsi principalement des volumes de raccordements (nombre d'IRVE, volumes d'installations de production décentralisée...), et également des modalités de ces raccordements (parts de parkings optant pour une solution d'extension du RPD pour le raccordement des IRVE en résidentiel collectif ; proportions relatives entre HTA ou BT du raccordement EnR).

Enfin, le rythme industriel de déploiement des politiques patrimoniales d'Enedis est une donnée d'entrée nécessaire au scénario du PDR, mais celle-ci n'a que peu de sensibilité : ces politiques sont des programmes au long cours et priorisés sur des années.

Le PDR étant mis à jour tous les deux ans, le dernier PDR publié sera toujours révélateur de la meilleure vision à date des politiques en vigueur.

1.6.3.2. Hypothèses structurantes du scénario retenu et de son chiffrage en euros

Le scénario de référence retenu dans le PDR repose sur les sous-jacents décrits ci-dessous.

Raccordement de la mobilité électrique

- Le nombre de *véhicules électriques* (VE) retenu dans le PDR est de 13 millions à l'horizon 2032, en cohérence avec les objectifs de la SNBC et une réduction probable du parc de véhicules grâce à l'autopartage et au développement de modes de transport alternatifs (véhicules à hydrogène par exemple). En ce qui concerne le raccordement des infrastructures de recharge de ces véhicules, la prévision des besoins d'IRVE en libre accès a été réalisée à la maille communale, en s'appuyant sur des modèles internes d'Enedis (voir [2.1.2](#)).

- **La prévision des raccordements des IRVE sur autoroute** (voir [2.1.2.3.4](#)), en volume et en coût, est basée sur une étude commune RTE-Enedis publiée à l'externe au périmètre de la mobilité légère ([Enedis et RTE, Les besoins électriques de la mobilité longue distance sur autoroute](#)).

- **La prévision du raccordement des IRVE en résidentiel collectif est le point le plus structurant.** Il existe deux alternatives pour raccorder les IRVE en résidentiel collectif (voir [2.1.2.3.3](#)) et l'impact sur les investissements d'Enedis est différent selon les solutions :

- **Solution 1** : raccordement d'un opérateur privé en charge de l'équipement du parking collectif et de la gestion de n IRVE en aval du point de livraison Enedis. Dans ce cas, pour Enedis, l'investissement se limite au raccordement au réseau de cet unique client agrégé.

- **Solution 2** : raccordement de n IRVE à un réseau Enedis (« colonne horizontale ») desservant les travées du parking. Dans ce cas de figure, l'investissement Enedis comprend, en supplément par rapport à la solution 1, la colonne horizontale, les dérivations individuelles raccordant chaque IRVE à la colonne, et un compteur Linky pour chaque IRVE.

À l'échelle de la collectivité nationale, l'investissement à consentir pour viser, à terme, la recharge d'un parc de véhicules 100 % électrique n'est pas sensible à la proportion de choix opérés par les immeubles collectifs entre la solution 1 et la solution 2.

En revanche, le montant à prévoir dans les investissements d'Enedis dépend significativement de la proportion respective entre solutions. Le PDR prend comme hypothèse un ratio moyen de 50 % retenu pour la solution 2 sur la période, avec une montée en puissance progressive à mesure de la mise en visibilité de cette solution, qui est actuellement en phase de démarrage.

Raccordement des installations de production d'énergie renouvelable

Les volumes nationaux d'installations de production d'énergie éolienne et photovoltaïque du scénario de référence du PDR sont issus du scénario N1 des Futurs énergétiques 2050 de RTE, rapportés au périmètre d'Enedis en utilisant les répartitions (RTE, Enedis et ELD) observées actuellement. Les volumes à raccorder qui en résultent sont ensuite répartis par segments de puissance pour déterminer le type de raccordement à réaliser (voir 2.1.3.2). Cette répartition entre niveaux de tension, non disponible dans les scénarios d'origine, est un point clé pour le réseau de distribution, les coûts unitaires de raccordement étant très supérieurs en BT par rapport à la HTA.

Au global, le scénario retenu adapte les objectifs initiaux de la PPE par filière.

	PV maille France	PV maille Enedis	Éolien maille France	Éolien maille Enedis
PPE	• 2023 : 20,6 GW	• 2023 : 18 GW	• 2023 : 24,6 GW	• 2023 : 21,4 GW
	• 2028 : 35,6-44,5 GW	• 2028 : 31-39 GW	• 2028 : 34-35,7 GW	• 2028 : 30-31 GW
PDR	• 2027 : 31 GW	• 2027 : 26,5 GW	• 2027 : 28 GW	• 2027 : 22,7 GW
	• 2032 : 49 GW	• 2032 : 41,5 GW	• 2032 : 35 GW	• 2030 : 28,2 GW

Le choix d'utiliser pour le PDR ce scénario de référence conduit à un chiffrage qui peut désormais apparaître mesuré au regard des évolutions et inflexions des derniers mois. Insistons ici sur ce point : ce n'est pas Enedis qui fixe une trajectoire d'EnR à raccorder sur son réseau. La trajectoire se fixe à mesure des décisions des acteurs, encouragées et orientées par les politiques énergétiques du pays.

À titre d'illustration, et postérieurement à l'établissement des scénarios de référence mentionnés, Enedis vit une accélération très nette, depuis fin 2021, des raccordements de production en basse tension (arrêté « S21 »). Au-delà de cet exemple récent, l'actualité des évolutions de la politique énergétique est très riche et montre clairement l'ambition collective d'une accélération de rythme sur le développement des EnR avec, entre autres, le plan *Repower EU* de la Commission européenne, l'annonce du président de la République lors de son discours à Belfort le 10 février 2022 d'une ambition en nette augmentation sur le PV (100 GW en 2050), en parallèle toutefois d'une révision à la baisse de l'ambition affichée précédemment sur l'éolien terrestre.

Ce sont les échanges collégiaux autour de la SFEC, puis de la nouvelle PPE, et le contenu final de la loi sur l'accélération des énergies renouvelables qui permettront de faire émerger de nouvelles trajectoires nationales sur les EnR, permettant à Enedis de mettre à jour dans le prochain PDR la trajectoire mesurée présentée ici, héritée de la PPE précédente.

Le scénario présenté est par ailleurs uniquement national : dans le cadre d'une évaluation des demandes futures de raccordement, la localisation géographique exacte (régionalisée) n'est pas une hypothèse structurante a priori, sauf si le réseau de transport y est saturé ; le PDR n'a pas isolé dans ses chiffrages cet effet de saturation potentielle RTE, enjeu qui est instruit au local à travers les S3REnR (voir 2.1.3.3), et dont le coût moyen peut être restitué par des analyses des raccordements réalisés.

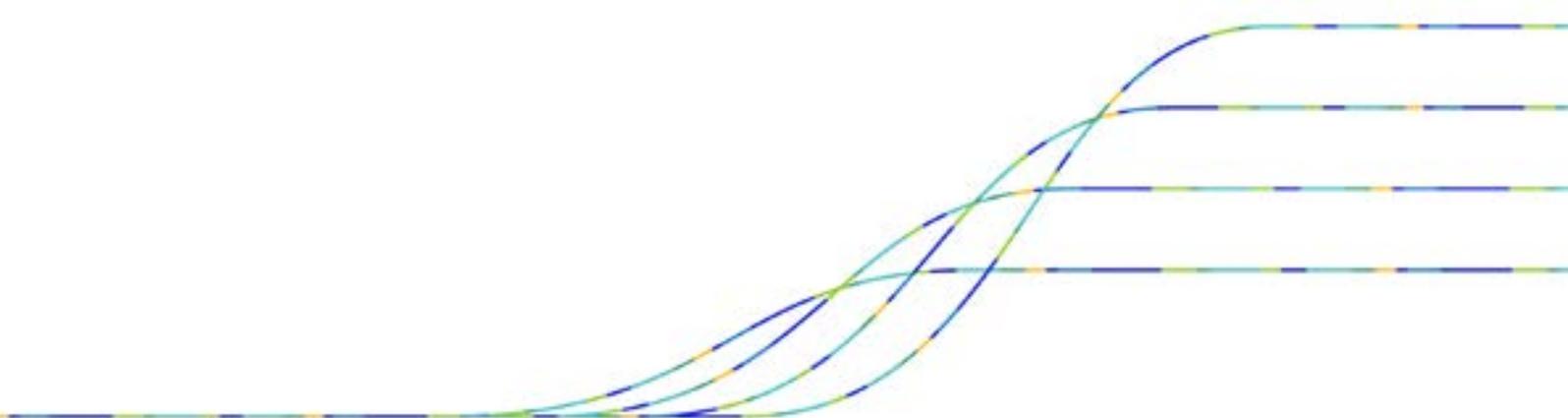
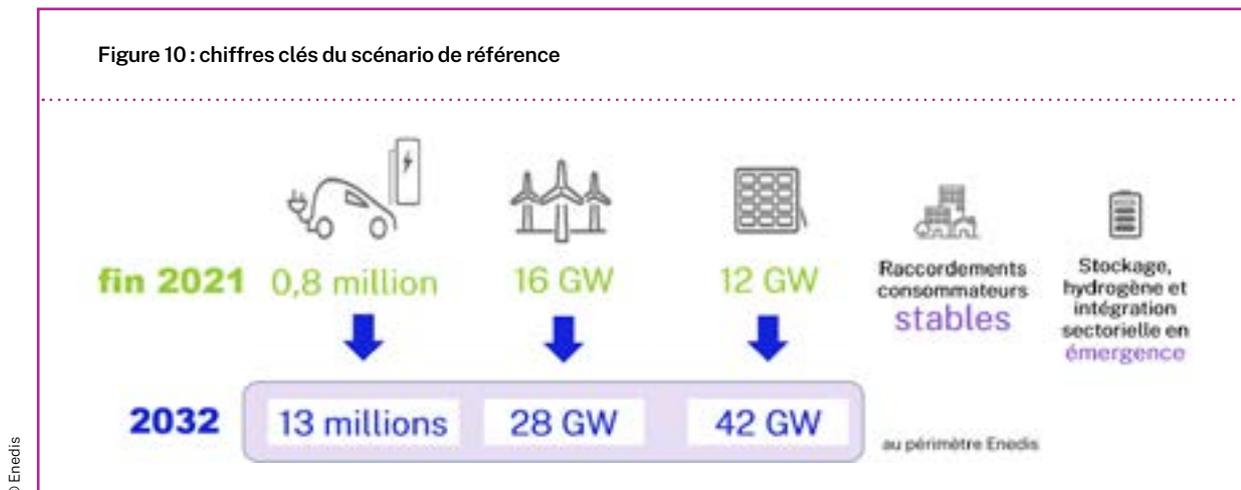


Figure 10 : chiffres clés du scénario de référence



Raccordements des clients consommateurs hors VE (voir 2.1.4.1)

Actuellement, Enedis raccorde environ 400 000 clients consommateurs par an. La résultante de divers effets (ralentissement de la croissance démographique et diminution du nombre moyen d'habitants par logements prévus par l'Insee) conduit à une **évolution annuelle du nombre de logements qui restera comparable aux rythmes actuels.**

Enedis fait donc l'hypothèse d'un nombre annuel de raccordements identique à celui observé en moyenne au cours des années précédentes. Stockage, hydrogène et intégration sectorielle n'ont pas été pris en compte dans les chiffres du PDR car ils sont encore en émergence.

Compléments au scénario principal de raccordement

Ce scénario principal sur le raccordement est complété dans le PDR par les investissements liés aux décisions industrielles d'Enedis relatives aux programmes de renouvellement et de modernisation de réseau (voir [figure 10](#)).

Une évaluation macroscopique des besoins de renforcement du réseau est aussi restituée. Ces besoins seront en augmentation sensible sur la période, en lien avec le raccordement des installations de production EnR et l'intensification des usages de l'électricité (IRVE, pompes à chaleur), tout en restant inférieurs d'un facteur 10 aux investissements résultant du raccordement.

Les CAPEX liés aux moyens d'exploitation et aux SI, bien qu'en dehors du périmètre du PDR, sont également cités dans la synthèse présentée au [chapitre 4](#), afin de pouvoir

visualiser le montant total des CAPEX d'Enedis. Leur évolution n'est pas sans lien avec les transformations en cours sur le système électrique.

Précisions sur le périmètre chiffré et l'unité affichée

Les montants présentés sont ceux des raccordements opérés par Enedis, et non pas les montants financièrement à la charge d'Enedis.

Par exemple, si un raccordement réalisé par Enedis est réfacté à 40 %, alors le client paye 60 % du montant, Enedis prend en charge 40 %, et c'est bien 100 % de l'investissement qui figureront dans le PDR. Ce que souhaite exhiber le PDR, c'est le coût collectif, indépendamment des recettes que peut percevoir Enedis auprès des clients.

Par ailleurs, l'ensemble des trajectoires présentées sont non inflatées, et présentées en euros 2021.

Méthodologie de chiffrage en euros

Les trajectoires d'investissement présentées dans chaque partie, puis réunies dans une synthèse au [chapitre 4](#), reposent sur l'analyse interne des solutions réalisées selon les différentes catégories d'opérations, les différentes catégories de situations, et leur évolution dans le temps.

Par exemple, raccorder une installation de production décentralisée PV > 36 kVA nécessite le plus souvent une création de poste HTA/BT et oriente vers des solutions plus coûteuses qu'un raccordement en HTA. Toutes choses égales par ailleurs, il s'agit d'un facteur multiplicatif de 3 à 4, en ordre de grandeur, pour raccorder 1 MW de production.

Les prévisions d'investissement présentées : ni un engagement minimum, ni une borne maximale

Le principal inducteur des investissements supplémentaires annuels nécessaires à 5 et 10 ans est lié aux **demandes de raccordement répondant aux enjeux de transition énergétique**. Les chiffres affichés ne constituent donc ni un engagement d'Enedis à investir ces montants, ni une borne maximale des investissements qui pourront être faits : ils présentent

une évaluation à date des montants qui seront nécessaires, évaluation qui évoluera selon le rythme effectif de la transition énergétique et des demandes résultantes des utilisateurs du réseau.

Le chiffrage complet produit pour le PDR doit être compris comme un ordre de grandeur pédagogique des besoins d'investissement liés à un scénario de référence, destiné à alimenter les réflexions des acteurs du système électrique.

1.7. Synthèse : l'esprit du PDR et son plan

Synthèse de l'introduction

- Le PDR est un document qui relève du dialogue de moyen et long terme sur la vision et les méthodes.
- Chaque GRD de plus de 100 000 clients réalise un PDR. Le PDR d'Enedis traite des concessions dont Enedis a la charge : à cette maille, les investissements décrits dans le PDR sont ceux d'Enedis et non ceux des AODE.
- Les trajectoires d'investissement présentées sont des trajectoires nationales prévisionnelles, et non engageantes, fondées sur un scénario unique de référence.
- La mise à jour du PDR tous les deux ans permettra la prise en compte régulière des éléments les plus récents.
- Le PDR décrit les méthodes d'investissement ainsi que les solutions alternatives de type flexibilités.

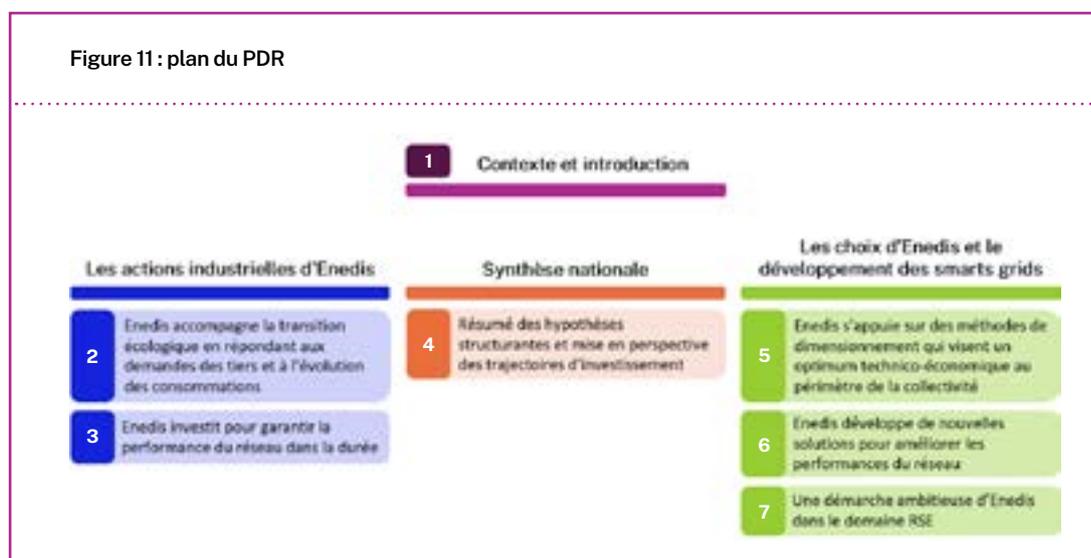
- Le PDR se veut technique tout en étant accessible, et exhaustif tout en restant synthétique.

Plan du PDR

Une structure en trois parties a été retenue (voir [figure 11](#)) :

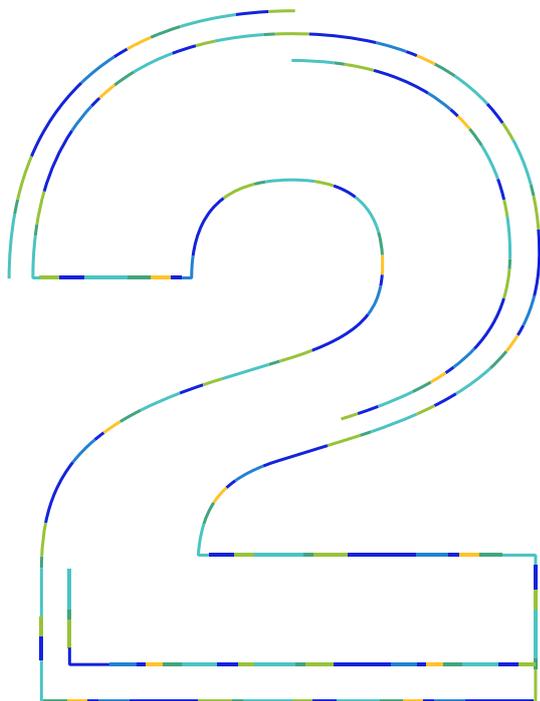
- Une description des actions industrielles d'Enedis en réponse aux enjeux d'accueil des demandes de raccordement et de performance du réseau.
- La synthèse des trajectoires chiffrées des investissements en résultant.
- Un aperçu des méthodes déployées par Enedis, qu'elles soient classiques ou flexibles et « smart », et des actions d'Enedis en matière de responsabilité sociale et environnementale.

Figure 11 : plan du PDR





**Enedis accompagne
la transition énergétique
en répondant aux demandes
des tiers et à l'évolution
des consommations**



Enedis s'engage résolument pour accompagner les efforts de la collectivité nationale dans la lutte contre le dérèglement climatique.

Cela signifie, entre autres, raccorder au réseau, dans les meilleurs délais et au meilleur coût pour la collectivité, les installations de production d'énergies renouvelables ou de recharge des véhicules électriques qui en font la demande, dans le contexte d'accélération constaté ces dernières années. Cette ambition s'ajoute à la réponse aux demandes de raccordement des consommateurs dans leur ensemble, ainsi qu'aux renforcements liés à l'évolution des consommations (2.1). Dans chacun de ces domaines, et à la recherche constante de l'optimum économique, Enedis saisit toutes les opportunités de flexibilités permettant une alternative plus efficace qu'un investissement.

Enedis adapte aussi l'outil industriel qu'elle exploite aux autres demandes des tiers (notamment les déplacements d'ouvrages) et en fonction des évolutions imposées par la réglementation (2.2).

2.1. Enedis raccorde les nouveaux utilisateurs du RPD et renforce le réseau en tenant compte des gisements de flexibilités

Le réseau public de distribution d'électricité s'est constitué dans sa forme et sa robustesse actuelles en accompagnant le développement socio-économique du pays ainsi que celui des usages de l'électricité. Le réseau va continuer à se développer, ce qui permettra notamment d'intégrer la croissance de la production décentralisée et de la mobilité électrique.

Lorsqu'un nouvel utilisateur, consommateur, producteur ou gestionnaire d'installation de recharge de véhicule électrique (IRVE) fait une demande de raccordement au réseau de distribution électrique, Enedis doit lui proposer un devis constituant l'offre de raccordement de référence (ORR), qui doit satisfaire aux exigences de l'arrêté du 28 août 2007, à savoir :

- Être nécessaire et suffisante pour satisfaire, pour un consommateur, l'alimentation en énergie électrique de ses installations, ou, pour un producteur, l'évacuation de l'énergie produite à hauteur de la puissance de raccordement demandée.
- Emprunter un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession.
- Être conforme à la *documentation technique de référence* (DTR) publiée par Enedis.
- Minimiser la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement.

L'étude de raccordement peut comporter un volet d'adaptation des capacités de réseau amont à mettre en œuvre pour permettre le raccordement.

Le nouvel utilisateur, s'il accepte l'offre, verse au maître d'ouvrage des travaux de raccordement une contribution dont le montant dépend à la fois du barème du raccordement (approuvé par la CRE) et du taux de réfaction (fixé par la *direction générale de l'énergie et du climat* : DGEC). Le TURPE couvre le reliquat, sur la durée de vie de l'ouvrage.

Dans le cadre de son Projet industriel et humain 2020-2025, Enedis s'engage à faciliter, accélérer et fluidifier l'accès à l'électricité grâce à un parcours client plus simple, numérisé et plus proche des besoins des clients. Elle réinvente ainsi son approche interne en matière de raccordement des nouveaux clients et entend diviser par deux, à l'horizon de fin 2022, les délais pour accéder au réseau. Elle s'appuie notamment pour cela sur un meilleur accompagnement des clients, particuliers et professionnels, tout au long de leurs démarches administratives. Le portail raccordement, mis à la disposition des clients d'Enedis, est un outil indispensable à la réussite de cet objectif ambitieux.

Par ailleurs, indépendamment des demandes de raccordements, l'évolution progressive des charges peut faire apparaître des contraintes de transit (intensité) ou de tension sur les réseaux nécessitant des travaux d'adaptation du réseau. Afin de garantir dans la durée la qualité de la desserte, l'investissement est alors réalisé et financé intégralement par le TURPE.

Pour le raccordement et les investissements destinés à maintenir la qualité de la desserte, Enedis s'appuie sur des études technico-économiques (5.3), fil conducteur de sa démarche. Ces méthodes évoluent pour s'adapter à l'environnement économique général (paramètres économiques de référence...) et tenir compte de l'évolution des solutions techniques. Parmi ces évolutions figure le recours pour les besoins du GRD à des flexibilités.

2.1.1. Les flexibilités : un levier de performance aux multiples visages, étudié dans le PDR pour le cas d'usage d'une économie d'investissement (raccordement ou renforcement)

Les typologies de flexibilités

Le terme de « flexibilité » recouvre des réalités diverses qu'il convient de rappeler pour délimiter le contenu du PDR. Vu de l'acteur de flexibilité, l'activation de sa « flexibilité » le ramène toujours à une situation peu ou prou similaire, à savoir être en

capacité d'adapter sa production ou sa consommation à une demande d'ajustement qu'il a reçue : c'est cette agilité à s'ajuster qui donne une valeur à sa flexibilité. La demande à laquelle l'acteur de flexibilité répond peut en réalité provenir de plusieurs grands cas de figure qu'il faut bien différencier :

- **Flexibilité au service des mécanismes nationaux.**

L'objet est ici de répondre à une demande à la maille nationale concernant un enjeu d'équilibrage entre l'offre et la demande, placé sous la responsabilité de RTE. Les sites éligibles peuvent être raccordés aussi bien au réseau de transport qu'au réseau de distribution.

- **Flexibilité au service du réseau de transport**, pour en optimiser la gestion. Là aussi, les sites éligibles peuvent être raccordés au réseau de transport ou au réseau de distribution.

- **Flexibilité locale, pour répondre à un besoin d'exploitation immédiat et court terme d'Enedis** (permettant par exemple d'éviter des coupures locales si la situation conjoncturelle du réseau ne permet pas d'alimenter tous les clients d'une zone, par suite d'indisponibilité fortuite ou programmée d'un ouvrage) **ou de placement de travaux** (permettant d'éviter la mobilisation de groupes électrogènes garantissant la continuité d'alimentation pendant les travaux).

- **Flexibilité locale, au service du raccordement de l'utilisateur flexible lui-même**, visant un gain individuel pour cet utilisateur. Réglementairement, Enedis doit proposer une ORR, garantissant 100 % de la puissance disponible à tout moment. L'objet est ici de permettre à un utilisateur qui souhaite se raccorder dans une zone ne permettant pas de lui garantir 100 % de sa puissance à tout moment, de le faire sans travaux d'adaptation du réseau existant. Ce raccordement se fait alors par une *offre de raccordement alternative (ORA)* à modulation de puissance. L'ORA à modulation de puissance est moins onéreuse pour le client que l'ORR du fait de l'absence de travaux d'adaptation du réseau. L'ORA à modulation de puissance se traduit par une contrepartie, à savoir l'acceptation de la part de l'utilisateur d'être écrêté sans compensation financière, dans des limites fixées au moment de la signature de l'ORA à modulation de puissance. Les travaux prévus dans l'ORR visent précisément à éviter ces situations d'écrêtement.

- **Flexibilité locale, au service d'un raccordement mutualisé visant un gain collectif.** L'objet est ici incarné par le projet REFLEX (voir [l'encart pédagogique XIII](#) : Le projet REFLEX), qui permet, en s'autorisant notamment l'appel à des flexibilités dans certaines périodes ciblées (par appel au marché pour des flexibilités locales ou, à défaut, par des écrêtements de production), de raccorder plus d'installations de production sur un même transformateur de poste source, avec un gain collectif.
- **Flexibilité locale, pour reporter un investissement de renforcement prévu par Enedis** car ayant un intérêt collectif à être réalisé. L'objet est ici de permettre de reporter cet investissement. La flexibilité n'aura ici un intérêt qu'à condition de « battre » la performance économique de l'investissement envisagé : Enedis fera appel au marché pour se procurer cette flexibilité, qui sera contractualisée (et l'investissement sera donc reporté) si elle répond, en prix et caractéristiques, au produit attendu. Depuis fin 2021, Enedis analyse systématiquement les investissements de renforcements de postes sources et de départs HTA, lorsqu'il s'agit de contraintes dues à des excès de production ou de consommation, dans le but d'identifier toutes les opportunités de flexibilité. Pour tout autre besoin (déplacement d'ouvrage à la demande de tiers, obsolescence...), le rapport de cet investissement grâce au recours à un service de flexibilité ne peut pas être envisagé.

Voir aussi [l'encart pédagogique X](#) : Différence entre une flexibilité pour les services nationaux et une flexibilité locale.

La valeur des flexibilités

Dans le premier cas de figure (les flexibilités au service des besoins nationaux), l'emplacement géographique ou électrique de l'utilisateur du réseau importe peu et une valeur de marché indépendante de sa localisation pourra émerger pour valoriser le service de flexibilité.

Dans les autres cas de figure, il est impératif que l'utilisateur soit au bon endroit, disponible au bon moment, vu du réseau électrique, pour pouvoir proposer ses services. La

valeur de la flexibilité sera donc intrinsèquement locale. Elle dépendra des configurations électriques précises (topologie réseau, charge des clients sur le réseau à cet endroit), des investissements prévus et des caractéristiques proposées par l'acteur de flexibilité. La valeur s'établit au cas par cas et s'inscrira dans la fourchette indiquée dans le rapport Valorisation économique des *Smarts Grids* ([Enedis et ADEeF, Valorisation économique des Smart Grids, 2017](#)).

Le périmètre du PDR en matière de flexibilités

Le PDR n'examine que les flexibilités au service d'une économie d'investissement (dans le cas du raccordement ou du renforcement), c'est-à-dire les trois derniers cas parmi les six cités. Afin d'illustrer la démarche générale d'Enedis, il évoque également, au chapitre [6.1.2.3](#), les appels au marché réalisés pour des flexibilités en lien avec les besoins d'exploitation ou de programmation des travaux.

L'approche d'Enedis vis-à-vis des flexibilités

Depuis 2015, Enedis s'est engagée dans une démarche résolue pour identifier la valeur des flexibilités locales et la saisir là où elle existe.

Ainsi, Enedis et l'*Association des Distributeurs d'Électricité en France* (ADEeF) ont publié, dès 2017, le rapport Valorisation économique des Smart Grids, cité précédemment, dont une grande partie est focalisée sur l'intérêt technico-économique des flexibilités. Enedis a ensuite publié, en octobre 2019, un document intitulé : Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution ([Enedis, Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution, octobre 2019](#)). Ce document décrit les cas d'usage des flexibilités au service du réseau de distribution, leurs principes et les gains potentiels. Enfin, Enedis a publié, en février 2020, sa Feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités, dont les priorités et les jalons sont alignés avec les gains potentiels apportés par les flexibilités ([Enedis, Feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités, février 2020](#)).

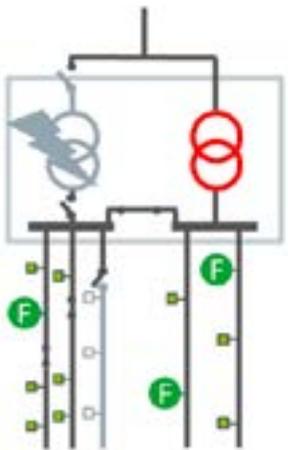
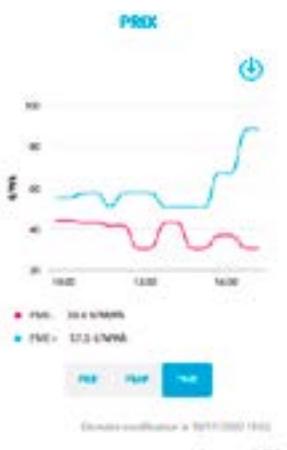
ENCART PÉDAGOGIQUE X

Différence entre une flexibilité pour les services nationaux et une flexibilité locale

Une flexibilité est une modulation de puissance volontaire d'un ou plusieurs sites, à la hausse ou à la baisse, en injection ou en soutirage, à une heure donnée pour une durée donnée, en réaction à un signal extérieur pour fournir un service.

Le premier enjeu des flexibilités concerne les mécanismes de **marchés nationaux**, pour gérer l'équilibre offre/demande à tout horizon de temps (services système, mécanisme d'ajustement...) : c'est la responsabilité légale de RTE. Lorsque les installations qui participent à ces mécanismes nationaux sont raccordées au réseau de distribution, elles sont appelées « flexibilités distribuées ». Le recours aux flexibilités pour gérer l'équilibre offre/demande est une réalité depuis la création du système électrique. **Enedis est facilitatrice pour tout acteur souhaitant valoriser des flexibilités distribuées sur l'un de ces mécanismes. Plusieurs dizaines de milliers de sites « flexibles » raccordés au réseau géré par Enedis**, pour une puissance globale d'environ 2 GW, participent aux mécanismes nationaux d'ajustement ainsi qu'au marché de l'effacement.

Les **flexibilités locales** constituent un levier supplémentaire d'optimisation technico-économique pour l'exploitation des réseaux. Les flexibilités concurrencent les leviers « classiques » de gestion du réseau et sont une opportunité pour apporter des nouvelles solutions présentant un meilleur rapport coût/efficacité pour la collectivité.

Flexibilité locale	Flexibilité pour les services nationaux = flexibilité marché ou système
<p>pour les congestions locales</p> <p>Enjeu des gestionnaires de réseaux : Enedis, ELD et RTE</p> <p>Tout site peut participer, s'il est au bon endroit et disponible au bon moment</p> <p>Occurrence et valeur dépendent des besoins locaux</p>	<p>pour l'équilibre offre/demande</p> <p>Responsabilité de RTE (cf. fréquence : 50 Hz)</p> <p>Tout site peut participer, à tout moment, où qu'il soit raccordé au réseau</p> <p>L'essentiel de la valeur des flexibilités se concentre sur les mécanismes nationaux</p>
	 <p>Source RTE</p>

© Enedis

L'intégration des flexibilités dans les décisions d'investissement et l'optimisation de l'exploitation du réseau questionnent les méthodes et les paramètres de dimensionnement et vont bien au-delà, car de nombreux processus, SI et métiers sont impactés par ces changements, pour Enedis comme pour ses parties prenantes. En synthèse, pour mettre en œuvre sa feuille de route flexibilités, Enedis :

- développe des méthodes pour identifier les opportunités de flexibilités, les valoriser, les activer puis les contrôler : Enedis challenge le rapport coût/efficacité d'une flexibilité au regard des autres leviers à sa disposition ;
- intègre les flexibilités et leur valeur dans les activités de conduite du réseau, tout en continuant à assurer la protection des personnes et des biens (en particulier, adapter les plans de protection) ;
- développe un modèle de coordination « GRD-GRT » pour l'intégration des flexibilités puisque le gisement de flexibilité peut être commun ;
- construit un cadre de règles et processus, en concertation avec les parties prenantes ;
- développe des méthodes et outils pour intégrer le cycle de vie d'un portefeuille de flexibilités dans ses différents métiers : référentiels de conception et d'exploitation des réseaux, contractualisation, suivi du réalisé, processus d'investissement et de raccordement des nouveaux clients, etc. ;
- conduit le changement et forme le personnel.

Les chapitres suivants du document décrivent les raccordements des IRVE (2.1.2), des producteurs (2.1.3) et des consommateurs usuels, ainsi que les besoins de renforcement qui peuvent résulter de l'accroissement des charges sur le réseau (2.1.4). Les gisements liés aux flexibilités seront détaillés et chiffrés dans chaque chapitre dédié : 2.1.2.4 (pilotage de la recharge), 2.1.3.4 (raccordement des EnR) et 2.1.4.2 (raccordement des utilisateurs, renforcements). Par ailleurs, la façon dont Enedis évalue la valeur économique des flexibilités et les met en œuvre sera développée au sein de la partie du PDR consacrée aux flexibilités, au chapitre 6.1.

De manière générale, et pour conclure cet aperçu sur les flexibilités, l'ambition d'Enedis est de saisir et mettre en œuvre les gisements de performance en lien avec les

flexibilités locales. La technico-économie est, depuis toujours, la référence fondamentale de la prise de décision d'Enedis, et s'applique en particulier au cas des flexibilités.

L'intégration des flexibilités à la trajectoire de référence du PDR

Si Enedis est engagée de longue date dans la mise en œuvre des flexibilités, la maturité des différents leviers associés reste contrastée. Elle se décline selon les types de flexibilités et les utilisateurs sollicités (6.1).

Dans le cas des flexibilités destinées à modérer le soutirage sur le réseau, le gabarit dans lequel doivent s'insérer les acteurs de flexibilité est particulièrement exigeant : la flexibilité pourra être appelée à des moments peu prévisibles, et, du fait du coût important associé à toute interruption de fourniture pour les consommateurs, devra garantir une disponibilité élevée. Tous les consommateurs ne seront pas suffisamment flexibles pour s'adapter à ces exigences. Ainsi, toutes les opportunités potentielles de recours aux flexibilités, au moment du raccordement des consommateurs ou des renforcements du réseau, ne se concrétiseront pas (voir 6.1.1.3). À date, le gisement associé à ces flexibilités apparaît à un stade de maturité moindre pour le réseau de distribution, et n'a pas été intégré à la trajectoire de référence de ce PDR. Cela ne préjuge pas du gisement futur, et la mise à jour régulière du PDR sera l'occasion de réévaluer cette appréciation en fonction de l'évolution des retours d'expérience des dispositifs industriels déjà déployés et de la poursuite des démarches d'expérimentations au sujet des flexibilités pour le raccordement des consommateurs HTA.

Dans le cas des flexibilités destinées à modérer l'injection sur le réseau, il est plus aisé de décrire les moments où celles-ci seront sollicitées, et l'écrêtement des producteurs reste une solution de repli à coût raisonnable pour la collectivité, dans le cas où la flexibilité attendue ne serait pas au rendez-vous. Ceci se traduit par la possibilité de chiffrer dès aujourd'hui un gisement significatif pour les flexibilités au service du raccordement collectif des producteurs (projet REFLEX, en phase de test à grande échelle), et l'industrialisation des flexibilités à destination du raccordement individuel des producteurs HTA (ORA à modulation de puissance).

2.1.2. La mobilité électrique : des volumes exponentiels en prévision, Enedis fait face au défi de l'accueil des infrastructures de recharge sur le réseau public

Nouvel usage de l'électricité, enjeu majeur de développement économique et allié de la transition vers la neutralité carbone à l'horizon 2050, le véhicule électrique connaît une **croissance exponentielle** en France : les ventes de véhicules électriques et hybrides rechargeables ont augmenté de 62 % en 2021 par rapport à l'année 2020, qui avait marqué le décollage du marché. Les ventes de véhicules électriques et hybrides rechargeables ont représenté 15 % des ventes de véhicules neufs en France en 2021, contre 10 % en 2020.

La pénétration du véhicule électrique devrait encore augmenter dans les années qui viennent, alors que les catalogues des constructeurs proposent de plus en plus de modèles électriques avec des autonomies toujours plus importantes. Ce développement accéléré nécessite le déploiement, en parallèle et au même rythme, d'infrastructures de recharge. À la fin du 3^e trimestre 2022 en France, il y a plus d'un million de points de charge installés (estimation Enedis), dont près de 72 000 ouverts au public.

La **prévision des besoins d'IRVE en libre accès** a été réalisée en s'appuyant sur des modèles développés par la direction stratégique d'Enedis :

- prévision des flottes de VE dans chaque commune (tenant compte des flottes recensées depuis 2016, du

profil socio-économique des communes et de l'évolution de la compétitivité des VE, grâce à l'amélioration de l'autonomie, aux aides publiques...);

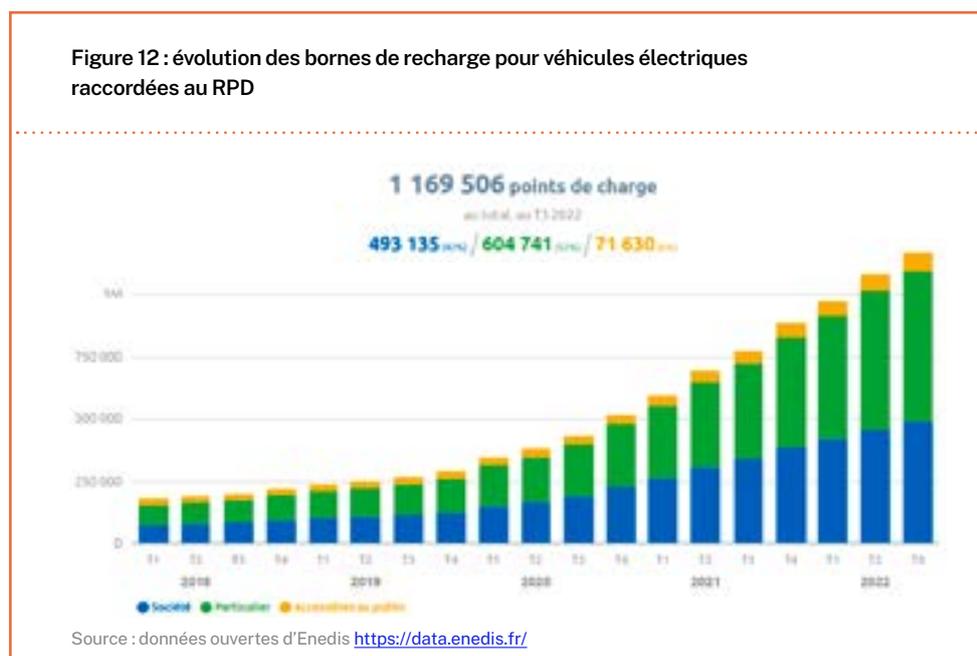
- reconstitution des besoins de déplacements entre communes (tenant compte notamment des bassins d'habitations, d'emplois et de tourisme, des temps de trajet entre communes et intracommunales, des catégories socio-professionnelles des populations qui impactent les horaires de travail) ;
- simulation du comportement et des moyens de recharge à disposition des utilisateurs de VE.

L'accueil de la mobilité électrique se manifeste d'abord par une approche locale, proche des besoins des clients et territoires qui s'organisent aujourd'hui dans des politiques volontaristes de réduction des émissions (notamment les zones à faibles émissions). La maîtrise des investissements et le pilotage de la recharge en sont également des aspects importants.

Enedis saisit l'opportunité que représente le développement de la mobilité électrique pour :

- démontrer sa capacité à accompagner l'écosystème vers le net zéro carbone ;
- innover, à l'écoute des acteurs de la mobilité électrique ;
- mettre au service de la collectivité son ancrage dans les territoires.

Figure 12 : évolution des bornes de recharge pour véhicules électriques raccordées au RPD



Installations nécessaires à la recharge des véhicules, les points de charge sont directement ou indirectement raccordés au réseau de distribution d'électricité. Dans les deux cas, l'électricité consommée est acheminée par le RPD. Pour Enedis, le déploiement à grande échelle de l'infrastructure de recharge s'organise au quotidien et dès aujourd'hui **autour du domaine public, du domaine privé accessible au public, du résidentiel, notamment collectif, des entreprises, et des axes routiers et autoroutiers**. Il s'agit dans tous les cas de :

- concevoir les solutions avec les clients, les partenaires ou les territoires en les testant si besoin avant leur généralisation ;
- réaliser de nouvelles connexions sur le réseau de distribution, et le cas échéant adapter le réseau existant pour les accueillir ;
- anticiper les besoins en investissement en prenant en compte les autres usages ;
- mener des travaux de recherche et développement pour intégrer les évolutions des comportements, les technologies en développement et contribuer à l'élaboration des normes internationales ;
- poursuivre l'électrification de sa propre flotte d'entreprise, développer son parc de points de charge et le pilotage associé.

Du simple branchement d'un point de charge individuel à domicile à des solutions plus complexes pouvant avoir un impact plus notable pour le réseau, Enedis anticipe à court, moyen et long termes l'intégration de la mobilité électrique au réseau de distribution, et procède de façon optimisée en cherchant l'optimum économique via des solutions et projets innovants.

2.1.2.1. Au niveau national ou dans les territoires, les solutions sont coconstruites entre Enedis et l'ensemble des acteurs de la mobilité électrique

Les acteurs porteurs du développement de la mobilité électrique sont nombreux et de natures différentes : les utilisateurs de véhicules électriques en premier lieu (particuliers, entreprises...), le gouvernement, les élus nationaux et locaux, les administrations et autorités administratives, les acteurs industriels des véhicules, des transports, des données, de la fourniture d'électricité et les fournisseurs de services, les fabricants, installateurs et mainteneurs de bornes.

Partenaire des territoires en matière de transition énergétique et opérateur de service public du réseau de distribution, Enedis est un acteur clé de cette évolution.

Aucun des acteurs ne pouvant à lui seul développer des solutions et les industrialiser, les actions d'Enedis sont systématiquement menées en partenariat avec des acteurs de la mobilité électrique.

L'ancrage local d'Enedis est un atout pour les collectivités rurales et urbaines

Le déploiement des mobilités propres est un nouveau sujet de coopération. Enedis a vocation à développer son expertise sur le sujet et à la mettre à disposition des collectivités locales, des AODE et des élus : contribuer à penser les mobilités de demain, anticiper les impacts réseaux et optimiser l'implantation des infrastructures au plus près des besoins des collectivités. Cela implique et impliquera une concertation renforcée avec les équipes techniques de ces dernières, qui s'illustrera de plusieurs façons :

- Se projeter dans l'avenir, en travaillant en partenariat avec les collectivités : en fonction des dynamiques socio-économiques locales et des projections de pénétration du marché des véhicules électriques sur leur territoire, Enedis mène des analyses prospectives pour scénariser localement le développement de la mobilité électrique et anticiper les impacts réseaux.
- Accompagner l'élaboration des schémas directeurs de déploiement d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (SDIRVE), en partenariat avec les collectivités locales et établissements publics porteurs de projets. Sur la base d'une réglementation qui associe fortement les GRD à la concertation, Enedis partage les trajectoires de développement de la mobilité électrique sur chaque territoire, et propose une contribution à chaque étape de l'élaboration du SDIRVE :
 - diagnostic de l'existant ;
 - évaluation des besoins en bornes de recharge ;
 - évaluation des capacités d'accueil du réseau public de distribution permettant d'élaborer une stratégie territoriale de déploiement pertinente, en optimisant les coûts et les délais.
- Veiller à l'optimisation plus globale des investissements, dans un contexte intégrant les hypothèses d'évolutions territoriales ayant un impact sur le soutirage et l'injection en électricité.

Grâce à son rôle d'opérateur national, Enedis dispose ainsi d'une vision nationale du déploiement des bornes de recharge, contribue à la coordination entre les SDIRVE à l'échelle des bassins de mobilité aux côtés des régions et permet un déploiement plus dense et homogène des bornes sur tous les territoires, tenant compte des capacités d'accueil du réseau et anticipant son développement.

2.1.2.2. Certains points de charge s'insèrent dans une installation existante, sans impact méthodologique majeur

Si la mobilité électrique s'approvisionne toujours, directement ou indirectement, sur le réseau, les installations de charge n'ont pas systématiquement un impact « de premier ordre » sur ce dernier. En effet, dans beaucoup de situations, la recharge d'un véhicule électrique ne fait que s'ajouter aux consommations d'un site déjà existant et n'en modifie pas le dispositif d'acheminement de l'électricité. On peut citer par exemple les cas de :

- La recharge à domicile dans le cas de l'habitat individuel, c'est-à-dire 56 % des logements selon l'Insee. Afin de maîtriser sa facture, l'usager organise la consommation totale de sa maison (tous usages, y compris la recharge de son véhicule électrique) de façon à ne pas être obligé d'augmenter la puissance souscrite de son abonnement auprès des fournisseurs d'électricité.
- La recharge sur les réseaux d'éclairage public permise grâce au gain en énergie suite au passage à des ampoules LED basse consommation. Ce nouvel usage ainsi que l'installation de recharge raccordée au lampadaire ne nécessitent pas de travaux pour le réseau de distribution, à l'exception de la pose d'un compteur dans la borne de recharge et de son exploitation dans la durée. **En effet, l'opérateur de la borne de recharge doit pouvoir choisir librement son fournisseur d'électricité, et donc mesurer séparément les flux d'électricité dédiés à l'éclairage de ceux dédiés à la recharge d'un véhicule.** Un guide est disponible sur le site du gouvernement²⁰.

- La recharge dans les centres commerciaux où, comme dans le cas de la maison individuelle, les nouvelles installations de recharge de véhicules électriques n'entraînent pas nécessairement de modification de l'alimentation électrique du client qui organise sa charge pour ne pas modifier son abonnement électrique.

- La recharge dans les collectivités territoriales et en entreprise : les gestionnaires des sites réalisant la gestion technique et les services généraux utilisent des outils de pilotage afin d'éviter d'augmenter l'abonnement ou de nécessiter une intervention sur le réseau existant.

2.1.2.3. D'autres points de charge pour la mobilité quotidienne ou longue distance nécessitent la création de connexions nouvelles au réseau public de distribution

L'installation de certaines bornes de recharge nécessite un nouveau raccordement au réseau public de distribution. C'est généralement le cas des bornes de recharge ou des grappes de bornes déployées en ville, sur la voie publique, utilisées notamment par les ménages ne disposant pas de parking privatif, ou le long des autoroutes. C'est aussi le cas de certaines installations dans les parkings d'immeubles d'habitation.

Le raccordement peut alors se faire par un simple allongement du réseau public de distribution, ou nécessiter des travaux d'adaptation du réseau existant. Toutes les situations sont à traiter localement, avec une réponse spécifique en fonction de l'état initial du réseau, de l'emplacement du point de charge sur le réseau, et de la topologie environnante.

Pour le demandeur, l'objectif est de disposer d'un raccordement dimensionné pour ses besoins, dans les coûts et les délais convenus. Le demandeur minimisera son coût d'investissement en dimensionnant au « juste besoin » sa puissance de raccordement, puis son coût de fonctionnement, en souscrivant auprès de son fournisseur d'électricité un contrat en conséquence.

20. Guide de préconisations pour l'installation de points de recharge pour véhicules électriques sur des dispositifs d'éclairage public, ministère de la Transition écologique et solidaire, novembre 2018.

Pour Enedis, l'objectif est de satisfaire le client final et de minimiser le coût pour la collectivité. Il est donc important que l'ensemble des acteurs travaillent de concert avec Enedis en amont des projets de déploiement de bornes de recharge afin d'optimiser collectivement les investissements.

Cette anticipation est d'autant plus utile pour les projets d'ampleur (aires d'autoroutes, dépôts de bus, nouveaux aménagements urbains, nouveaux sites industriels et commerciaux...) et pour les travaux de planification des mobilités propres dans les territoires.

2.1.2.3.1. Enedis tient compte du foisonnement naturel de la recharge dans le cas de grappes de bornes et poursuit ses travaux d'observation des impacts en situation réelle

De façon générale, Enedis tient compte d'un foisonnement dans ses règles de dimensionnement des réseaux en vigueur, pour tenir compte du fait que l'ensemble des usages électriques ne soutirent pas tous en même temps à leur puissance maximale (voir 5.3.3). L'évaluation de ce foisonnement statistique complexe est en perpétuelle amélioration, notamment grâce aux apports des mesures Linky.

En ce qui concerne les bornes de recharge, de la même manière, mais avec moins de recul et moins de précision, un coefficient de foisonnement est utilisé par Enedis pour déterminer la puissance de raccordement d'un ensemble de bornes. Ce coefficient permet de tenir compte du fait que les recharges de véhicules ne démarrent pas de manière simultanée et que le niveau de charge initial des véhicules est différent d'un véhicule à l'autre. La [figure 13](#) montre la puissance appelée par trois points de charge délivrant la même puissance, à différents moments et pendant des durées différentes. Le coefficient de foisonnement utilisé par la profession aujourd'hui est de 0,4²¹. Il s'applique à la somme des puissances de chaque borne.

Au regard de l'expérience qui va s'accumuler en situation réelle, Enedis pourrait proposer à l'avenir de réévaluer ce coefficient de foisonnement pour limiter l'impact cumulatif des puissances de raccordement sur le dimensionnement du réseau.

Enfin, le véhicule électrique étant un usage « pilotable », une solution de pilotage local de la recharge peut être associée à

ce type d'installations dans le but d'optimiser davantage la puissance de raccordement et/ou la puissance souscrite.

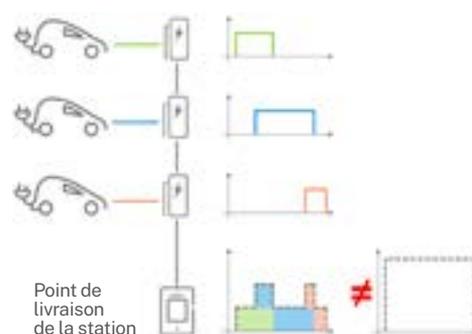
2.1.2.3.2. Enedis expérimente des solutions de raccordements adaptées à différents projets particuliers

Des solutions spécifiques ont été définies et mises en œuvre pour des projets particuliers. Elles constituent des pratiques transposables pour la suite du développement des infrastructures de recharge.

À titre d'exemples, on peut citer les projets suivants :

- le raccordement groupé permettant aux demandeurs une mutualisation des coûts au prorata des puissances demandées ;
- le projet FlexMobile d'un raccordement inférieur à la demande du client ;
- la connexion d'un dépôt de bus ;
- la connexion de bateaux à quai²².

Figure 13 : répartition de la puissance appelée par trois points de charge



Dans cette station de recharge, les conducteurs branchent leur VE à des instants différents. L'appel de puissance de la station de recharge n'est donc pas égal à la somme des puissances unitaires des bornes de recharge.

© Enedis

21. Coefficient préconisé par Enedis et la filière au travers de la fiche Séquelec, Dimensionnement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques dans les immeubles collectifs (IRVE).

22. La description de ces différentes expérimentations figure dans le document Enedis, Intégration de la mobilité électrique dans le réseau public de distribution ([Enedis, Rapport sur l'intégration de la mobilité électrique dans le réseau public de distribution d'électricité, novembre 2019](#)).

2.1.2.3.3. Enedis accompagne le raccordement des IRVE dans le résidentiel collectif

Levier majeur du développement de la mobilité électrique, l'équipement en bornes de recharge des résidences collectives comporte plusieurs variantes

En France, 44 % de la population habite au sein d'une résidence collective. La majorité des résidences collectives possède des parkings privatifs²³.

L'installation d'une infrastructure de recharge y est plus complexe qu'en habitat individuel : si les résidents peuvent faire valoir leur « droit à la prise » pour installer une infrastructure individuelle, en logement collectif, il est conseillé de dépasser l'initiative individuelle et de privilégier une installation collective et évolutive. Cela nécessite un processus de décision spécifique :

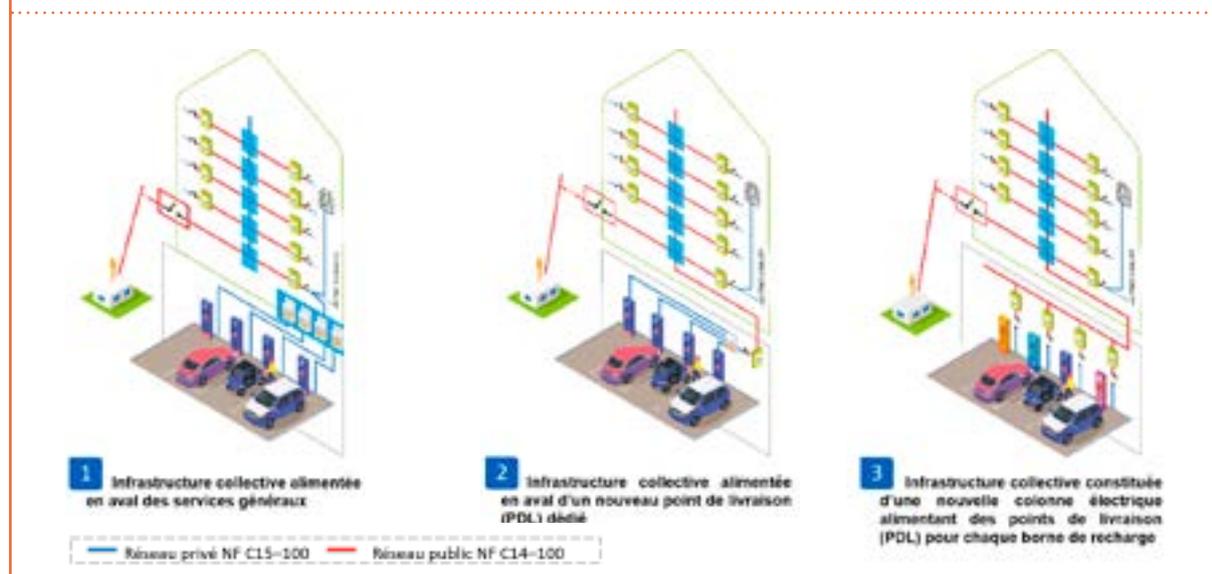
- Dans l'habitat social, le processus de décision relève du bailleur. La mobilité électrique peut apporter des solutions de mobilité aux locataires et permettre de mieux valoriser les places de parking parfois inoccupées.
- Dans une copropriété, l'installation d'une infrastructure collective de recharge passe par le processus de décision de la copropriété, lors d'assemblées générales annuelles. La copropriété doit choisir le type d'architecture et valider en assemblée générale le budget associé,

en fonction de plusieurs critères (propriété de l'infrastructure collective, modalités et coûts d'installation et d'utilisation, relation contractuelle éventuelle...).

Trois principales architectures techniques sont possibles pour alimenter des bornes de recharge en parking de résidence collective (elles sont illustrées en [figure 14](#)) :

- Le raccordement de l'infrastructure de recharge au commun de l'immeuble, dimensionné selon la capacité des communs. Le fournisseur d'énergie est alors celui des communs.
- La création d'un seul point de livraison depuis le réseau public de distribution, commun à toutes les bornes (« solution NF C15-100 »). Le fournisseur d'énergie, pouvant être différent de celui des communs, est le même pour l'ensemble des bornes.
- L'extension du réseau public de distribution (« solution NF C14-100 »), avec dérivation individuelle pour chaque borne : cette dernière configuration, également appelée « colonne horizontale », est donc constituée d'un ouvrage public de distribution électrique, dimensionné, exploité et dépanné par Enedis. Le comptage individuel par borne permet à chaque utilisateur de choisir son fournisseur.

Figure 14 : les trois principales architectures techniques d'alimentation de bornes de recharge en parking de résidence collective



23. Ministère de l'Écologie, rapport IRVE, juillet 2019.

Enedis est partie prenante de chacune de ces architectures et accompagne les résidences collectives ou leurs représentants (par exemple opérateur de recharge) quel que soit leur choix.

La réglementation évolue sur l'installation d'IRVE dans les copropriétés existantes, en permettant toujours l'exercice du droit à un raccordement individuel, mais en encourageant l'émergence de solutions collectives.

En France, plus de 180 000 copropriétés sont composées de dix logements ou plus, et disposent de parkings, représentant environ 7 millions de places de stationnement. Afin de développer et faciliter l'équipement en bornes de recharge des copropriétés, il existe plusieurs incitations et obligations réglementaires, parmi lesquelles :

- Le droit à la prise dans le cadre de la *loi d'orientation des mobilités (LOM)* : tout résident a le droit de doter sa place de stationnement d'une borne de recharge. La seule raison pour laquelle la copropriété peut s'y opposer est l'étude, le vote ou la présence d'une infrastructure collective au sein de la copropriété.
- Le vote d'une étude comparative des différentes solutions d'infrastructures collectives en copropriété dans le cadre de la LOM : les copropriétés ont l'obligation d'examiner en assemblée générale, avant le 1^{er} janvier 2023, l'opportunité de réaliser une étude portant sur l'adéquation des infrastructures électriques existantes aux équipements de recharge et des travaux éventuels à réaliser à cet effet.
- Le **préfinancement** de l'infrastructure collective dans le cadre de la loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience à ses effets.

La loi²⁴ a été promulguée en août 2021 et le décret d'application a été publié en octobre 2022, ce qui offre à la copropriété des solutions de préfinancement de son infrastructure collective. Si cette dernière est publique (solution C14-100, schéma n° 3 de la [figure 14](#)), le financement peut être « avancé » par Enedis qui est, pour cela, couverte par le TURPE sur la durée de vie de l'ouvrage. Si l'infrastructure est privée (solution C15-100, schéma n° 2 de la [figure 14](#)), les conditions d'un préfinancement peuvent être fixées par une convention conclue entre les copropriétaires et l'opérateur d'infrastructures de recharge.

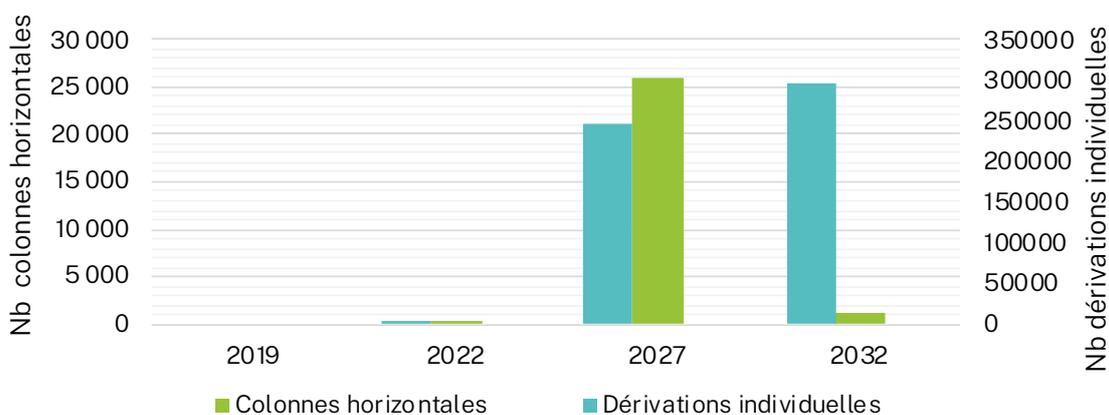
Enedis s'appuie sur son expertise pour répondre à ces nouvelles demandes

Dans le cadre de cette activité Enedis :

- S'adresse à de nouveaux types de clients ;
 - des opérateurs de recharge avec des volumes de demandes importants sur l'ensemble du territoire ;
 - des clients « copropriétés » peu connus d'Enedis, dont le besoin n'est pas complètement qualifié et qui attendent, en amont de l'assemblée générale, un éclairage impartial et neutre d'Enedis pour pouvoir trancher entre les solutions publiques et privées.
- Développe une solution nouvelle (colonne horizontale) tant sur les plans technique, qu'économique et opérationnel, pour desservir avec un ouvrage public de distribution le parking d'une copropriété.

24. Code de l'énergie, art. L353-12.

Figure 15 : scénario de référence - nombre annuel de créations de dérivations individuelles et de colonnes horizontales pour le raccordement des IRVE



© Enedis

- Prévoit un volume d'activité – déjà présent – en forte croissance sur les prochaines années (voir [figure 15](#)) :

- Des dizaines de milliers de copropriétés seront, dans les années à venir, amenées à s'équiper après s'être déterminées, entre les deux solutions existantes : solution privée C15-100 ou colonne horizontale C14-100. La répartition des choix qui seront faits entre ces deux solutions est naturellement incertaine, et Enedis, pour le scénario du PDR, a fait l'hypothèse d'un choix équilibré de 50% des copropriétés en faveur de la solution colonnes horizontales, en moyenne sur la période.

- Ce scénario décrit un développement des colonnes horizontales dès 2023, pour atteindre un pic d'environ 25 000 colonnes raccordées en 2027, suivi d'une baisse progressive à mesure de la saturation des parkings équipés. L'équipement de l'ensemble des places de parking dans le collectif s'étalera en fonction des demandes des utilisateurs et pourra correspondre à un pic d'environ 400 000 dérivations individuelles à l'horizon 2030.

Enedis s'est associée avec de nombreux acteurs des filières concernées

Enedis est aujourd'hui un partenaire reconnu et recherché par les clients, les acteurs privés et publics pour son expertise neutre et indépendante.

Enedis s'est associée dans le cadre de partenariats avec de nombreux acteurs de l'immobilier et des filières concernées pour notamment :

- Développer un accompagnement personnalisé pour tous les projets d'installations collectives de points de charge dans le résidentiel collectif.
- Établir des guides spécifiques destinés aux copropriétés, syndics, bailleurs ou promoteurs afin de les orienter dans leurs parcours et de leur permettre de comparer les différentes solutions possibles.
- Faciliter et réaliser les travaux pour ce qui concerne Enedis, en particulier l'extension du réseau de distribution dans les parkings chaque fois que cette solution a été retenue.
- Travailler avec les acteurs nationaux, notamment l'Avere et la *Plateforme automobile* (PFA), pour faire évoluer les textes réglementaires.
- Définir des mécanismes d'incitation.

Concernant les résidences collectives neuves, le pré-équipement en installations de recharge débute

La promotion immobilière intègre très progressivement la mobilité électrique dans ses projets. La loi prévoit ainsi un pré-équipement sous forme de fourreau de câbles. Par ailleurs, certains promoteurs font d'une offre mobilité électrique un caractère distinctif de leur projet : voitures en autopartage, option d'installation d'une borne pour les futurs acquéreurs.

2.1.2.3.4. Enedis accompagne le raccordement de points de charge très haute puissance pour les déplacements sur de longues distances

Depuis 2020, et plus encore en 2021 suite à une évolution de la réglementation (qui met en place une aide sous forme de subvention²⁵), les réseaux de bornes de recharge très haute puissance sont déployés rapidement sur les grands axes. Cette tendance va s'accroître au cours des prochaines années, du fait des évolutions technologiques (augmentation de l'autonomie des véhicules), de la poursuite des incitations économiques et réglementaires et des économies d'échelle (équilibre du prix thermique/électrique). Ainsi, les utilisateurs de véhicules électriques entreprendront de plus en plus de trajets longue distance.

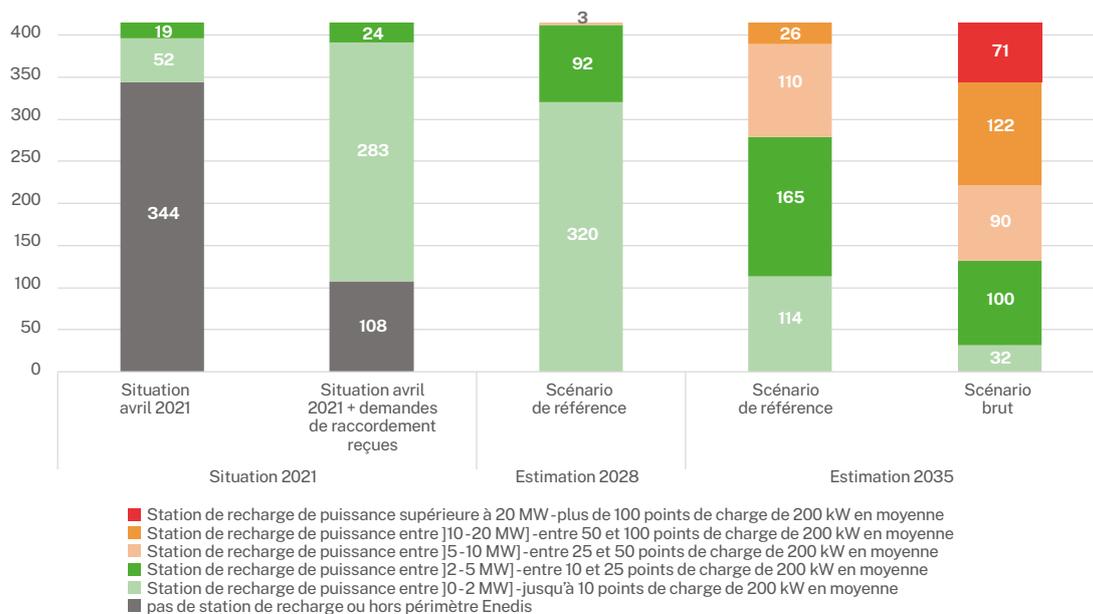
Enedis se prépare à ce déploiement massif pour les prochaines années. Pour cela, Enedis et RTE ont mené en 2020 une étude technico-économique visant à évaluer la demande prévisionnelle de recharge haute puissance pour les véhicules légers sur 415 aires d'autoroute et à estimer les coûts d'évolution des réseaux électriques nécessaires à l'accompagnement de cette demande électrique.

Les résultats de cette étude ont été rendus publics dans un rapport commun Enedis et RTE publié en juillet 2021 : Les besoins électriques de la mobilité longue distance sur autoroute ([Enedis et RTE, Les besoins électriques de la mobilité longue distance sur autoroute, juillet 2021](#)).

En ce qui concerne l'évaluation de la demande prévisionnelle de recharge haute puissance, l'étude met en évidence les principaux résultats suivants (voir [figure 16](#)) :

- À l'horizon 2028, la demande devrait rester inférieure à 2 MW pour 75 % des aires (320), soit 10 points de charge hypothétiques de 200 kW.
- À l'horizon 2035, la puissance totale installée des stations de charge sur autoroute est estimée entre 2 GW et 5 GW en fonction des scénarios étudiés. Cela correspond à une puissance moyenne par aire comprise entre 4 MW²⁶ et 12 MW, avec des disparités très importantes d'une aire à l'autre. Dans le scénario « haut » regroupant les hypothèses de stress pour le réseau, 32 aires (sur 415 étudiées) présenteraient une puissance inférieure à 2 MW, et 71 aires une puissance supérieure à 20 MW.

Figure 16 : résultats de l'étude commune d'Enedis et RTE –évaluation de la demande prévisionnelle de recharges haute puissance sur 415 aires d'autoroute

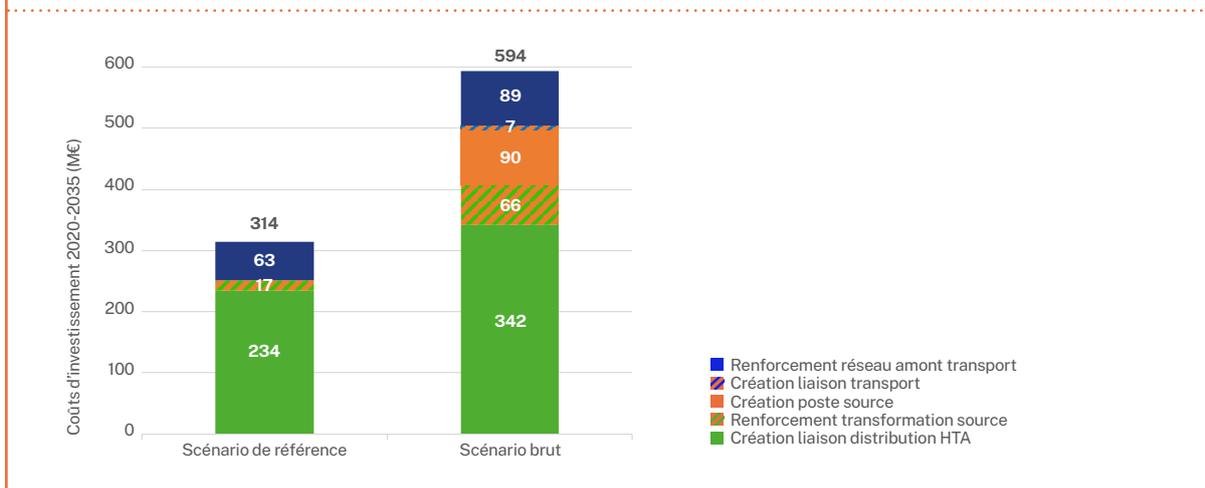


25. Décret n° 2021-153 du 12 février 2021 et arrêté du 15 février 2021.

26. Puissance horaire annuelle maximale atteinte pour le 30^e trafic horaire le plus important de l'année. Actuellement, les sociétés d'autoroute dimensionnent les stations essence en considérant que les aires d'autoroute seront en capacité de répondre aux besoins de recharge, sans délai d'attente excessif pour les automobilistes, toutes les heures de l'année, à l'exception des 30 heures les plus chargées de l'année. C'est cette hypothèse de dimensionnement électrique à la trentième heure qui a été retenue dans le scénario de référence de l'étude commune d'Enedis et RTE.

Figure 17 : résultats de l'étude commune d'Enedis et RTE – estimation des coûts d'évolution des réseaux électriques nécessaires à l'accompagnement de la demande électrique des recharges haute puissance sur les aires d'autoroute

© Enedis



Les réseaux sauront s'adapter aux besoins de recharge sur autoroute, sans impact majeur sur les trajectoires financières, ni défis techniques particuliers. Les coûts de développement des réseaux de transport et de distribution pour l'alimentation des stations de recharge sur autoroute sont estimés entre 300 M€ (configuration de référence) et 600 M€ (variante haute) d'ici 2035, ce qui représente entre 0,3 et 0,6 % des investissements planifiés par les GRD/GRT sur la période (voir [figure 17](#)).

Les coûts annoncés comprennent les coûts des réseaux HTB et HTA pour raccorder les aires de service (sans chiffrage d'un éventuel secours HTA qui serait demandé en complément), mais ils ne comprennent pas l'installation des infrastructures de desserte (IRVE) au sein de l'aire de service (dont le coût varie entre 2 et 3 M€ par aire). Cette étude sera à compléter par l'impact des besoins en recharge de la mobilité lourde.

2.1.2.4. Le pilotage de la recharge des véhicules électriques : une opportunité d'économies concrètes pour l'utilisateur final, un potentiel pour le réseau

La recharge pilotée engendre avant tout des économies pour l'utilisateur final : Enedis a produit, en décembre 2020, un rapport ([Enedis, Pilotage de la recharge de véhicules électriques, opportunité pour le consommateur et le réseau de distribution d'électricité, décembre 2020](#)) ; permettant d'appréhender les premiers ordres de grandeur des économies réalisées par le consommateur final grâce à un pilotage « simple », en particulier en réduisant sa demande de puissance de raccordement (et donc le prix de ce raccordement), ou en économisant sur le prix de la recharge au quotidien.

Le pilotage de la recharge des véhicules électriques devrait permettre également de réduire l'impact sur le système électrique (équilibre offre/demande national, notamment) et de diminuer le coût de renforcement des réseaux électriques. Il pourra offrir à ces véhicules la possibilité de participer à des réponses à d'éventuels appels d'offres de flexibilités émis par Enedis auxquels leur point de recharge serait éligible.

Enfin, avec le déploiement massif de production décentralisée, dans un certain nombre de situations, la recharge de véhicules électriques pourra se faire en fonction de la production éolienne et solaire. Plusieurs projets sont en cours pour apprécier la faisabilité technique : en lien avec les acteurs du marché, Enedis expérimente, dans les conditions réelles, la combinaison de la recharge avec les énergies renouvelables à l'échelle d'un site (autoconsommation individuelle) ou à l'échelle locale.

Enedis a également mené plusieurs études pour décrire ce que pourrait être l'optimum :

- Vu de l'utilisateur, divers avantages à une solution de couplage entre véhicule électrique et solaire photovoltaïque peuvent être identifiés, notamment sous l'angle financier de la diminution de la facture d'énergie.
- Vu du réseau, la situation est plus contrastée, car l'optimum trouvé localement peut s'éloigner de l'optimum global. Une synchronisation qui réduirait les flux de transit locaux pourrait aller à l'encontre d'une optimisation au niveau du réseau amont ou même du réseau proche (sur un autre départ BT, ou sur le départ HTA associé).

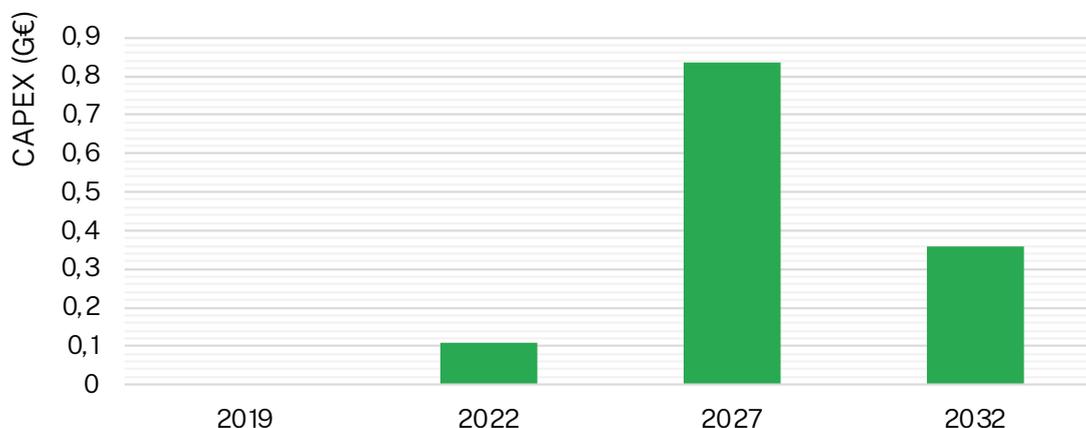
Aujourd'hui, pour Enedis, la synchronisation entre véhicule électrique et solaire photovoltaïque ne présente pas d'intérêt avéré pour le réseau de distribution. Cependant, Enedis souhaite continuer à examiner cette possibilité, tout en accompagnant sans délai l'attente sociétale de consommer de l'énergie verte et locale.

2.1.2.5. Synthèse des investissements pour l'intégration de la mobilité électrique

Le développement de la mobilité électrique a été intégré aux prévisions de ce PDR en se plaçant à l'horizon 2032 (voir [figure 18](#)). Cette première estimation est indicative et devra être régulièrement actualisée en fonction de multiples paramètres : développement effectif de la mobilité électrique, installation de nouveaux points de charge et de leur puissance, habitudes des consommateurs, etc.

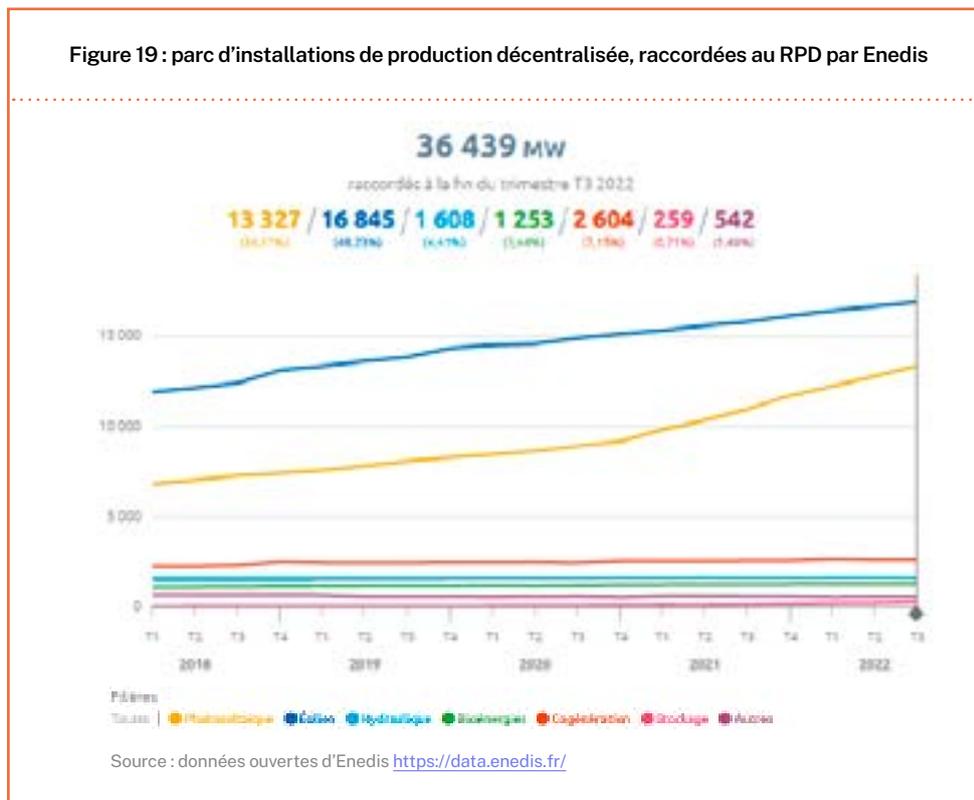
Les investissements prévus pour l'intégration de la mobilité électrique comprennent dans un premier temps la finalisation du raccordement des bornes publiques déjà bien engagée. Les investissements augmentent ensuite fortement en raison du développement du raccordement des installations de recharge en résidentiel collectif par la solution colonne horizontale (avec une hypothèse de répartition de 50 % en moyenne sur la période pour cette solution face à la solution privée alternative). Un pic d'investissements est prévu autour de l'année 2027, avec le raccordement de plus de 25000 colonnes horizontales au réseau géré par Enedis (voir [2.1.2.3.3](#)). Par la suite, une fois les immeubles collectifs équipés de colonnes horizontales, les investissements décroîtront et seront principalement consacrés à la construction des dérivations individuelles demandées par les clients au fur et à mesure de leurs besoins. Ainsi, le nombre de dérivations individuelles à construire, actuellement à un stade émergent, passera dans les projections à 250000 en 2027, puis connaîtra un pic à 400000 en 2030 pour revenir à 300000 en 2032.

Figure 18 : trajectoires des investissements annuels prévus pour l'intégration au réseau de la mobilité électrique ; raccordement des IRVE (milliards d'euros)



© Enedis

Figure 19 : parc d'installations de production décentralisée, raccordées au RPD par Enedis



2.1.3. Les EnR : un important volume déjà raccordé, et une prévision ambitieuse fondée sur la PPE qui nécessite pour son raccordement une réflexion sur les mutualisations souhaitables et les flexibilités activables

Hors production hydraulique historique, des sites de production d'EnR ont commencé à se développer au début des années 2000 à des rythmes différents selon le type d'énergie et les incitations réglementaires. On a vu, par exemple, à partir de 2005, une forte accélération des poses de panneaux photovoltaïques sur les toitures résidentielles, avec un pic à plus de 100 000 raccordements annuels, tandis que, depuis 2010, l'éolien a pris une place plus importante avec des installations de tailles croissantes. De plus, depuis quelques années, des sites solaires de grande taille sont en cours de déploiement et la puissance de la production photovoltaïque devrait devenir majoritaire à court terme.

Cet historique de raccordement déjà ancien a permis l'industrialisation des processus de connexion des différents types d'EnR. Enedis dispose désormais d'une solide expérience dans ce domaine et continue de proposer des offres de

raccordement à moindre coût (ORR) pour répondre aux nouvelles demandes. Les méthodes de définition de l'ORR sont détaillées au paragraphe 5.3.1.

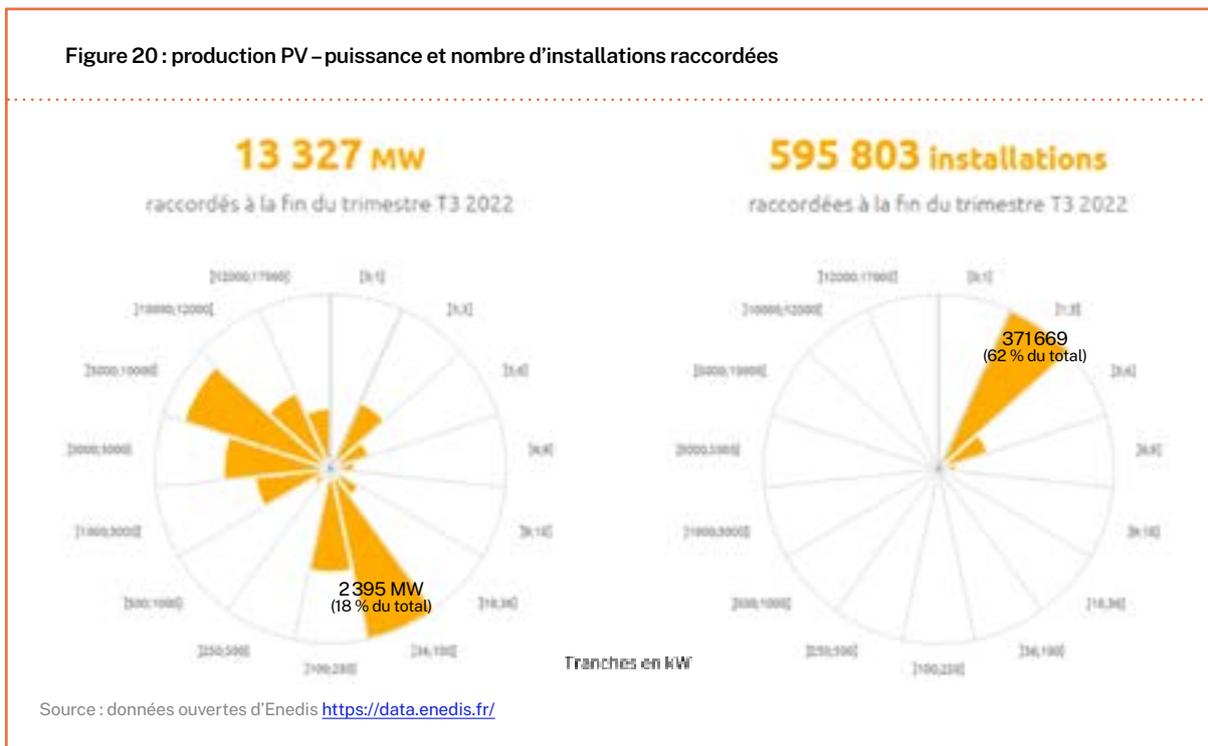
Un état des lieux des raccordements des producteurs est proposé (2.1.3.1) pour avoir une vision générale des enjeux réseaux liés à cet usage. Dans l'optique de l'arrivée massive des producteurs prévue dans le scénario de référence du PDR fondé sur la PPE (2.1.3.2), l'approche unitaire classique de l'ORR est complétée par une analyse plus globale du potentiel de développement de la production décentralisée (2.1.3.3) ainsi que par des réflexions portant sur l'utilisation de flexibilités (2.1.3.4).

2.1.3.1. Sites de production EnR raccordés au réseau de distribution : état des lieux et typologie des raccordements

État des lieux général de la production raccordée

Fin 2021, près de 34 GW de capacités de production décentralisée sont raccordées au réseau de distribution géré par Enedis. Les filières de production majoritaires sont le photovoltaïque (12 GW) et l'éolien (16 GW) (voir figure 19).

Figure 20 : production PV – puissance et nombre d’installations raccordées



© Enedis

Les installations de production photovoltaïque présentent une grande variété de niveaux de puissance :

- Les panneaux PV installés sur les toitures de maisons individuelles, typiquement de 1 à 6 kW. Cela représente plus de 400 000 installations raccordées sur le réseau par Enedis (voir [figure 20](#)).
- Des installations PV de taille moyenne, par exemple sur des ombrières de parkings ou sur des infrastructures telles que des fermes, des hangars ou des magasins, typiquement de 36 à 250 kW.
- Des installations HTA au-delà de 250 kW, typiquement des parcs solaires de plusieurs MW.

Les installations de production éolienne ont généralement une puissance de raccordement importante, compte tenu de la puissance unitaire d'une éolienne (1 à 3 MW) et du fait que ces raccordements peuvent correspondre à des parcs regroupant plusieurs éoliennes (voir [figure 21](#)).

Typologie des raccordements de sites de production

Selon la puissance installée, ces installations de production sont raccordées :

- Sur les réseaux BT : ce qui correspond principalement au raccordement diffus des panneaux PV, pour une puissance totale raccordée de 6 GW.
- Sur les réseaux HTA, pour les installations de plus de 250 kW : cela correspond aux installations de production éolienne et aux grands parcs PV, pour une puissance totale raccordée de 28 GW.

L'étude de raccordement permet de déterminer l'offre de raccordement de référence. Qu'il s'agisse de raccordements sur le réseau BT ou HTA :

- Soit ce nouveau producteur peut être raccordé sur un départ existant alimentant des clients consommateurs et/ou producteurs, ce qui peut nécessiter dans certains cas le renforcement d'une portion du départ et/ou du transformateur amont pour qu'il puisse accueillir les nouvelles installations de production.
- Soit il doit être raccordé sur un nouveau départ, c'est le cas principalement pour les producteurs dont la puissance de raccordement est importante par rapport aux tranches de puissance admissible par niveau de tension de raccordement.

Dans les deux cas, l'ajout d'une installation de production sur le réseau de distribution peut nécessiter d'augmenter la capacité technique du réseau de distribution et de transport via une mutation de transformateur HTB/HTA (c'est-à-dire le remplacement d'un transformateur existant par un transformateur de capacité plus importante), ou une création de transformateur au poste de transformation HTB/HTA, la création d'un nouveau poste HTB/HTA, voire le renforcement ou la création de lignes HTB. Les renforcements et créations d'ouvrages font l'objet d'un dimensionnement répondant au besoin de l'ambition régionale de moyen terme définie par le préfet et portée par les *schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables* (S3REnR), décrits au [2.1.3.3](#).

Pour répondre à des besoins spécifiques dans des zones géographiques où des regroupements de projets significatifs de production décentralisée se développent, il est fréquent

de recourir à des créations de postes sources justifiées uniquement par de la production au moment de leur mise en service. C'est le cas par exemple du site de Faux-Fresnay et ses quatre postes sources, inaugurés début octobre 2021 dans la Marne et équipés de douze transformateurs HTB/HTA qui permettent d'accueillir 400 MW de production éolienne.

Bien qu'elles aient été dédiées à l'évacuation de production lors de leur création, les infrastructures décrites ci-dessus n'ont pas vocation à le demeurer à moyen/long terme : des travaux de restructuration ou le raccordement de clients consommateurs sur la zone pourraient par la suite bénéficier de ces réseaux initialement construits pour répondre à une arrivée massive de production. Le réseau public de distribution étant conçu comme un optimum collectif au service de tous les utilisateurs, on ne peut viser à l'émergence de portions de réseau qui seraient réservées à une catégorie précise d'utilisateurs.

Figure 21 : production éolienne – puissance et nombre d'installations raccordées au réseau géré par Enedis

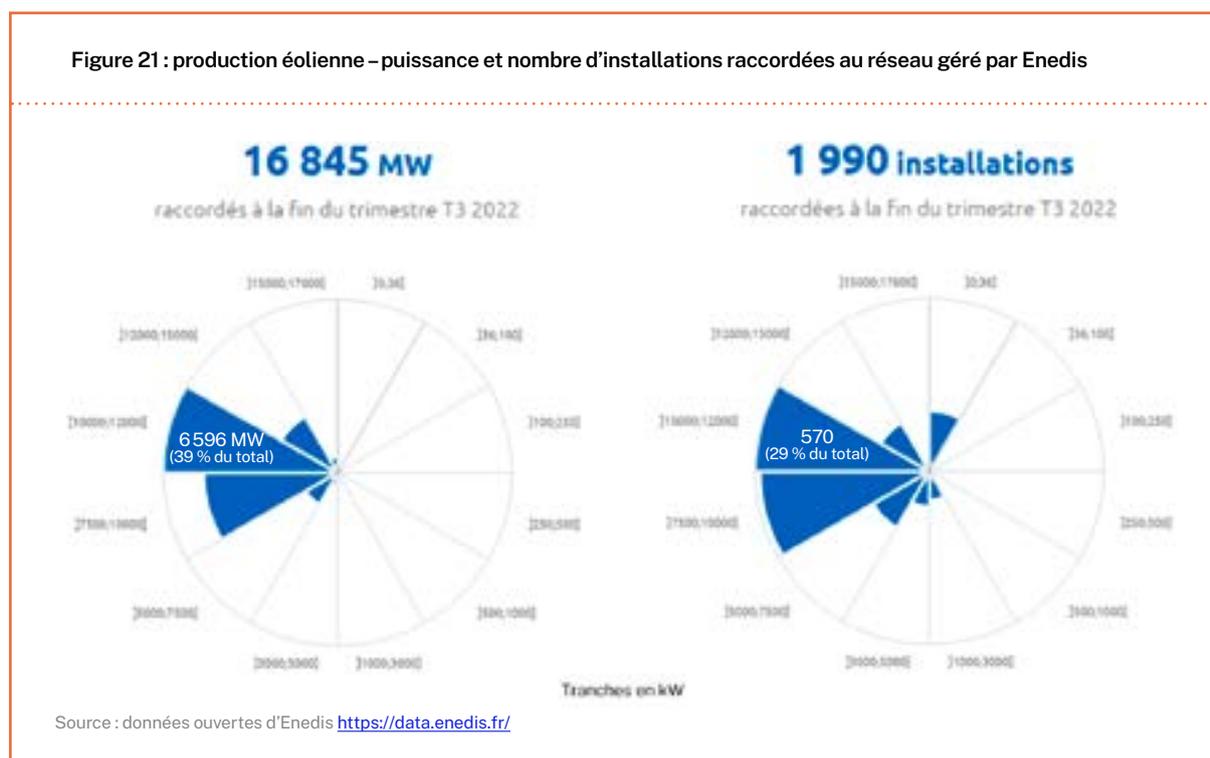
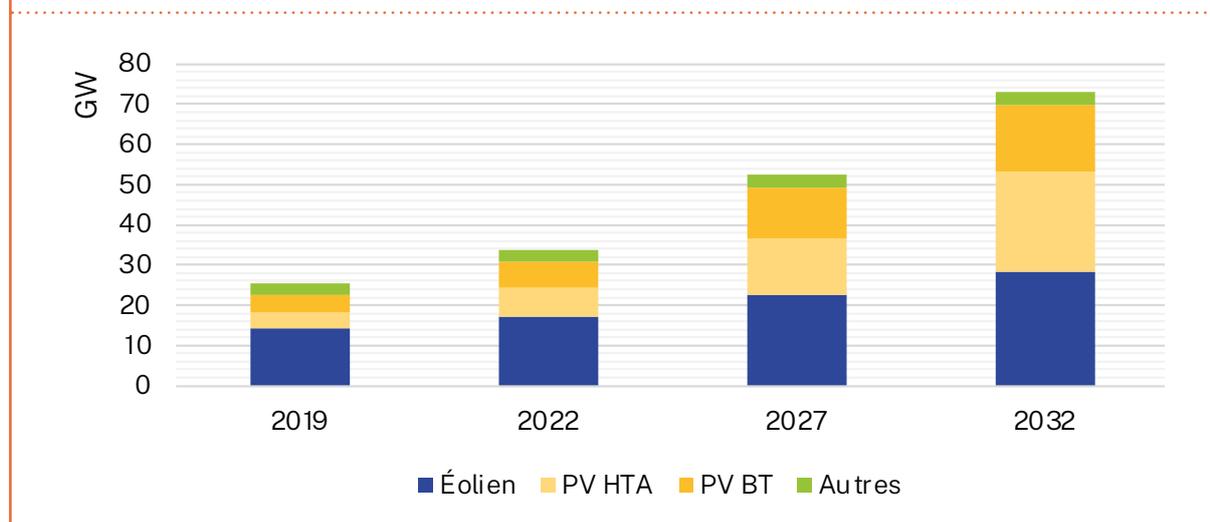


Figure 22 : scénario de référence – production EnR cumulée raccordée



2.1.3.2. Un scénario de référence fondé sur les ambitions de la PPE : Enedis a la capacité de raccorder les EnR pour atteindre ces objectifs

La PPE prévoit, sur les dix ans de ce programme (2019-2028), une augmentation de la puissance installée, tant dans le domaine du solaire que dans celui de l'éolien :

- La puissance photovoltaïque installée devrait augmenter pour passer de 9 GW à 44 GW en 2028 (objectif haut PPE), ce qui multiplierait la quantité produite, en proportion, de 8 TWh à 41 TWh.
- Concernant l'éolien terrestre, la puissance installée passerait de 15 GW à 35 GW et la production de 26 TWh à 60 TWh en 2028 (objectif haut PPE), soit 34 TWh supplémentaires injectés sur le réseau.

À titre d'illustration, l'ensemble de la production injectée sur les réseaux de distribution représenterait, en 2028, plus du quart de l'énergie appelée par les consommateurs sur le RPD.

Ces objectifs fixés par la PPE concernent le total des raccordements d'installations de production décentralisée en France : sur le réseau de transport (RTE) et le réseau de distribution (Enedis et les ELD). Une mise à l'échelle est nécessaire pour obtenir la part en puissance des producteurs raccordés sur le

réseau de distribution géré par Enedis par rapport à l'ensemble des producteurs raccordés aux réseaux de transport et de distribution y compris ELD. Il est important de noter qu'Enedis n'est pas concernée par le raccordement de toutes les filières renouvelables : l'éolien en mer sera raccordé au réseau de transport.

Le scénario de référence considéré par Enedis pour ce PDR concernant l'insertion de la production EnR, support des trajectoires d'investissements présentées au 2.1.3.7, est cohérent avec les ambitions de la PPE, avec quelques ajustements décrits au 1.6.3.2.

La puissance de raccordement des producteurs PV s'étalant de quelques kW en BT à plusieurs MW en HTA, une segmentation plus fine de la puissance totale attendue sur les réseaux de distribution est proposée en se basant sur la répartition par segment des raccordements récents ainsi que des demandes de raccordements en cours (voir figure 22).

Dans ce scénario, l'éolien terrestre présente un rythme de croissance constant de l'ordre de 1 GW/an pour atteindre 28 GW en 2032. Le photovoltaïque augmente quant à lui de façon soutenue, avec un parc raccordé au RPD d'une capacité passant de 14 à 42 GW en 10 ans, constitué d'un grand nombre de raccordements en basse tension, dans la gamme de puissances comprises entre 100 kVA et 250 kVA.

Deux points d'attention sont à signaler quant aux déformations possibles du scénario retenu pour ce PDR :

- L'arrêté dit « S21 » du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite, entre autres, par les installations PV implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière, a fait évoluer la réglementation tarifaire²⁷. Cela favorise le développement des installations PV de puissances inférieures à 500 kW. Un raccordement en HTA étant plus coûteux pour le producteur (qui ne bénéficie pas de la réfaction sur son poste HTA/BT et son tronçon BT), la plupart des demandes de raccordement suite à l'arrêté S21 restent dans la gamme BT de puissances inférieures à 250 kW. La conséquence est donc une répartition des installations solaires à raccorder en BT qui évolue vers des puissances moyennes plus élevées que précédemment, positionnées dans la gamme 36-250 kW. Cette évolution nécessite un temps d'observation pour confirmer s'il s'agit d'un phénomène durable, susceptible d'impacter sensiblement les coûts d'insertion dans le réseau (voir [1.6.3.2](#)).
- Le contexte géopolitique est également à surveiller (proposition européenne *REPower EU*, par exemple).

Le scénario affiché n'est qu'une trajectoire prévisionnelle de référence, Enedis sait être agile autour des volumes annoncés

Le scénario retenu dans le PDR donne une trajectoire de référence qui permet la préparation du distributeur en termes

d'effectifs, de matériels, de prestataires, et d'investissements. Enedis s'adaptera ensuite aux évolutions de cette cible, au fur et à mesure qu'elle se précisera, puis une fois les demandes concrètes de raccordement matérialisées. Les années 2020 et 2021 sont un exemple de cette adaptabilité constante aux tendances constatées, puisque Enedis a su être au rendez-vous d'une augmentation très nette et rapide des volumes à raccorder. Ainsi, 3,7 GW de nouvelles installations de production EnR ont été raccordées au réseau géré par Enedis, en 2021, pour une moyenne annuelle de nouvelles installations raccordées de 2,2 GW sur la période 2017/2020. De plus, Enedis a été en mesure de raccorder 34 000 nouvelles installations de production en 2020, dans un contexte de crise sanitaire, et 61 000 en 2021 alors que les nouveaux raccordements n'étaient encore qu'à une hauteur de 22 000 installations pour l'année 2017.

Si le réseau et l'organisation d'Enedis savent s'adapter avec agilité à un rythme accru de demandes de raccordement, de nouvelles questions techniques se posent (en lien, entre autres, avec les tensions hautes et le plan de tension, voir [chapitre 5](#)), et par ailleurs, les capacités d'accueil au poste source et côté RTE peuvent rencontrer des situations de saturation, avec des questions de mutualisation des coûts et des échelles de temps pour la réalisation du renforcement qui ne sont plus les mêmes. Aussi, des échanges renforcés sont-ils nécessaires entre les gestionnaires de réseau transport et distribution et l'ensemble des acteurs pour rechercher un optimum collectif.

27. Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du Code de l'énergie et situées en métropole continentale.

2.1.3.3. Les S3REnR : des outils de planification stratégiques pour assurer l'insertion des EnR à coûts maîtrisés

Les schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR) sont des outils au service de la transition énergétique, objets de larges échanges et approuvés par le préfet de région, qui coordonnent l'intégration des EnR aux réseaux électriques tout en préservant la sûreté du système et en optimisant le développement, l'utilisation et les coûts d'infrastructure qui permettent leur raccordement.

Les principaux objectifs des S3REnR sont :

- Planifier le développement des réseaux de transport et de distribution nécessaire à l'accueil des énergies renouvelables sur un horizon de temps et un territoire donnés.
- Mutualiser les coûts pour favoriser l'émergence d'installations d'énergie renouvelable dans des zones où les coûts de raccordement seraient trop importants pour un seul porteur de projet.
- Donner aux acteurs une visibilité à moyen terme sur une partie des coûts et des délais de raccordement.

Principe de mutualisation d'investissement : les S3REnR permettent une répartition des coûts des ouvrages entre les producteurs et la collectivité

Les producteurs contribuent au développement des ouvrages nouvellement créés à travers la quote-part²⁸ du schéma. Ceci permet de mutualiser les coûts entre tous les acteurs (producteurs) régionaux, d'une part en donnant de la visibilité à moyen terme sur les coûts et d'autre part en promouvant une égalité d'accès au réseau sur une partie des coûts de raccordement.

Ainsi, les S3REnR permettent la mutualisation d'une partie des coûts de raccordement aux réseaux, afin de faire porter à l'ensemble des porteurs de projets EnR (hors exonération) une partie des coûts associés au raccordement de leurs projets, là où ces coûts seraient trop importants pour un seul porteur de projet.

Les S3REnR, des outils de planification de réseau établis par RTE en accord avec les GRD

Le S3REnR a pour objet de définir les investissements à prévoir sur une partie structurelle des réseaux électriques et leur mode de financement, afin de permettre le raccordement des productions d'énergies renouvelables attendues sur la prochaine dizaine d'années dans chaque région administrative. Il réserve à cette fin des capacités de raccordement sur le réseau pour les productions d'électricité d'origine renouvelable. Conformément à la loi, ce schéma est établi par RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, en accord avec les gestionnaires du réseau de distribution d'électricité, dont Enedis.

L'objectif d'un schéma est ainsi de s'assurer que le réseau puisse accompagner le développement des énergies renouvelables pour les dix ans à venir, en cohérence à la fois avec les orientations de l'État, de la Région et des gisements de nouvelles installations de production d'énergies renouvelables, tout en tenant compte des enjeux environnementaux.

Méthodologie d'élaboration du schéma d'une région

Le S3REnR est établi sur la base d'une capacité globale de raccordement²⁹ fixée par le préfet de région, conformément à l'article L.321-7 du Code de l'énergie. Cette capacité est fixée en s'appuyant sur la programmation pluriannuelle de l'énergie, le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) élaboré par la Région et la dynamique des demandes de raccordement attendue.

Un recensement et une analyse des potentiels de développement des énergies renouvelables sont engagés, en lien avec les acteurs locaux de l'énergie (porteurs de projets, services de l'État, gestionnaires de réseaux de distribution...), dès l'élaboration ou la révision du schéma. Cette analyse permet de définir une répartition géographique des capacités de raccordement de réseau à développer et à réserver pour accompagner ce développement.

28. La quote-part unitaire représente le coût des investissements des ouvrages (de transport et de distribution) nouvellement créés dans le cadre du S3REnR, ramené au MW créé. Chaque producteur EnR souhaitant se raccorder dans le cadre du schéma doit payer sa quote-part, ce qui permet de financer ces ouvrages en mutualisant les coûts entre les producteurs.

29. Puissance cumulée qui, par l'approbation du S3REnR, sera réservée pour raccorder les EnR au réseau électrique sur la maille géographique couverte.

ENCART PÉDAGOGIQUE XI

L'avenir du raccordement des EnR dans les régions : des évolutions réglementaires et de processus nécessaires pour accompagner l'accélération du développement des raccordements

Depuis les introductions législative et réglementaire des principes de S3REnR, respectivement en 2010 et 2012, des schémas ont été élaborés et mis en œuvre dans les régions permettant le raccordement d'environ 10 GW de production d'énergie renouvelable. Les schémas de chaque région, les dispositions réglementaires et les processus techniques et opérationnels des gestionnaires de réseau ont régulièrement évolué au fil du temps pour apporter des améliorations aux dispositifs et accompagner le contexte de développement des EnR.

Afin d'être au rendez-vous des objectifs de la transition énergétique, les révisions de schéma en cours ou menées depuis 2019 intègrent déjà des augmentations significatives des capacités réservées au développement des EnR par ces schémas, en identifiant les évolutions structurantes des réseaux qui sont nécessaires à leur accueil.

Cependant, dans un contexte d'accélération pour plusieurs années du développement et du raccordement d'installations de productions renouvelables, de nouvelles améliorations du dispositif des S3REnR sont aujourd'hui requises concernant : la méthode d'élaboration des schémas ; les procédures d'instructions administrative et environnementale lors de l'élaboration et de la mise en œuvre des travaux sur les réseaux publics ; l'anticipation des évolutions des réseaux ; les méthodes et choix techniques de dimensionnement des réseaux ; la maîtrise des coûts collectifs du développement des réseaux, etc.

Autant de sujets qui font l'objet de discussions, en particulier entreprises dès le début de l'année 2022 dans le cadre du groupe de travail « Raccordement » piloté par la *Direction générale de l'énergie et du climat* (DGEC), entre les différents acteurs du système électrique. Plusieurs mesures ainsi concertées nécessiteront des évolutions législatives et réglementaires.

Le réseau cible au périmètre de la région est ensuite défini : la projection de cette répartition de puissance sur les réseaux existants permet d'en déterminer l'incidence sur les réseaux. Un processus collaboratif et itératif mené avec RTE permet alors de définir les investissements nécessaires pour les postes sources (existants ou à créer) d'Enedis, dans la recherche d'une solution technique représentant un bon optimum technico-économique pour la collectivité :

- Dans certains cas, la solution technique la plus pertinente, du point de vue à la fois du réseau de transport et du réseau de distribution, peut être établie sans ambiguïté.
- Dans d'autres situations, plusieurs solutions dignes d'intérêt mais présentant des caractéristiques sensiblement différentes peuvent mener à la construction de plusieurs scénarios de raccordement.

Le projet de S3REnR issu des gisements déclarés fait ensuite l'objet d'une consultation afin d'informer et de

recueillir les avis sur les solutions proposées. Dans ce cadre, une concertation préalable du public au titre du Code de l'environnement ainsi qu'une consultation des parties prenantes au titre du Code de l'énergie sont organisées.

À l'issue de ce processus, la quote-part unitaire régionale est approuvée par le préfet de région.

Mise en œuvre et vie du schéma une fois approuvé

Le S3REnR est un schéma prospectif d'évolution du réseau électrique, qui repose sur une vision prévisionnelle du développement de nouvelles capacités de production. Il ne préjuge pas de la décision qui sera effectivement prise de réaliser ou non les projets d'installation de production d'énergie renouvelable. Des dispositifs existent donc pour permettre des réajustements localisés de l'évolution des réseaux au fil des demandes de raccordement concrétisant l'avancement des projets d'installations.

2.1.3.4. Les leviers de flexibilité permettent de favoriser le raccordement des EnR

La valeur des flexibilités locales est significative en ce qui concerne la thématique des énergies renouvelables :

- Le projet REFLEX vise à augmenter la capacité d'accueil de la production EnR des postes sources en tenant compte du foisonnement des producteurs et en ayant recours à la limitation ponctuelle de production (on peut aussi parler d'écrêtement). Une description de ce levier est proposée dans l'[encart pédagogique XIII](#) : Le projet REFLEX. Ce levier conduirait à une économie totale pour la collectivité estimée à 250 M€ à l'horizon 2035, soit 30 % d'économie sur les ouvrages considérés.
- L'**offre de raccordement alternative (ORA) à modulation de puissance au bénéfice des producteurs HTA** est une alternative à l'ORR, permettant d'optimiser les travaux d'adaptation du réseau en contrepartie d'écrêtements ponctuels de production. Une description de ce levier est proposée dans l'[encart pédagogique XII](#) : L'ORA à

modulation de puissance pour producteur. Ce levier, bien que significatif, n'est pas quantifié, en attente d'une meilleure évaluation lors des mises à jour ultérieures du PDR.

2.1.3.5. Leviers techniques favorisant le raccordement des EnR : seul le réglage du réactif HTA est pris en compte dans le PDR

Parmi les leviers techniques favorisant l'insertion des EnR présentés en [6.2](#), seul le réglage en réactif des producteurs HTA (consignes en $\tan(\varphi)$ ou loi $Q = f(U)$), industrialisé depuis plusieurs années, est pris en compte dans les trajectoires du PDR. Le réglage en réactif des producteurs BT, dont l'industrialisation devrait débuter au premier trimestre 2023, contribuera à la baisse des coûts unitaires d'insertion de la production BT et à l'augmentation de la capacité d'accueil (évaluée à 30 % de capacité d'accueil supplémentaire). Il sera pris en compte dans les trajectoires lors des mises à jour ultérieures du PDR. L'impact des autres leviers techniques, encore au stade d'expérimentation, sera réévalué au fur et à mesure de leur développement.

ENCART PÉDAGOGIQUE XII

L'ORA à modulation de puissance pour producteur

La réglementation impose la proposition au producteur d'une *offre de raccordement de référence* (ORR) dans laquelle Enedis garantit au producteur la possibilité d'injecter tout le temps à pleine puissance. Elle peut alors prévoir des travaux sur le réseau existant.

Désormais, un producteur EnR peut demander, en même temps que l'ORR, une « *offre de raccordement alternative (ORA) à modulation de puissance* » (selon la terminologie de l'arrêté), « *dont la puissance garantie en injection est inférieure à la puissance de raccordement demandée* ».

L'ORA à modulation de puissance permet d'optimiser les coûts et délais de raccordement en contrepartie d'écrêtements ponctuels de production dans la limite de 5 % du productible annuel et à condition de garantir en permanence au moins 70 % de la puissance de raccordement.

En pratique, cela permet de raccorder le producteur sur le réseau existant à proximité, plutôt qu'avec un nouveau départ créé depuis le poste source : l'offre est donc non seulement moins chère, mais souvent aussi plus rapide. L'économie globale pour la collectivité (et donc pour le producteur) des ORA à modulation de puissance pour les producteurs HTA pourrait atteindre, pour une cible d'environ 50 MW d'installations de production par an, 90 k€/MW, comme cela est indiqué dans le rapport Valorisation économique des Smart Grids ([Enedis et ADEeF, Valorisation économique des Smart Grids, 2017](#)).

Les ORA à modulation de puissance au bénéfice des producteurs EnR ont été autorisées par décret en mars 2020, dans des limites spécifiées par arrêté en juillet 2021, et font partie de la DTR d'Enedis depuis octobre 2021 pour les producteurs se raccordant en HTA. Elles peuvent être proposées à tout producteur qui en fait la demande.

ENCART PÉDAGOGIQUE XIII

Le projet REFLEX

Dans le cadre juridique actuel³⁰, les postes sources sont dimensionnés selon la somme des puissances installées des producteurs et la capacité de transformation est très rarement sollicitée à son maximum.

Enedis conçoit un nouveau design où les ouvrages sont sollicités plus souvent au maximum de leur capacité :

il s'agit de prendre en compte le foisonnement et ainsi rechercher un optimum économique en raccordant plus de producteurs sur un même ouvrage que ne le permettent les règles actuelles, même si cela amène à limiter ponctuellement leurs injections au cours des rares moments où la production effective dépasse les capacités d'évacuation des postes sources. L'appel au marché sera la voie privilégiée pour accéder aux flexibilités nécessaires : ces flexibilités marché concurrenceront l'écrêtement de production techniquement accessible, pilotable, à un coût encadré et maîtrisé qui est la solution de repli en cas d'appel au marché infructueux.

Cela permet d'augmenter les capacités d'accueil du réseau en complément du dimensionnement optimal mis en œuvre sur le réseau public de transport.

Ce projet baptisé REFLEX (REnouvelables et FLEXibilités) s'inscrit dans le cadre des S3REnR : le dimensionnement des ouvrages dits « mutualisés », car induits par un ensemble de producteurs, est optimisé à l'échelle de toute une région en usant d'effacements ponctuels de production.

SUR LE RÉSEAU ACTUEL

- 2,5 GW de capacité d'accueil supplémentaires pourraient être dégagés à court terme.

EN 2035

- L'économie cumulée pour la collectivité sur le RPD pourrait aller jusqu'à 250 millions d'euros.
- L'économie de coût sur les ouvrages considérés (la capacité de transformation des postes sources) s'élèverait à 30 %.
- L'effacement serait en moyenne d'au plus 0,06 % de l'énergie produite par les nouvelles installations raccordées.
- Dans une région à dominante photovoltaïque par exemple, à l'optimum économique, Enedis pourrait raccorder 50 % de plus de producteurs sur un même ouvrage qu'avec les règles actuelles.

À la différence d'une ORA à modulation de puissance, où le producteur optimise le coût de ses ouvrages propres, avec REFLEX, l'effacement d'un producteur bénéficiera à tous : c'est pourquoi les effacements de REFLEX seront indemnisés, alors qu'ils ne le sont pas pour une ORA, où le producteur est le bénéficiaire principal du gain obtenu lors du raccordement.

DANS LE CADRE DE L'EXPÉRIMENTATION

En vertu du dispositif de bac à sable réglementaire validé en juillet 2021, REFLEX est actuellement testé sur 10 postes sources des Landes et de la Somme : dans le périmètre de l'expérimentation, les producteurs bénéficient dès maintenant d'un raccordement dans le cadre de REFLEX. L'expérimentation REFLEX permet non seulement d'y dégager plus de 210 MW de capacité d'accueil pour les EnR, mais évite potentiellement en complément l'ajout ou la mutation de plusieurs transformateurs, lesquels pourront être transférés dans les autres postes de la région. Cette expérimentation est prévue pour durer 4 ans : si le retour en est positif, et si la réglementation évolue en ce sens, REFLEX sera généralisé à tous les S3REnR.

30. En l'absence de dispositions permettant des limitations de production pour le dimensionnement optimisé des ouvrages mutualisés du RPD.

ENCART PÉDAGOGIQUE XIV

Le développement de l'autoconsommation

L'autoconsommation se réfère aujourd'hui à deux dispositifs techniques et contractuels : l'autoconsommation individuelle et l'autoconsommation collective

L'AUTOCONSOMMATION INDIVIDUELLE : CONSOMMER L'ÉNERGIE RENOUVELABLE DE SES PROPRES MOYENS DE PRODUCTION

L'autoconsommation individuelle s'est développée massivement sous l'effet combiné de plusieurs inducteurs :

- l'augmentation des prix de vente de l'électricité (en incluant le coût des réseaux et les taxes) ;
- l'aspiration sociétale du « consommer local » et celle de « participer à la transition énergétique et à l'évolution du mix de production » ;
- les simplifications techniques et contractuelles déployées par Enedis (notamment grâce au compteur Linky, qui permet le raccordement sans ajout d'un second compteur) ;
- les subventions publiques nationales (tarif PV en obligation d'achat, appels d'offres autoconsommation...) ou parfois locales.

Si ce changement de mode de valorisation de l'énergie produite est susceptible de modifier les équilibres dans le financement des réseaux, il n'a en revanche aucun impact sur les capacités d'accueil et le dimensionnement à prévoir pour le réseau public. En effet, la position des compteurs, différente dans le cas d'autoconsommation, n'affecte pas les flux électriques. C'est le comportement des utilisateurs qui peut les modifier, qu'ils soient consommateurs, producteurs, ou autoconsommateurs. Par ailleurs, le dimensionnement du réseau doit tenir compte des diverses situations extrêmes rencontrées, qu'il s'agisse de périodes pluvieuses en hiver froid (le réseau doit fournir une consommation maximale) ou ensoleillées concomitantes au creux d'activité estival (le réseau doit alors accueillir une production locale maximale).

Pour dimensionner correctement le réseau, il est donc nécessaire d'améliorer la prévision locale du développement de l'ensemble des producteurs EnR (en BT et en HTA), qu'ils fassent indifféremment le choix d'une valorisation en autoconsommation ou en injection totale sur le RPD.

L'autoconsommation est donc, à date, neutre pour le dimensionnement du réseau public nécessaire à l'intégration des EnR. Des études pourront être menées dans le futur pour constater ou non d'éventuelles modifications du comportement des autoconsommateurs.

L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE : PARTAGER À PLUSIEURS UNE ÉNERGIE RENOUVELABLE PRODUITE LOCALEMENT

Depuis 2018, Enedis propose une offre permettant un partage des données pour gérer l'autoconsommation collective. Plus de 100 opérations d'autoconsommation collective ont été recensées en France à fin juillet 2022, soit 40 % de plus qu'en 2021 à la même période, ce qui illustre un intérêt sociétal croissant pour les circuits courts.

LINKY, PIERRE ANGULAIRE DE L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

À partir des courbes de charge relevées via le compteur Linky, il est possible d'affecter la part de production locale à chacun des participants selon les modalités qui ont été convenues en amont (les clés de répartition sont transmises à Enedis par un représentant de l'opération appelé « personne morale organisatrice »). Cette part de production dite autoconsommée est ensuite déduite par Enedis des données transmises au fournisseur d'électricité de chaque participant, et ainsi déduite de leur facture d'électricité. Chacun conserve le libre choix de son fournisseur d'électricité de complément.

LES ACTEURS DE L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

Les acteurs de l'autoconsommation collective sont :

- les consommateurs d'électricité ;
- les fournisseurs d'électricité ;
- les producteurs d'énergie renouvelable ;
- les responsables d'équilibre ;
- les personnes morales organisatrices.

>>>

>>>

Les projets d'autoconsommation sont très différents selon qu'ils sont montés pour partager une production entre plusieurs bâtiments appartenant à un même propriétaire à vocation individuelle (particulier, industriel, entreprise, collectivité locale) ou appartenant à plusieurs propriétaires (mix avec bâtiments publics, bailleurs HLM, résidences sociales...). Cependant, pour chaque projet, si les acteurs sont différents, Enedis reste un acteur central mettant à disposition les compteurs communicants, pierre angulaire de l'autoconsommation, et les données associées, en particulier la courbe de charge de ces clients et les calculs qui en sont issus.

L'IMPACT POUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Comme pour l'autoconsommation individuelle, l'autoconsommation collective est, à date, neutre pour le développement du réseau public nécessaire à l'intégration des EnR. Lorsque consommation et production sont synchronisées, l'autoconsommation collective vient réduire les flux sur le réseau. Mais celui-ci doit être dimensionné en tenant compte du cas où il y a simultanément un pic de production et un creux de consommation, et du cas où il y a un pic de consommation sans production. Des études pourront être menées dans le futur pour constater ou non d'éventuelles modifications du comportement des consommateurs bénéficiant de l'autoconsommation.

LES AUTRES FORMES D'AUTOCONSUMMATION

Les évolutions législatives et réglementaires devraient accélérer encore le développement de nouvelles formes d'échanges locaux d'énergie : éligibilité aux dispositifs de soutien EnR, élargissement du périmètre, ouverture à la HTA de l'autoconsommation collective, communautés d'énergie...

2.1.3.6. L'autoconsommation, un dispositif en émergence sans impact à date sur les investissements réseaux

Le réseau public de distribution est au service des adaptations de consommation liées à des objectifs sociétaux. Un particulier, une entreprise, une collectivité, une communauté énergétique, un écoquartier, peuvent par exemple adapter leur consommation en fonction d'une production EnR située à proximité. Des automobilistes peuvent synchroniser la recharge de leur véhicule électrique avec une production solaire photovoltaïque. Il s'agit, dans la plupart de ces cas, de modifier sa consommation pour favoriser l'autoconsommation (voir [l'encart pédagogique XIV](#) : Le développement de l'autoconsommation). Au service de ces adaptations de consommation, la valeur collective du réseau se concrétise sous trois formes :

- En premier lieu, pour pouvoir consommer de l'électricité locale et renouvelable, le réseau est nécessaire pour interconnecter le producteur et le consommateur et leur offrir, comme à tous ses utilisateurs, la possibilité d'échanger de l'électricité.
- De plus, le réseau permet la mise à disposition des données nécessaires à l'adaptation de la consommation à la production d'une installation. C'est le principe de l'autoconsommation collective : Enedis, en tant que gestionnaire de données, permet de certifier le volume d'énergie injectée par tel producteur sur un pas de temps donné, et le volume soutiré sur le même pas de temps par le consommateur.
- Enfin, l'infrastructure communicante du comptage Enedis, Linky et marché d'affaires, peut servir à mettre en place une synchronisation entre un producteur et un consommateur. Par exemple via l'utilisation d'heures creuses solaires ou des contacts virtuels de Linky.

Le PDR ne différencie pas l'impact des investissements liés à un développement futur de l'autoconsommation individuelle ou collective de celui lié au développement des capacités de production associées. L'autoconsommation est considérée comme neutre pour le développement de réseau (voir [l'encart pédagogique XIV](#) : Le développement de l'autoconsommation). Enedis suit de près ces évolutions et poursuivra, en cohérence avec leur trajectoire de déploiement, ses travaux visant à améliorer leur compréhension et à analyser leurs conséquences en termes de répartition des coûts du réseau de distribution³¹.

31. Un premier retour d'expérience a été partagé avec la CRE et publié dans sa consultation publique n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT), au titre 4.7.2.

2.1.3.7. Synthèse des investissements pour l'intégration des énergies renouvelables

La [figure 23](#) donne une vision des investissements prévus pour déployer les S3REnR et raccorder les producteurs individuels.

Les CAPEX liés à l'insertion des EnR sont en croissance sur la période, suivant notamment le nombre de raccordements des installations de production photovoltaïques. Les besoins d'investissement pour ces raccordements augmentent de 20 % en dix ans, et passent ainsi de 400 M€ en 2022 à 500 M€ en 2032. Cette trajectoire d'investissement résulte du chiffrage du scénario de référence de raccordement d'EnR du PDR (voir [2.1.3.2](#)), basé sur la PPE 2019. Les récentes évolutions dans ce domaine (publication du S21 en octobre 2021, projet d'accélération des EnR en cours) mèneront certainement à une réévaluation à la hausse de ces scénarios : Enedis saura s'adapter, et ces réévaluations seront transcrites dans une prochaine version de PDR.

Ces investissements contribueront significativement à l'accélération de la transition écologique.

2.1.4. Les enjeux du raccordement des clients consommateurs

2.1.4.1. 400 000 raccordements de clients consommateurs par an : un enjeu fort de performance et de simplification pour Enedis

Si la mobilité électrique et les développements des énergies renouvelables seront à l'origine d'une évolution des trajectoires d'investissements à venir, la desserte de l'ensemble des clients consommateurs reste au centre des actions d'Enedis, pour répondre à leurs besoins quotidiens dans les meilleures conditions de sécurité et de continuité de service.

À ce titre, Enedis raccorde tout nouvel utilisateur qui en fait la demande, que ce soit pour connecter des logements neufs ou de nouvelles entreprises. Le nombre des nouveaux points de livraison mis en service chaque année avoisine 400 000, ce qui correspond à une activité soutenue et nettement supérieure à celle observée dans les pays voisins, du fait de l'accroissement de la population et des activités économiques qui en découlent.

On distingue usuellement plusieurs types de raccordements pour la consommation d'énergie électrique :

- Le raccordement individuel de nouveaux utilisateurs résidentiels (des pavillons) ou de petites entreprises en basse tension, dont l'essentiel consiste en un branchement sur le réseau existant.
- Le raccordement d'immeubles collectifs qui desservent plusieurs logements (en moyenne une dizaine) ainsi que des locaux commerciaux en basse tension.
- Le raccordement en basse tension des entreprises de taille moyenne.

Figure 23 : trajectoire des investissements annuels prévus pour raccorder les producteurs d'EnR (milliards d'euros)

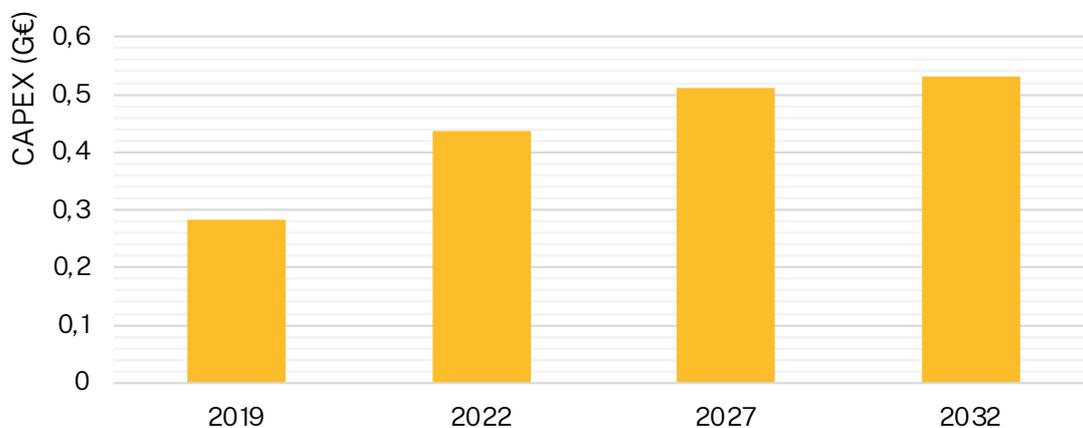
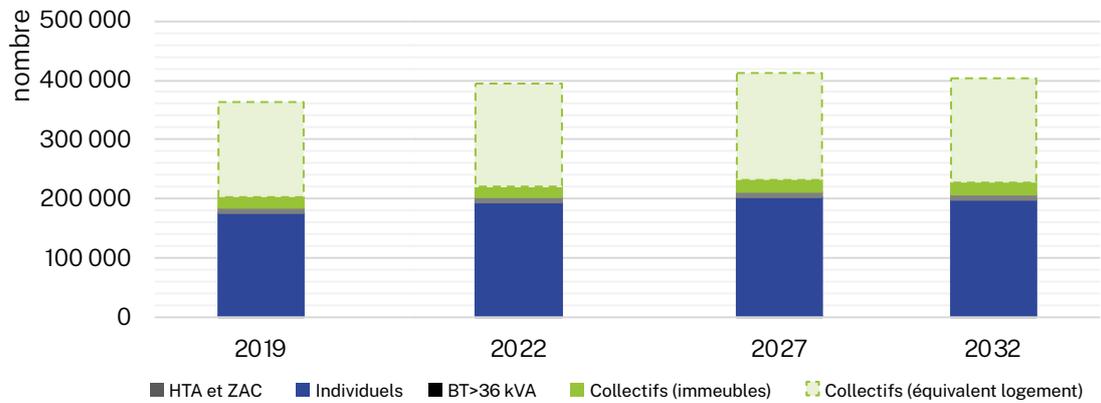


Figure 24 : scénario de référence - nombre annuel de clients consommateurs raccordés, par catégorie*



*La somme des nombres annuels de consommateurs raccordés en collectif (immeuble) et en collectif (équivalent logement) représente une estimation du nombre total de consommateurs raccordés en collectif.

© Enedis

- Le raccordement en HTA des entreprises industrielles ou tertiaires de taille plus importante.
- L'aménagement des zones d'aménagement concerté (ZAC).

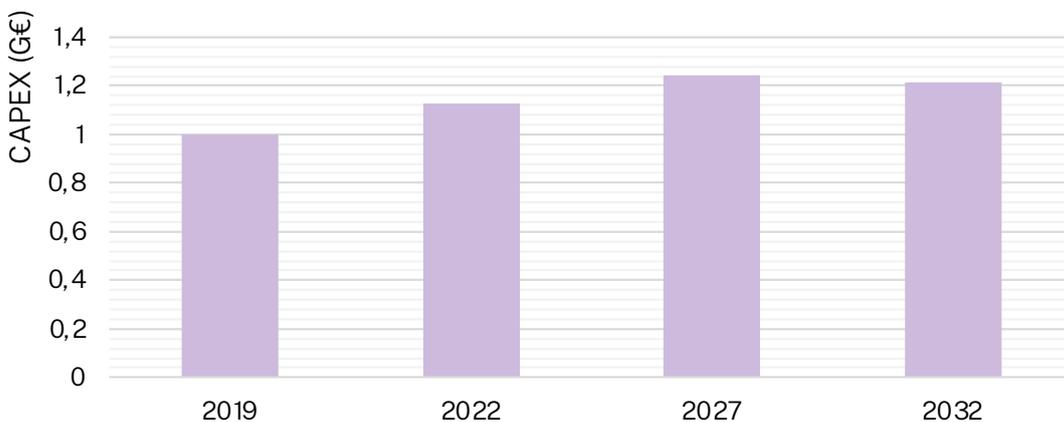
Ces différents types de clients induisent des modes de raccordement différents. Ceux-ci peuvent être standardisés, pour les plus nombreux, ou étudiés individuellement lorsque la puissance à raccorder dépasse 36 kVA ou nécessite une extension de réseau. Il en résulte une importante activité de construction de nouveaux ouvrages, qui constitue le premier poste d'investissement d'Enedis.

Le scénario de référence du PDR

Sur l'horizon temporel considéré dans ce plan de développement de réseau, Enedis prévoit une évolution annuelle du nombre de logements (individuels et collectifs) comparable aux rythmes actuels. Elle est la combinaison du ralentissement de la croissance démographique prévue par l'Insee et de la diminution du nombre moyen d'habitants par logement.

Le scénario de référence du PDR, illustré en [figure 24](#), fait donc l'hypothèse d'un nombre de raccordements identique à celui observé en moyenne au cours des années précédentes.

Figure 25 : trajectoire des investissements annuels prévus pour le raccordement des consommateurs hors mobilité électrique (milliards d'euros)



© Enedis

2.1.4.2. Les leviers de flexibilité activables pour les raccordements des consommateurs ne sont pas, à date, considérés par Enedis dans ce PDR

Lors de demandes de raccordement de consommateurs HTA ou BT (hors EnR et IRVE), en alternative aux ORR, le raccordement en ORA à modulation de puissance pourrait être proposé à des clients unitaires. Ces leviers de flexibilité sont encore au stade expérimental, pour circonscrire et valider les fondamentaux, notamment techniques et économiques.

Enedis voit, à date, le gisement cible comme modeste, dont la mise en œuvre nécessiterait par ailleurs de s'accompagner d'une évolution réglementaire et de dispositions évitant que l'ORA à modulation de puissance pour les consommateurs ne dévoie le principe de déclaration de la puissance de raccordement par le client.

2.1.4.3. Synthèse des investissements pour le raccordement des nouveaux consommateurs (hors mobilité électrique)

Les investissements de raccordement des nouveaux consommateurs (hors mobilité électrique) sont présentés en [figure 25](#).

Après la période courante, marquée par une forte dynamique de raccordements, les hypothèses de croissance à long terme conduisent à une stabilisation des CAPEX liés au raccordement des consommateurs à un niveau voisin de 1,2 milliard d'euros. La hausse de 2019 à 2022 est liée à la reprise économique post Covid, qui s'avère très dynamique.

ENCART PÉDAGOGIQUE XV

Performance énergétique des bâtiments

L'EFFET DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

La rénovation énergétique fait référence aux travaux sur un bâtiment existant visant à diminuer sa consommation énergétique. Des aides financières ont été mises en place par le gouvernement pour accompagner ces rénovations. En complément, la nouvelle réglementation environnementale (RE2020) a pour objectif de poursuivre l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments neufs, dans la continuité de la réglementation thermique (RT2012) précédente.

L'évolution des charges comprend à la fois les impacts à la baisse liés aux actions de réduction de la consommation énergétique, et les impacts à la hausse liés, entre autres, à l'électrification croissante des usages. C'est la réunion de ces deux tendances, ainsi que leur temporalité, qui détermine les éventuels besoins d'investissement sur le réseau. Les projections actuelles d'Enedis indiquent que la hausse des consommations d'électricité due à l'électrification des usages devrait être supérieure, à terme, à la baisse induite par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

ENEDIS ACCOMPAGNE LES TERRITOIRES POUR UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EFFICACE ET JUSTE

Enedis s'engage chaque jour au plus près des collectivités territoriales pour faire du réseau de distribution le moteur de la transition écologique grâce à un accompagnement neutre, transparent et concret. À ce titre, Enedis intervient directement, ou indirectement, via les fournisseurs d'énergie et de services, en tant que facilitateur et accélérateur de la rénovation. Enedis agit par ailleurs contre la précarité en lien avec les fournisseurs, notamment dans le cadre des enjeux concessifs métropolitains.

La participation d'Enedis au partenariat lancé par la Banque des territoires, rassemblant également l'État et GRDF, illustre cet engagement. Enedis contribue au développement du service d'intelligence artificielle, Prioréno, en tant que gestionnaire de données. Ce service accompagne les collectivités sur l'identification et la priorisation des actions de rénovation à réaliser.

2.1.5. Le renforcement du réseau

2.1.5.1. Décider d'un renforcement lié à l'évolution de la consommation nécessite l'évaluation de la croissance et de l'électrification des usages, d'une part, et de la maîtrise de la demande d'énergie d'autre part.

Les clients existants, raccordés au réseau de distribution, peuvent voir leur consommation d'électricité augmenter avec l'évolution générale de leur recours à l'électricité. L'utilisation croissante d'équipements électriques (la domotique, les objets connectés...) peut en être un des moteurs.

Par ailleurs, l'électrification des usages, destinée à diminuer l'empreinte carbone, implique elle aussi une augmentation progressive de la puissance électrique, appelée par les clients. Le transfert d'usage vers l'électricité est désormais encouragé, en particulier par le décret n° 2022-8 du 5 janvier 2022 relatif au résultat minimal de performance environnementale concernant l'installation d'un équipement de chauffage ou de production d'eau chaude sanitaire dans un bâtiment. Les pompes à chaleur, appareils performants sur le plan énergétique, se présentent aujourd'hui comme une solution de chauffage électrique compatible avec ces ambitions énergétiques. Ce développement des pompes à chaleur a un impact sur la demande de puissance des utilisateurs connectés au réseau électrique, d'autant plus que les performances sont moindres par temps froid. Le remplacement progressif des véhicules à moteur thermique par des véhicules électriques conduit également à accroître la consommation d'électricité sur les réseaux.

L'évolution progressive des charges et l'électrification des usages induisent ponctuellement des besoins d'adaptation des ouvrages, non générés par un nouveau raccordement. Ces adaptations consistent en la création de nouveaux ouvrages ou en l'augmentation de la capacité des ouvrages existants (par exemple en remplaçant un transformateur saturé par un autre transformateur de plus forte capacité).

Ces adaptations deviennent nécessaires pour les ouvrages dont les capacités seraient dépassées dans les situations de référence de diagnostic, reposant sur un scénario de fortes charges (voir paragraphe 5.3, qui décrit les scénarios de référence définis pour le dimensionnement des réseaux). La croissance naturelle des charges, intégrant un effet lié à des mesures de maîtrise de la demande (voir l'[encart pédagogique XV](#) : Performance énergétique des bâtiments), est prise en compte dans les études technico-économiques d'investissement, dans le but de définir des solutions pérennes.

ENCART PÉDAGOGIQUE XVI

Une flexibilité obtenue par appel au marché, c'est quoi ?

Il s'agit d'un service fourni au gestionnaire du réseau de distribution en réponse à un appel au marché :

- **Le GRD exprime la demande** : il analyse les contraintes du réseau et publie des opportunités de service de flexibilité (où, quand, combien de flexibilités).
- **Les acteurs de marché fournissent l'offre** : les agrégateurs recrutent des sites flexibles, et assemblent leurs flexibilités individuelles pour fournir le service de flexibilité attendu par le GRD. Des sites individuels peuvent participer s'ils peuvent, à eux seuls, fournir le service.

- Un contrat est signé quand l'offre des acteurs de marché répond au besoin technique du GRD et que la valeur escomptée du service, conjuguée avec le prix du service, conduit à une meilleure solution que les solutions « classiques » que le distributeur peut mettre en œuvre.

En temps réel, quand une contrainte apparaît sur le réseau, les agences de conduite régionales activeront le service de flexibilité en tant que de besoin.

2.1.5.2. Les leviers de flexibilité activables pour le report des renforcements liés à l'évolution de la consommation ont, à date, une valeur marginale

Cette partie analyse les différents leviers de flexibilités potentiels pouvant être mobilisés pour le report d'investissements liés à l'évolution de la consommation.

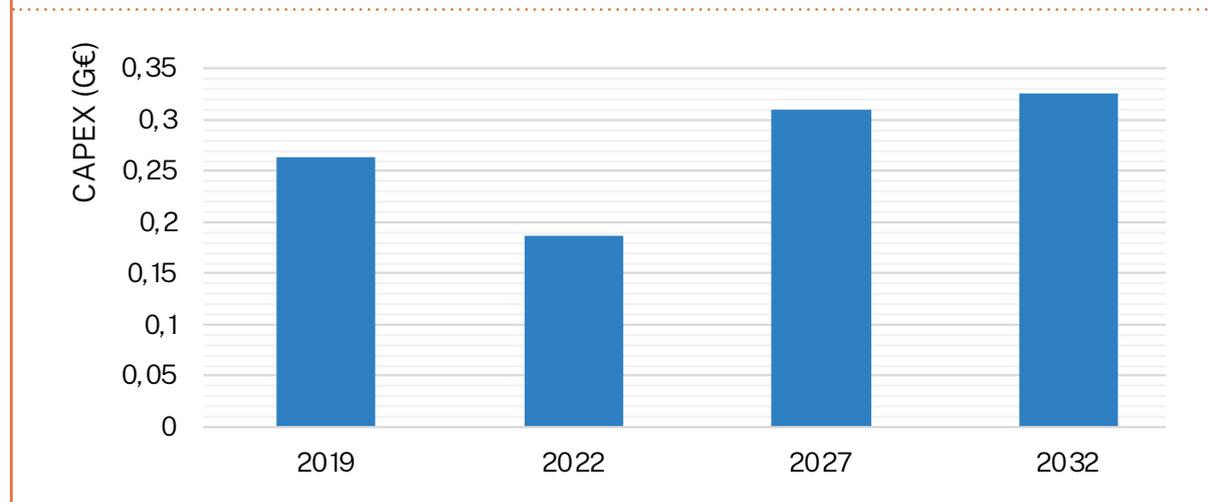
On identifie deux types de situations dans lesquelles des flexibilités en consommation peuvent intervenir :

- **Contraintes sur les postes sources et le réseau HTA** issues de l'évolution de la consommation locale. Dans le cadre des études délibérées (voir [5.3.2](#)), l'opportunité de recourir à des flexibilités est analysée de façon exhaustive depuis fin 2021 pour les affaires HTA et postes sources associées. Cette analyse, cherchant les situations où la flexibilité pourrait théoriquement être technico-économiquement intéressante par rapport à l'investissement (voir [l'encart pédagogique XXXIV](#) : Identification d'un gisement de flexibilité) montre le faible potentiel actuel de ces situations. Les opportunités

théoriques avec une flexibilité idéale sont transformées en cahier des charges de service de flexibilité réelle (fenêtre de temps, puissances, durée, localisation) qui inclut la propension à payer afférente. Elles font ensuite l'objet d'appels au marché. Un gain pour la collectivité existe si la demande d'Enedis, c'est-à-dire l'opportunité de flexibilité publiée, rencontre une offre d'acteurs de marché compatible en spécification et en prix. C'est le cas lorsque le service proposé par l'acteur a un prix inférieur à la propension de la collectivité à payer ce service. La différence entre les deux correspond alors au gain apporté par ce service à la collectivité. Une description rapide de ce levier est esquissée dans [l'encart pédagogique XVI](#) : Une flexibilité obtenue par appel au marché, c'est quoi ? Ce sujet est développé en partie [6.1.2](#), consacrée aux méthodes et à la mise en œuvre des flexibilités.

- **Contraintes sur les postes HTA/BT et le réseau BT** : comme évoqué au [2.1.4.2](#), la flexibilité pour le réseau BT relève encore de la recherche et développement et de démonstrateurs pour en circonscrire les modèles techniques et économiques, avec un potentiel réduit et lointain.

Figure 26 : trajectoire des investissements annuels prévus pour le renforcement du réseau (milliards d'euros)



© Enedis

2.1.5.3. Synthèse des investissements de renforcement

Les investissements de renforcement du réseau pour répondre à l'évolution des besoins sont présentés en [figure 26](#). Les investissements présentés sont ceux supportés intégralement par Enedis³², liés à l'évolution des soutirages et des injections.

Les CAPEX liés aux renforcements des ouvrages connaissent un point bas en 2022. En effet, les renforcements ont été en décroissance ces dernières années, principalement en raison d'un ralentissement observé de la croissance des consommations, voire d'une stagnation persistante. Ainsi, Enedis a été amenée à réviser à la baisse les taux de croissance de la consommation pris en compte dans les études sur les postes

sources. Il y a eu moins de créations de postes sources pour des besoins de renforcement. En parallèle, il y a eu plus de créations de postes sources liées au raccordement des producteurs dans le cadre des S3REnR. La décroissance des renforcements a également été observée sur les réseaux HTA, en raison de la diminution du nombre de départs HTA présentant des chutes de tension.

À l'horizon 2027, les besoins de renforcement sont prévus à la hausse, sous l'effet du développement des EnR et de l'électrification des usages, en particulier les installations de recharge de véhicules électriques et les pompes à chaleur. Cependant, cette croissance, qui comporte une marge d'incertitude dans son évaluation, restera maîtrisée, en particulier grâce au pilotage intelligent des recharges électriques et au foisonnement des usages.

32. Le plan de développement de réseau a vocation à présenter les investissements supportés par la collectivité en matière de réseau de distribution. Les modalités de répartition des financements des investissements n'y sont donc pas abordées. Des discussions sont menées à ce sujet dans d'autres cadres, en relation avec les parties prenantes d'Enedis, les utilisateurs du réseau, le régulateur et l'administration.

2.1.6. Hydrogène, intégration sectorielle : des pistes innovantes supplémentaires vers la réduction de l'empreinte carbone nationale, dont l'impact chiffré n'est pas isolé dans le PDR

2.1.6.1. Enedis au service du développement de la filière hydrogène

Enedis est au service du développement de la filière hydrogène dans les territoires, ce qui se traduit par deux types de raccordements dont la volumétrie à venir dépendra de la feuille de route nationale sur l'hydrogène (production d'hydrogène faiblement carboné voire décarboné, développement des mobilités légères ou lourdes à l'hydrogène) :

- Enedis raccorde les électrolyseurs au réseau public. Ce raccordement leur permet de choisir leur fournisseur d'énergie et de produire l'hydrogène à partir d'une source faiblement carbonée voire décarbonée, renouvelable, et disponible 24 h/24. Il leur permet également de valoriser leur flexibilité sur le marché de l'énergie et via les appels d'offres des gestionnaires de réseaux.

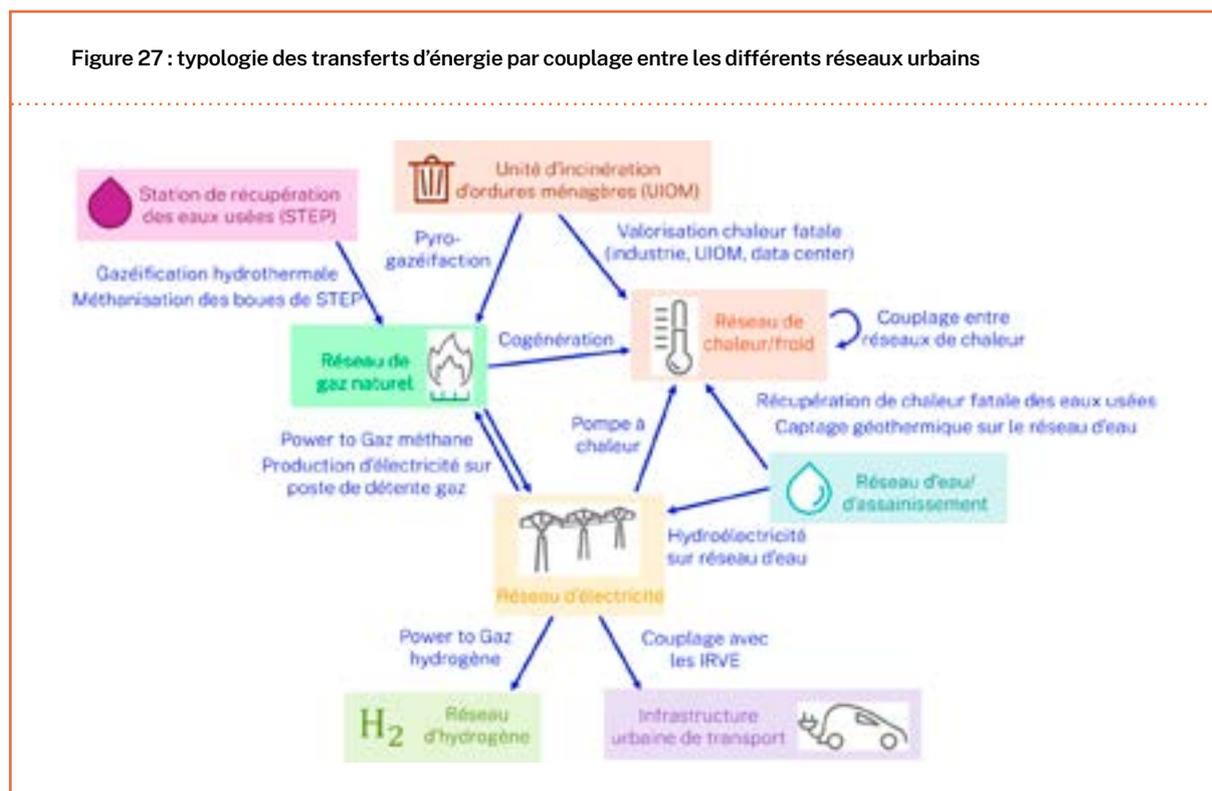
- Enedis raccorde également au réseau public les piles à combustible à hydrogène, y compris celles en cogénération chaleur électricité, ce qui leur permet d'accéder à leurs clients et de valoriser leur flexibilité, aussi bien sur le marché que via les appels d'offres des gestionnaires de réseaux.

Toujours dans le domaine de l'hydrogène, mais hors CAPEX et investissements et donc hors PDR, mais en lien avec la transition écologique, Enedis développe avec des partenaires industriels des groupes électrogènes zéro émission avec pile à combustible à hydrogène, qui sont des alternatives aux groupes électrogènes à moteur diesel utilisés lors d'incidents ou de travaux sur le réseau afin de réalimenter au plus vite les clients.

2.1.6.2. Enedis en accompagnement de l'intégration sectorielle en émergence chez les porteurs de projets

L'intégration intersectorielle (ou « *sector coupling* ») consiste à combiner plusieurs vecteurs énergétiques dans un but de synergies et d'optimisation des investissements et des consommations. L'ensemble des vecteurs énergétiques (électricité, gaz, hydrogène, chaleur, froid, eau, assainissement, déchets et transports) sont des composantes de l'intégration intersectorielle (voir [figure 27](#)).

Figure 27 : typologie des transferts d'énergie par couplage entre les différents réseaux urbains



Cette intégration intersectorielle peut contribuer à la décarbonation des infrastructures existantes via des finalités variées :

- Adaptation des usages pour optimiser les consommations d'énergie (en volume et en puissance) d'un vecteur vis-à-vis d'un autre réseau (flexibilités et pilotage d'usage – exemple stockage eau chaude pour réutilisation ultérieure).
- Amélioration de l'efficacité énergétique visant à limiter les pertes intrinsèques à chaque vecteur énergétique par une utilisation pour un autre vecteur (récupération d'énergie fatale par exemple).
- Optimisation de l'utilisation des ressources locales (y compris des réseaux) dans une perspective de diminution globale des investissements collectifs, en recherchant la meilleure combinaison entre différents vecteurs énergétiques.

Ce « couplage » entre énergies peut être réalisé à différentes échelles locales : au sein d'un étage, d'un bâtiment, d'une ville ou à une échelle régionale. Il peut prendre la forme d'une politique énergétique locale ou passer par des technologies (stockage d'eau chaude, pompe à chaleur hybride).

Le réseau électrique est nécessaire pour assurer le fonctionnement des matériels pour les autres fluides énergétiques. Il est vecteur de couplage avec d'autres énergies, via la production de gaz lorsqu'elle s'appuie sur l'électricité (« *power to gas* ») ou la production d'électricité à partir de gaz (« *gas to power* »), la production de chaleur ou de froid lorsqu'elle s'appuie sur l'électricité (« *power to heat* » et « *power to cold* ») ou encore la production d'hydrogène par électrolyse.

Enedis a déjà participé à des opérations d'intégration intersectorielles à la maille d'un quartier, et continue de le faire. À titre d'exemple, à Nice, la zone d'aménagement concerté Méridia (24 hectares, 520 000 m² constructibles) sera alimentée par un réseau de chaleur/froid utilisant le potentiel géothermique de la nappe alluviale du Var grâce à des pompes à chaleur eau-eau. Des panneaux photovoltaïques couplés avec des batteries complètent l'installation. La zone disposera de 1,6 km de réseau géothermique et de 5,6 km de réseaux chaud et froid. Elle sera ainsi alimentée par 82 % d'énergies d'origine renouvelable ou de récupération pour le chaud et 78 % pour le froid.

Ces opérations pourraient permettre l'identification de potentiels gains collectifs d'investissements, tout en veillant à leur conformité à la stratégie nationale bas carbone.

Ainsi, Enedis continuera à être partenaire de projets multi-énergies qui présenteront un bilan positif en termes de coût pour la collectivité et d'émissions de gaz à effet de serre.

Enedis développe le réseau public de distribution pour accompagner la transition écologique au service des projets des collectivités et des acteurs privés, décideurs de leurs choix énergétiques. L'intégration intersectorielle peut, dans certains cas, apporter une optimisation dans les investissements, par exemple au moment de la conception ou de la rénovation énergétique d'un bâtiment ou d'un quartier en permettant une diminution des besoins en puissance de raccordement au réseau électrique et, par conséquent, le report d'éventuels renforcements.

Pour autant, cette optimisation devrait rester le résultat d'une opportunité locale, sans modifier en profondeur la dynamique de croissance du réseau public de distribution d'électricité.

Hydrogène et intégration sectorielle ne sont pas différenciés et chiffrés isolément dans le PDR, les volumes d'investissement qui les concernent sont compris au sein des volumes globaux de raccordements.

2.1.7. Enedis innove pour accroître son efficacité lors de la création de nouveaux postes sources

La création d'un poste source, en étroite collaboration avec RTE, est un renforcement de réseau majeur au niveau des investissements, qui vient répondre à de multiples enjeux de contraintes, d'accueil de raccordements à venir, et proposer de nouveaux schémas d'exploitation potentiels. Environ dix nouveaux postes sources sont créés chaque année, et la tendance prévue est à l'accélération, notamment en lien avec l'accueil des EnR.

En vue de répondre à ce plan d'investissement ambitieux, Enedis met en œuvre deux programmes innovants :

- **Le Poste Source Express**, innovation industrielle, permet un raccordement plus rapide des producteurs comme des consommateurs. Fondé sur un système de modules préconçus, il permet de diviser par deux le temps de construction (environ une année de travaux plutôt que deux) et notamment de répondre ainsi plus rapidement aux demandes de raccordement des producteurs.
- **Le programme d'industrialisation des postes sources**, démarré en 2022. Avec un impératif de standardisation sur tout le territoire, ses objectifs principaux sont de :

- maîtriser les coûts ;
- maîtriser les délais ;
- garantir la capacité des équipes Enedis et de ses prestataires à réaliser ces travaux dans un contexte d'activité dense.

2.2. Enedis fait aussi évoluer le réseau pour répondre à la réglementation et aux demandes des tiers, hors raccordement

Au-delà des demandes de raccordement d'utilisateurs, en soutirage ou en injection, et des renforcements de réseau, qui ont été examinées au [2.1](#), Enedis est aussi amenée à modifier certains ouvrages électriques en raison de demandes concernant notamment l'intégration des ouvrages dans l'environnement ou le respect de la réglementation. Les principales actions d'Enedis pouvant en découler sont décrites ci-après.

2.2.1. Enedis procède à des modifications d'ouvrages impulsées par les développements économiques locaux, lors de constructions et de travaux

Des déplacements d'ouvrages peuvent être demandés par des collectivités territoriales lors de modifications de la voirie entraînant des modifications de tracé des ouvrages qui y sont implantés, par exemple à l'occasion de travaux d'aménagement urbain, de construction de lignes de transport (tram, métro, bus électrique, bus à haut niveau de service), de travaux routiers ou autoroutiers...

Des modifications d'ouvrages peuvent également être demandées par des tiers (particuliers, entreprises ou collectivités), généralement à l'occasion de construction, de destruction ou de réhabilitation de bâtiments. Il peut s'agir de modifications de branchements ou de modifications de réseaux. Dans ce cas, une participation aux travaux est facturée.

En général, on observe une corrélation importante entre les volumes de travaux correspondant aux déplacements ou modifications d'ouvrages et l'activité de construction ou les grands projets des régions ou des métropoles.

2.2.2. Les autorités concédantes investissent avec Enedis pour l'amélioration esthétique de l'intégration des ouvrages dans l'environnement

Comme cela a été décrit au paragraphe [1.4](#), les autorités concédantes sont, sauf choix contraires, maîtres d'ouvrages pour les travaux d'amélioration esthétique des ouvrages existants.

Les travaux prévus à ce titre par les autorités concédantes peuvent consister à déposer des fils nus BT, ce qui contribue également à l'amélioration de la qualité d'alimentation. Enedis et les autorités concédantes partagent l'ambition

d'avoir déposé la quasi-totalité des fils nus BT à l'horizon 2035. Les conventions « Article 8 » contractualisées entre les autorités concédantes et Enedis précisent les conditions de dépose de fils nus BT associées à la contribution financière, généralement de 40 %, apportée par le concessionnaire.

2.2.3. Illustrations d'autres actions d'Enedis en réponse à la réglementation ou aux attentes de tiers

Les domaines couverts sont vastes ; on peut citer à titre d'exemple :

En lien avec sa responsabilité sociétale d'entreprise (RSE), Enedis vise l'exemplarité (ce point est développé au [chapitre 7](#)). Elle mène par exemple des actions de décontamination d'ouvrages contenant de l'amiante et construit des dispositifs de capture des huiles sous les transformateurs. Ces actions sont réalisées chaque année pour diminuer progressivement les risques associés pour la santé ou l'environnement.

En lien avec le développement du territoire, des actions sont menées sur les réseaux exploités par Enedis, par exemple à l'occasion du déploiement de la fibre et du très haut débit qui, dans les zones rurales ou périurbaines, sont installés sur les supports des réseaux de distribution.

En lien avec les exigences réglementaires, deux exemples illustrent quelques-unes des actions menées par Enedis :

- Dans le domaine DT-DICT (*déclaration de projet de travaux – déclaration d'intention de commencement de travaux*), Enedis s'est lancée depuis de nombreuses années dans des opérations de fiabilisation de sa cartographie, destinées à faciliter la localisation et la détection des ouvrages situés sous la voirie et susceptibles d'être impactés par des travaux d'autres utilisateurs du sous-sol.
- Dans le domaine de la limitation des surtensions pour respecter les limites réglementaires, Enedis a mis en place de nouvelles politiques techniques. (voir l'[encart pédagogique XVII](#) : MALTEN : mise à la terre du neutre).

Bien que ces programmes soient appelés à se terminer au cours de la prochaine décennie, ils auront encore pendant quelques années un impact significatif et mobilisent une partie des investissements du distributeur.

ENCART PÉDAGOGIQUE XVII

MALTEN : mise à la terre du neutre

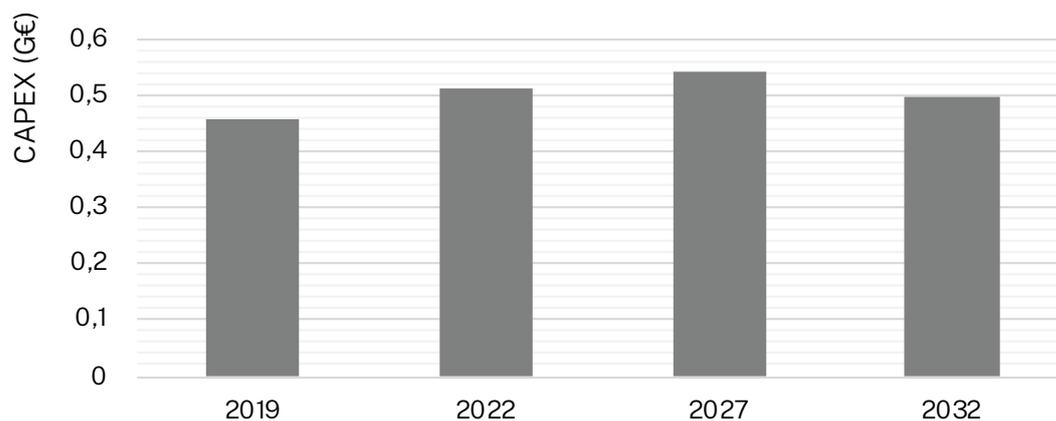
L'évolution du contexte réglementaire en 2001 a imposé aux distributeurs de limiter les surtensions sur le réseau BT et télécom, afin de garantir la sécurité des personnes et des biens.

La maîtrise de cette surtension est directement liée à la maîtrise du courant de défaut en cas d'incident homopolaire HTA (défaut entre une ou plusieurs phases et la terre, ou une masse métallique mise à la terre) sur le réseau aérien notamment. En outre, le développement rapide du câble souterrain HTA a entraîné une augmentation du courant de défaut monophasé par son effet capacitif, et le régime de neutre HTA historique (neutre impédant) ne permet plus de maîtriser ces surtensions.

Une nouvelle politique technique en la matière a alors été mise en œuvre en introduisant une solution dite « neutre compensé », qui consiste à mettre le neutre HTA à la terre par une impédance de compensation associée à un système d'accord automatique qui compense le courant capacitif du réseau.

Le programme *mise à la terre du neutre* (MALTEN) a été lancé en réponse à cet enjeu. Ce programme implique des passages en système de neutre compensé pour un certain nombre de transformateurs HTB/HTA : ce sont des travaux en postes sources. Ces travaux nécessitent également une adaptation du plan de protection du poste source et des travaux sur le réseau HTA, notamment l'adaptation des détecteurs de défaut (en neutre compensé, le courant de défaut est moins élevé et donc plus difficile à détecter).

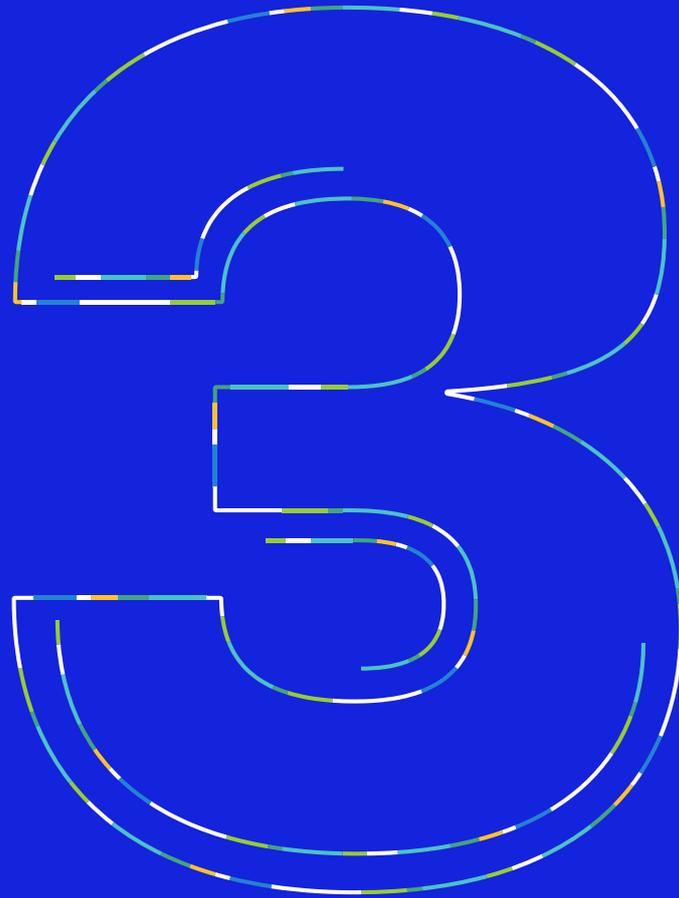
Figure 28 : trajectoire des investissements annuels prévus en réponse à la réglementation et aux demandes des tiers (milliards d'euros)



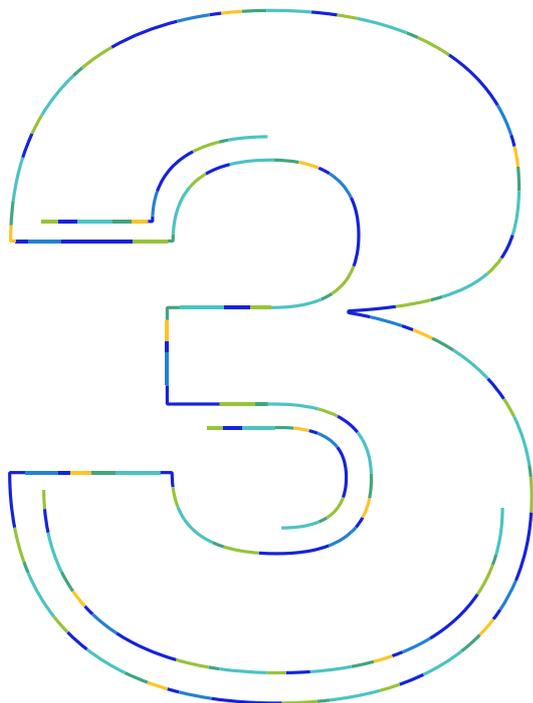
2.2.4. Synthèse des investissements liés à l'évolution du réseau en réponse à la réglementation et aux tiers

Le graphique [figure 28](#) agrège les différentes actions citées plus haut, dont les montants sont variables d'une année sur l'autre en fonction des demandes externes.

Les montants d'investissement liés à la réglementation et aux demandes de tiers sont globalement stables autour de 500 M€. Les demandes faites par les tiers pour des modifications d'ouvrages sont liées à l'activité économique. Elles sont corrélées aux demandes de raccordement de consommateurs, avec quelques variations conjoncturelles, pouvant être liées à de grands projets d'aménagements urbains ou à des événements importants.



**Enedis investit pour
garantir la performance
du réseau dans la durée**



La qualité de l'alimentation électrique, c'est-à-dire la performance du réseau, est perçue par les utilisateurs à travers la continuité d'alimentation, les coupures d'alimentation, et, à un degré moindre, à travers le niveau de la tension délivrée. Les interruptions programmées, parfois nécessaires pour réaliser des travaux d'amélioration sur les ouvrages, sont à distinguer des interruptions intempestives, c'est-à-dire les pannes qui peuvent éventuellement survenir sur les différents composants des réseaux.

En termes de durée de coupure, le niveau de fiabilité moyen du réseau géré par Enedis est proche de 99,99 % : le réseau de distribution, construit et amélioré au fil des décennies depuis l'invention de l'électricité, rend aujourd'hui le service attendu par ses utilisateurs de manière quasi invisible.

Si la desserte peut être assurée en continu et à ce niveau de performance, c'est avant tout grâce au pilotage en temps réel du réseau, à la conduite et à l'exploitation, aux politiques de modernisation du réseau pour en augmenter la résilience (3.2) et la fiabilité au quotidien (3.3)

3.1. Enedis fait évoluer la conduite du réseau et l'infrastructure numérique

Les activités liées à l'exploitation des réseaux

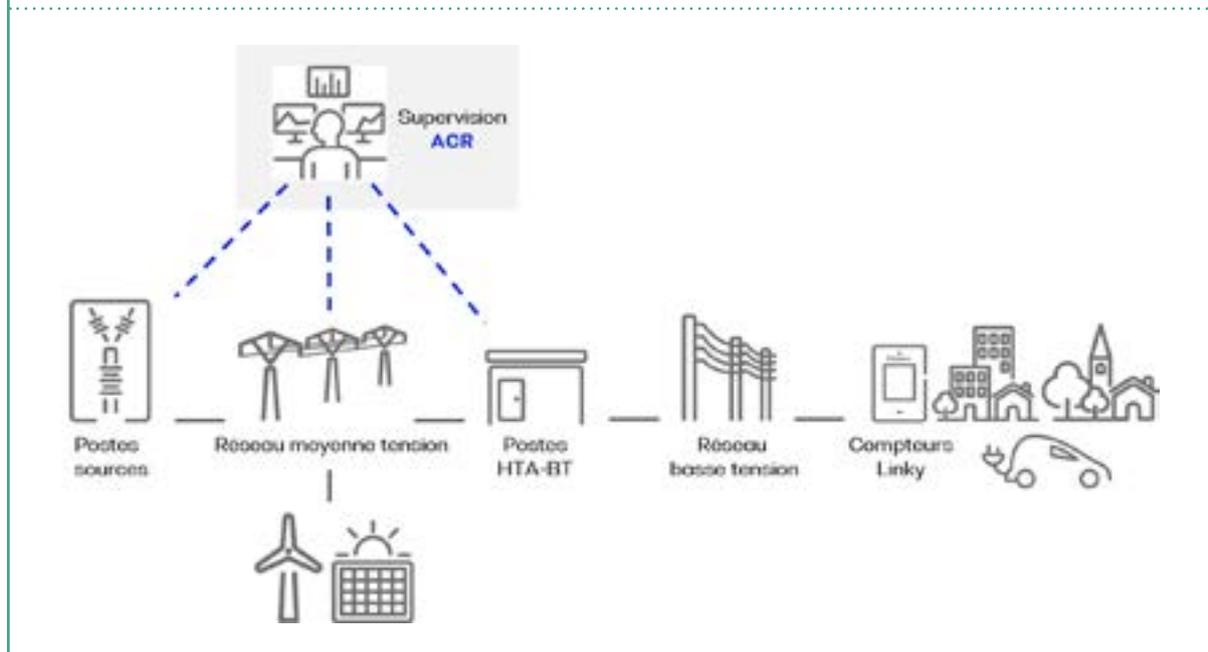
Au sein de l'exploitation des réseaux, l'organisation d'Enedis distingue les métiers d'exploitation proprement dite et de conduite. Le métier d'exploitation des réseaux consiste à intervenir physiquement sur les réseaux et à coordonner l'accès aux ouvrages, tandis que la conduite recouvre une surveillance à distance et un pilotage centralisés. Plus précisément :

Exploiter les réseaux consiste à :

- Intervenir sur les réseaux pour les dépanner en cas d'incident.

- Gérer et coordonner l'accès aux ouvrages dans le respect de la sécurité des biens et des personnes.
- Assurer la mise en sécurité lors des phases de maintenance ou de réparation.
- Mettre en œuvre, le cas échéant, des moyens de réalimentation.
- Activer si besoin les moyens exceptionnels d'intervention (FIRE) et les coordonner, etc.

Figure 29 : illustration relative au pilotage du réseau



© Enedis

Conduire les réseaux consiste par ailleurs à :

- Surveiller les réseaux sur la base des données d'observation en temps réel et des résultats des outils de simulation (prévision de consommation et de production, calcul des flux prévisionnels sur les réseaux...).
- Se coordonner avec la conduite du réseau de transport et des réseaux des ELD, mais aussi avec les clients selon les règles d'exploitation établies.
- S'adapter aux conditions constatées ou prévisionnelles pour tenir compte des aléas ou des conditions particulières d'exploitation. Cela peut consister par exemple à procéder à des manœuvres sur les réseaux permettant de modifier temporairement leur topologie (modification du départ ou du transformateur HTB/HTA alimentant une zone de consommation par exemple).

Les postes sources et les réseaux HTA sont exploités et conduits au sein des agences de conduite régionales

Le pilotage des réseaux et postes sources est assuré en continu par les *agences de conduite régionales* (ACR).

Celles-ci gèrent les flux sur les ouvrages HTA, c'est-à-dire les postes sources, les réseaux HTA souterrains et aériens, ainsi que les postes HTA/BT. Leur rôle est avant tout de veiller à la continuité de desserte. Elles s'appuient pour cela sur la surveillance des capteurs d'intensité ou de tension installés sur le réseau, et sur la manœuvre des organes de coupure, pour changer la topologie du réseau lorsque cela est nécessaire. Selon les organes de coupure, ces manœuvres peuvent être réalisées par télécommande ou en dépêchant un agent sur place (voir [figure 29](#)).

En coordination avec les *bureaux d'exploitation* (BEX), rassemblés en *agences de supervision et de gestion des accès réseau de distribution* (ASGARD), les ACR participent également à la gestion des travaux, et en particulier des autorisations d'accès au réseau nécessaires pour garantir la sécurité des équipes de terrain.

Les réseaux basse tension ne sont quant à eux pas pilotés par les ACR : compte tenu de leur structure non bouclée et de leur observabilité en temps réel limitée, les réseaux basse tension sont « exploités », mais non « conduits ». Les informations du système Linky permettent toutefois des dépannages anticipés du réseau.

La conduite de réseau est une activité essentielle au fonctionnement du réseau, adossée à une infrastructure numérique en évolution constante

Les ACR sont notamment essentielles au bon déroulement des interventions qui permettent chaque année le raccordement des centaines de milliers de nouveaux clients consommateurs et producteurs. Ces interventions peuvent souvent être réalisées sous tension, mais certaines nécessitent parfois des coupures, alors indispensables pour assurer la sécurité sur les chantiers. Dans ces cas, une portion du réseau est consignée, c'est-à-dire isolée de toute source d'énergie électrique, sur la durée de l'intervention. L'optimisation du placement dans le temps des différents travaux est donc une activité importante de la conduite, qui nécessite des moyens de prévision des flux électriques, à plusieurs horizons de temps.

Les infrastructures numériques, toujours plus liées au réseau et à sa conduite (voir les détails dans la suite du chapitre), deviennent ainsi un facteur clé de sa résilience et de sa performance. Elles ont donc toute leur place dans ce PDR, et ce chapitre [3.1](#) leur est dédié.

3.1.1. En réponse au besoin d'anticiper le comportement du réseau, Enedis développe ses infrastructures de conduite et renforce l'automatisation du réseau

L'arrivée massive des énergies renouvelables, l'évolution du cadre réglementaire (« *grid-code* », contrat de raccordement, marchés de l'énergie...), l'apparition de nouveaux usages (mobilité, stockage...), les évolutions technologiques constantes et l'arrivée de nouveaux acteurs sur le réseau de distribution transforment sa gestion. Cette transformation entraîne un **besoin d'anticipation du comportement du réseau** afin d'optimiser son fonctionnement et de tirer le meilleur profit des nouvelles flexibilités.

Le projet gestion prévisionnelle d'Enedis développe de nouvelles fonctions informatiques de conduite pour le réseau de distribution

Dans ce contexte, l'outil de conduite historique en temps réel du réseau (permettant à l'ACR de superviser et de télécommander le réseau) a été complété d'un module d'anticipation fine des flux d'énergie, afin de simplifier, d'aider à la décision et d'optimiser les gestes qui seront à réaliser le jour J. Avec son projet gestion prévisionnelle, Enedis travaille ainsi pour identifier, étudier et développer les fonctions informatiques lui permettant d'anticiper des contraintes éventuelles sur le réseau à différents horizons temporels et d'en optimiser le fonctionnement par anticipation :

- Les fonctions informatiques développées ont été industrialisées et intégrées dans le système de téléconduite d'Enedis et ont notamment été testées sur le démonstrateur Smart Grid Vendée et au sein des ACR pilotes. Leur déploiement à l'ensemble des ACR d'Enedis a été suivi de près lors de la seconde itération du projet gestion prévisionnelle court terme HTA & BT entre 2018 et 2020 ; il a permis également la mise en place d'un cœur de calcul par optimisation linéaire mixte sous contrainte.

- Le troisième cycle du projet gestion prévisionnelle court terme HTA & BT vise les objectifs suivants :

- Faire du logiciel de gestion prévisionnelle STC (simulateur de téléconduite), « jumeau numérique » de l'outil de conduite temps réel, un outil robuste et fiable, pleinement intégré au processus opérationnel des ACR d'Enedis.

- Valoriser le cœur de calcul par optimisation de façon à donner une réalité technico-économique aux solutions (ensemble des leviers qui permettent de régler les contraintes) optimales proposées par l'outil.

- Préparer l'avenir de la gestion prévisionnelle, en adaptant l'outil aux cas d'usages émergents d'Enedis, notamment les flexibilités, en expérimentant des solutions basse tension de gestion prévisionnelle, en étudiant l'intégration de technologies innovantes (intelligence artificielle, approches stochastiques...) et en anticipant les évolutions du réseau de distribution (stockage, automates locaux...).

La transformation du système électrique français engendre également des besoins accrus d'échanges avec RTE pour maintenir son équilibre

Au-delà de la gestion des contraintes sur le réseau de distribution, avec l'évolution rapide de l'écosystème électrique français, l'équilibre système est impacté dans son ensemble :

- L'équilibre entre production et consommation.
- Le maintien dans les limites d'exploitation des ouvrages RPT et RPD.
- La disponibilité des systèmes qui sous-tendent la mise en œuvre de toutes ces exigences et transformations.

En particulier dans un système où les énergies renouvelables deviennent prépondérantes, les interactions entre GRT et GRD vont s'intensifier en volumes et en fréquences, à la fois pour l'activation des services système et des offres d'ajustement ou de capacité. Il faudra industrialiser l'activation des flexibilités en veillant à :

- Assurer une traçabilité parfaite et opposable des activations de flexibilités, limitations de puissance, etc.
- Améliorer la maîtrise commune de l'équilibre en développant les échanges de données système entre GRT et GRD.
- Développer les automates qui permettront au GRD de respecter les télévaleur de consigne (ordre de modulation de puissance) aux interfaces RPT/RPD en limitant l'intervention aval du GRT aux seuls systèmes d'urgence SAS (système d'alerte et de sauvegarde).

Dans cet environnement de plus en plus connecté, Enedis continue à équiper le réseau avec des outils de conduite dont elle assure la maîtrise industrielle

Notamment, elle continue à :

- Développer l'outil de conduite.
- Équiper le réseau d'organes de manœuvres télécommandés (OMT), de disjoncteurs à ré-enclenchement en réseau (DRR), et autres objets connectés (IoT), et en exploiter les données.
- Développer des outils en interface avec les producteurs, stockeurs, etc., permettant d'activer tous les services envisagés aujourd'hui et ceux qui ne manqueront pas d'apparaître (eDEIE : nouvelle génération du dispositif d'échange d'informations d'exploitation ; Emis : équipement modulaire d'instrumentation et de supervision...).
- Sécuriser face aux enjeux de cybersécurité et en réponse aux exigences françaises.

Au-delà de l'équipement pour la conduite, il y a bien entendu l'enjeu d'en assurer la maîtrise industrielle dans la durée et de développer toutes les politiques nécessaires à leur *maintien en condition opérationnelle* (MCO) et de *cybersécurité* (MCS).

Enfin, Enedis met en place la conduite du changement pour accompagner ces évolutions techniques

L'évolution globale de l'écosystème se traduit par une évolution sans précédent des métiers de la conduite, qu'Enedis devra préparer et accompagner par des formations adaptées au cours des prochaines années.

3.1.2. Le contrôle-commande et les télécoms des postes sources font l'objet d'importantes évolutions

Les systèmes de contrôle-commande de conduite existants dans les postes sources évoluent de manière considérable pour répondre ainsi à plusieurs enjeux :

- **L'accélération des plannings d'industrialisation et de digitalisation des réseaux électriques**, avec l'arrivée de nouveaux objets dont le contrôle-commande numérique au sein des postes sources.
- **L'amélioration de la gestion des objets analogiques existants.**
- **L'évolution des télécommunications suite à l'obsolescence des technologies** GSM-Data, RTC, etc., et sa conséquence : le passage à l'IP, impératif au pilotage des organes de télécommande du réseau.
- **L'évolution des besoins métier** : enrichissement de l'exploitation et de la maintenance, administration à distance des objets de contrôle-commande conduite, amélioration de l'observabilité du réseau via des capteurs de tension et de courant, automatisation des processus existants.
- **Le renforcement de la sûreté de fonctionnement** et la réponse aux exigences françaises de cybersécurité pour les systèmes d'information industriels.

Enedis répond à ces différents enjeux par plusieurs programmes de modernisation des postes sources :

- **Renouvellement et numérisation du contrôle-commande** : l'objectif d'Enedis est de numériser les contrôles-commandes avant 2040 avec le *passage en poste contrôle-commande numérique* (PCCN).
- Modernisation des infrastructures télécom :
 - augmentation de la connectivité (WAN/LAN) ;
 - déploiement de télécoms satellitaires pour la résilience au « *black-out* ».
- Renforcement de la sûreté physique et surveillance des postes sources :
 - Gestion des accès avec des clés mécatroniques et non plus des clés mécaniques, afin de coupler les accès « administratifs » aux ouvrages avec l'accès physique.
 - Téléalarme incendie.
 - Télédétection des présences, etc.
- Monitoring des transformateurs HTB/HTA.

3.1.3. Enedis saisit l'opportunité des nouvelles technologies pour instrumenter le réseau

Afin de sécuriser la qualité de fourniture, optimiser le pilotage et l'exploitation des réseaux moyenne et basse tensions, Enedis peut s'appuyer sur un réseau observable et commandable à distance grâce à son instrumentation.

Pour préparer et accompagner le virage technologique majeur de la transition écologique, Enedis investit dans de nombreux projets pilotes en France et en Europe. Ces derniers développent les réseaux de demain, ou *Smart Grids*, où convergent les technologies issues de l'électrotechnique, de l'information et des télécommunications. Le système communicant Linky est la première brique de ce nouvel ensemble

(voir l'[encart pédagogique XIX](#) : Linky, un système communicant essentiel à la performance au service des clients).

Les objets connectés (IoT) portent quant à eux de nouvelles informations et permettent d'enrichir les processus métiers liés à l'exploitation, la conduite, la maintenance et le développement du réseau de distribution (voir l'[encart pédagogique XVIII](#) : Quelques objets connectés au service d'Enedis).

Ils contribuent notamment au **diagnostic des pannes** par l'intermédiaire d'alarmes pour le chargé d'exploitation avec le compteur DINO, de l'aide à la localisation des défauts HTA grâce aux *indicateurs lumineux de défaut connectés* (ILDc) et aux parafoudres connectés (e-IPF). Ils améliorent la qualité de fourniture grâce à la géolocalisation des défauts fugitifs (ILDc).

ENCART PÉDAGOGIQUE XVIII

Quelques objets connectés au service d'Enedis

Capteurs DINO

Ces capteurs permettent de détecter le début et la fin d'une inondation à un niveau donné. Ils sont placés dans les postes HTA/BT et dans les coffrets BT, où ils permettent de sécuriser les ouvrages et de limiter les coupures du réseau. En cas de crise, la remontée des alertes des capteurs permet une meilleure planification et une mobilisation des équipes adéquates.

ILDc

Les *indicateurs lumineux de défauts connectés* sont une aide à la localisation des incidents HTA. Placés sur le réseau, ces détecteurs indiquent que l'incident est localisé en amont ou en aval, ce qui permet d'optimiser le nombre de manœuvres à réaliser sur le réseau pour isoler l'incident et ainsi limiter le temps de coupure des clients.

eIPF

Aussi appelé « parafoudre connecté », ce matériel, en rendant les parafoudres communicants, aide au diagnostic des incidents et facilite la localisation d'un défaut.

Le parafoudre, déjà utilisé sur le réseau HTA, permet de protéger le matériel électrique contre les surtensions transitoires élevées via le principe de localisation en court-circuit.

Monitoring transfo / boîtiers AGATH

Composés d'une multitude de capteurs, les boîtiers AGATH permettent le monitoring des postes sources : posés sur les transformateurs, ils permettent d'optimiser la durée de vie des postes sources ainsi que leur maintenance. Le nombre d'incidents majeurs sur les transformateurs est ainsi considérablement réduit.

Ils sont configurables en fonction des besoins, grâce aux 70 mesures enregistrées.

En 2021, environ 500 boîtiers AGATH étaient recensés sur le réseau. Le déploiement continue pour atteindre les 4 000 poses (un boîtier AGATH par transformateur).

GE connecté

Les groupes électrogènes connectés sont dotés d'un capteur qui permet de remonter plusieurs informations telles que l'état de fonctionnement et l'état critique de capacité réservoir.

Cette solution de capteur est déjà déployée sur une partie de la flotte des GE à Enedis. Des expérimentations sont en cours sur des groupes électrogènes zéro émission, afin de répondre à des enjeux environnementaux et également sur la possibilité de transmettre plus d'informations numériques.

Ils permettent également une **maintenance optimisée**, via les alertes pour la maintenance des transformateurs HTB/HTA (« monitoring transfos HTB/HTA ») et l'analyse des événements remontés par les objets connectés sans panne réseau (ILDc, e-IPF).

Ils contribuent enfin à l'**optimisation du parc de groupes électrogènes** (GE) et à leur maintenance (géolocalisation ou GE connecté).

3.1.4. Linky : un système communicant au service des clients et du réseau

Quelque 35 millions de compteurs communicants Linky ont été déployés au périmètre d'Enedis. Ils ont été installés sur les sites de clients particuliers ou professionnels dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, en remplacement des compteurs précédents. Linky est d'ores et déjà un élément de la relation client (voir [l'encart pédagogique XIX](#) : Linky, un système communicant essentiel à la performance au service des clients).

Linky, la première étape vers des « réseaux intelligents » en basse tension

Enedis modernise le réseau basse tension par le déploiement du système Linky. Celui-ci lui permet de disposer de flux d'informations techniques et contractuelles à ce niveau de tension. Il intègre également des capacités de paramétrage à distance, qui permettent une gestion des contrats plus rapide, au service du distributeur, des fournisseurs et des clients (réalisation à distance des mises en service, changement de puissance souscrite, modification des options tarifaires).

Les compteurs Linky sont reliés à un centre de supervision via des appareils dédiés : les concentrateurs, situés physiquement dans les postes de distribution HTA/BT.

Pour communiquer avec eux, Linky utilise la technologie CPL (*courant porteur en ligne*) qui s'appuie uniquement sur le réseau électrique. Ce système communicant permet le recueil et l'analyse des données de qualité de fourniture, ou encore la localisation des défauts, l'aide au diagnostic des pannes, et la fiabilisation des bases de données, par l'intermédiaire d'outils spécifiques développés par Enedis. En s'appuyant sur les informations de soutirage et d'injection, recueillies par le compteur à une fréquence plus importante (la relève d'index traditionnellement biannuelle devient journalière), Enedis améliore la modélisation des charges dans ses études d'investissement.

Linky contribue donc à la relation clientèle, mais aussi à l'exploitation et au développement du réseau de distribution (voir [figure 30](#)).

ENCART PÉDAGOGIQUE XIX

Linky, un système communicant essentiel à la performance au service des clients

Linky permet d'offrir de nouveaux services aux consommateurs tels que :

- La mise à disposition des clients de données plus adaptées (via l'espace client d'Enedis ou de leur fournisseur), offrant ainsi un accès facilité aux données de consommation pour mieux la maîtriser.
- La possibilité d'être facturé sur ses consommations réelles et non sur des estimations.
- La diversification des offres tarifaires des fournisseurs.

Il facilite également l'insertion sur le réseau des énergies renouvelables, en particulier lors de la mise en place de l'autoconsommation en résidentiel. Celle-ci peut être réalisée via un simple paramétrage du compteur lorsque la puissance de production installée reste inférieure à celle consommée, et évite ainsi au client des coûts de raccordement plus importants. Ce paramétrage de compteur est fait à distance.

Un système communicant qui évolue dans la durée

Comme illustré en [figure 31](#), la pose de compteurs Linky se poursuit au rythme des raccordements, et en particulier du déploiement des colonnes horizontales (voir [2.1.2.3.3](#) : pour le raccordement des IRVE dans le résidentiel collectif, la solution colonne horizontale implique un certain nombre de

compteurs Linky qu'il faut comptabiliser). À l'horizon du plan de développement de réseau, il est nécessaire de débiter les réflexions liées aux futures évolutions du système de comptage communicant. Le renouvellement de masse des compteurs communicants actuels débutera quant à lui au-delà de l'horizon du PDR.

Figure 30 : apports de la chaîne Linky

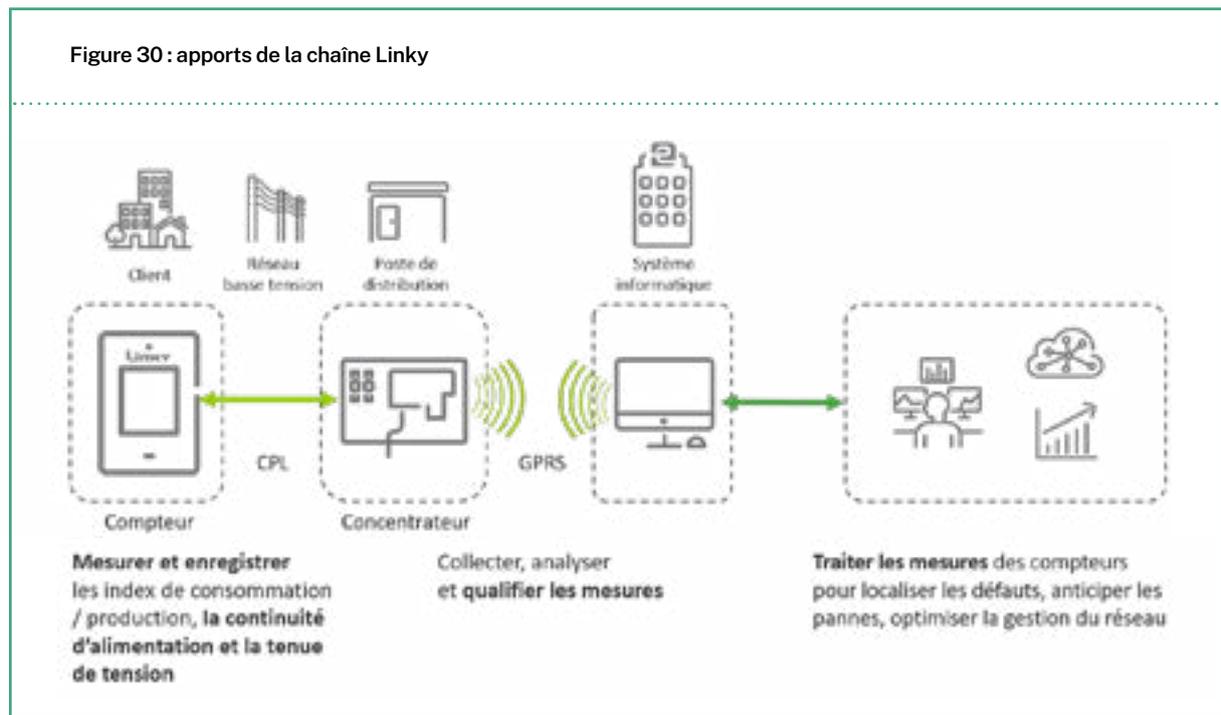
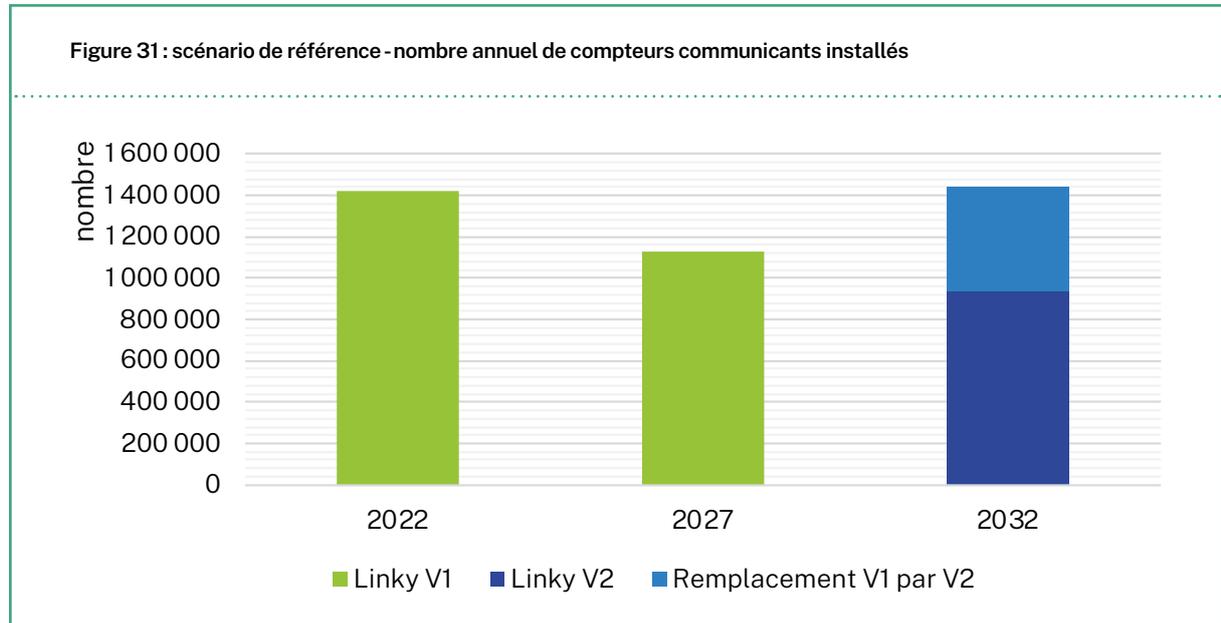


Figure 31 : scénario de référence - nombre annuel de compteurs communicants installés



3.2. Enedis assure la résilience du réseau face aux risques climatiques et technologiques

L'électrification générale du territoire français, qui s'est achevée au cours des années 1960, et la multiplication des usages de l'électricité, qui s'est poursuivie sans interruption depuis lors, ont créé une situation de dépendance croissante de l'ensemble des activités vis-à-vis de la disponibilité de l'énergie électrique. Il est devenu difficile pour chacun d'accepter l'idée qu'un phénomène atmosphérique, même de faible probabilité d'occurrence, puisse venir perturber, de façon massive et durable, l'alimentation électrique d'une région, voire d'une grande partie du territoire, comme ce fut le cas en décembre 1999.

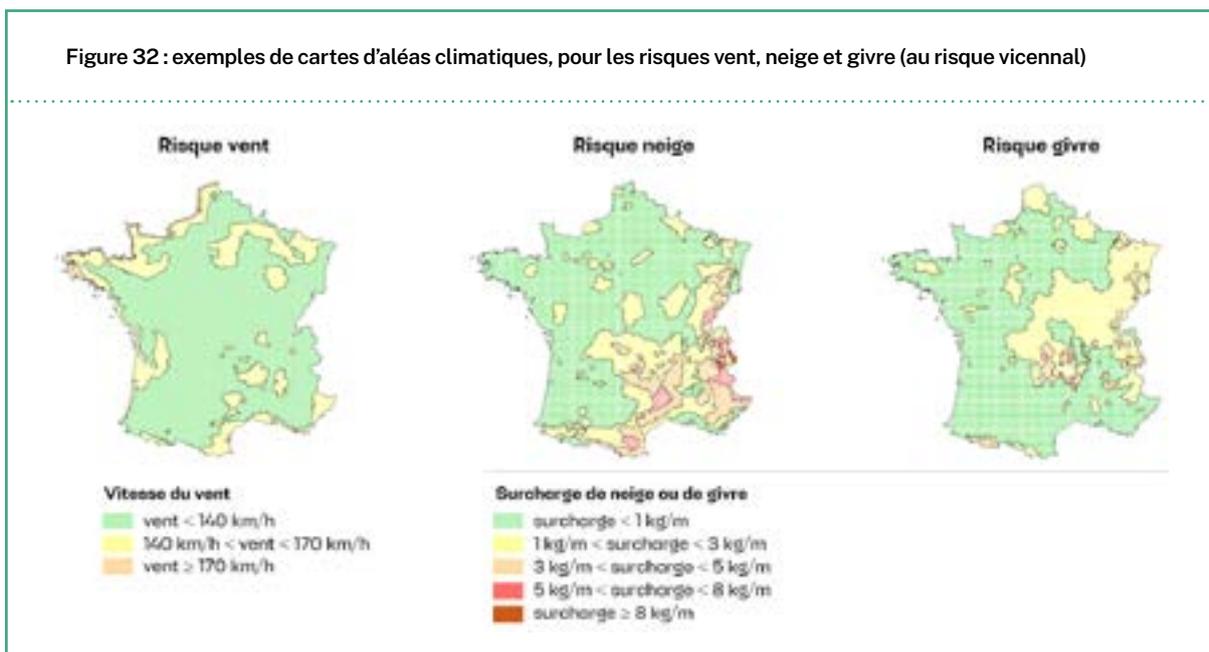
À la suite de ces tempêtes, EDF, dont Enedis est depuis devenue une filiale indépendante, s'était engagée sur un objectif pour 2015, stipulant qu'en cas de reproduction d'un événement analogue, on puisse réalimenter 90 % des clients touchés en moins de cinq jours. Cet engagement s'est d'abord traduit par la création de la *force d'intervention rapide électricité* (FIRE), dispositif qui permet, en cas d'alerte météorologique, de pré-mobiliser en quelques heures 2 500 techniciens et le matériel nécessaire vers les régions en alerte. Il s'est également matérialisé par la constitution d'un parc important de groupes électrogènes, puis par la formalisation d'un plan aléas climatiques présenté aux pouvoirs publics en 2006, et dont les évolutions et adaptations ultérieures sont explicitées ci-après.

Ce plan aléas climatiques est basé sur trois grands principes qui sous-tendent aujourd'hui encore toutes les actions d'Enedis dans ce domaine :

- Identifier et cartographier les risques potentiels sur la probabilité d'occurrence des divers risques météorologiques (voir [figure 32](#)).
- Diagnostiquer la situation de tous les composants du réseau au regard de ces risques.
- Construire des plans d'actions ciblés précisant les objectifs de sécurisation visés, les actions à mener, le mode de pilotage et les critères de hiérarchisation des actions.

Enedis continue d'accorder une importance majeure à l'enjeu de résilience : elle a renforcé ce plan aléas climatiques initial en y intégrant la canicule, les crues et des actions complémentaires sur la résilience en lien avec les risques technologiques en zone urbaine. De plus, dans le cadre de son projet industriel et humain, elle se fixe désormais pour objectif de rétablir 90 % des clients en 48 h en cas d'incident climatique majeur sur le réseau.

Figure 32 : exemples de cartes d'aléas climatiques, pour les risques vent, neige et givre (au risque vicennal)



3.2.1. Enedis agit sur les réseaux aériens et souterrains pour plus de résilience face aux aléas climatiques

Les politiques d'investissements sont orientées sur les risques climatiques les plus prépondérants en fonction des différents types d'ouvrages :

- Les réseaux aériens, sensibles aux épisodes de vent violent, de givre ou de neige collante, et à la proximité de zones boisées.
- Les réseaux souterrains, sensibles aux épisodes de forte chaleur et aux épisodes de crues.

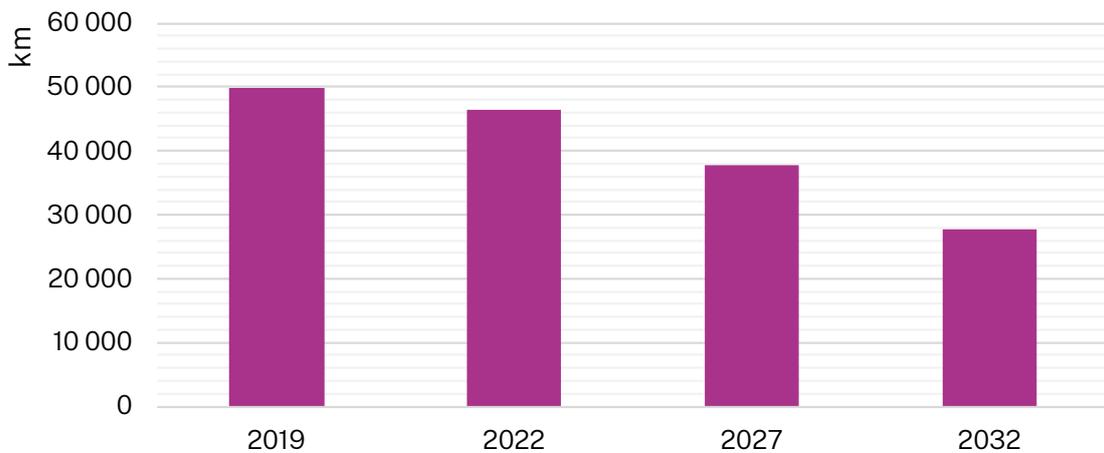
Les actions correspondantes sont déclinées ci-après.

3.2.1.1. Tempêtes, neige collante, zones boisées : les actions d'Enedis sur le réseau aérien

Sur le réseau aérien HTA, les trajectoires d'investissements prévoient, à l'horizon 2032, l'enfouissement ou la consolidation de 20 000 km des 48 000 km identifiés à risque avéré au regard du référentiel climatique et de la présence des zones boisées (voir [figure 33](#)).

Après un important effort d'enfouissement des ossatures les plus exposées mené depuis les années 2000, l'accent est mis désormais sur le traitement des antennes à risque climatique avéré dans une logique de diminution du pic de clients coupés et d'une réalimentation facilitée lors d'un épisode climatique majeur (voir [figure 34](#)).

Figure 33 : programme de remplacement des réseaux HTA « plan aléas climatiques » - longueur de réseau à risque climatique avéré



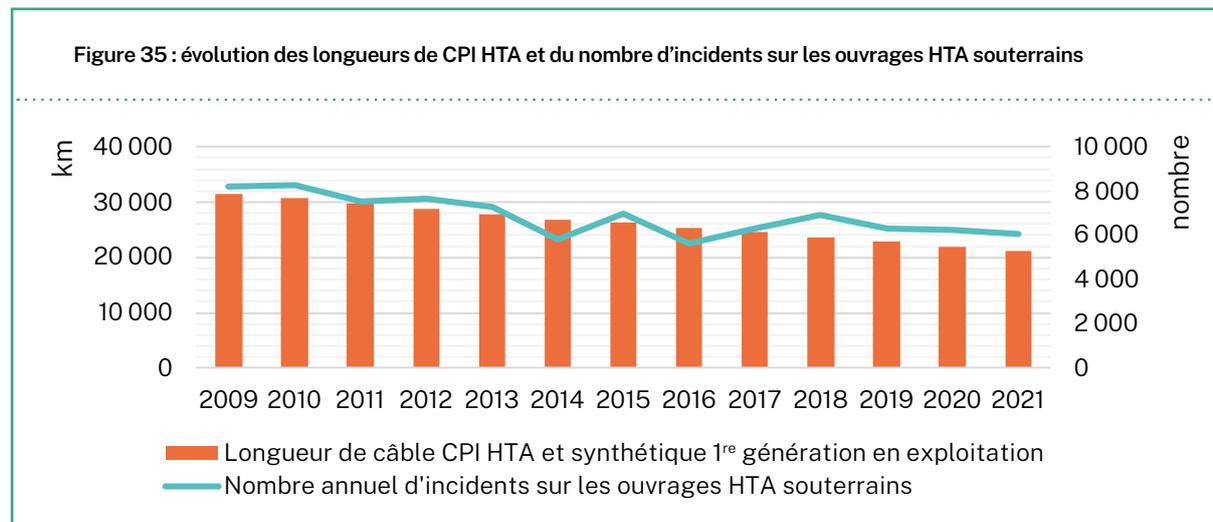
© Enedis

Figure 34 : le traitement des antennes à risque climatique avéré



© Enedis

Figure 35 : évolution des longueurs de CPI HTA et du nombre d'incidents sur les ouvrages HTA souterrains



Pour le réseau aérien BT, l'accent est mis sur une accélération de la suppression des réseaux aériens BT en fils nus, plus fragiles au quotidien et plus sensibles au risque climatique, et enjeu majeur pour la gestion de la réalimentation des derniers clients, une fois rétablie l'alimentation par le réseau HTA (3.3.3).

3.2.1.2. Les épisodes de fortes chaleurs : les actions d'Enedis sur le réseau souterrain

Depuis la canicule du mois d'août 2003, les épisodes de fortes chaleurs se sont multipliés avec des conséquences principalement sur les réseaux souterrains. Le retour d'expérience démontre que les risques se concentrent sur les ouvrages HTA de technologie ancienne, à savoir les câbles à isolation papier imprégné (dits « CPI ») posés jusqu'à la fin des années 1970, ainsi que les accessoires de jonction correspondants.

Ce risque est couvert par un **programme de renouvellement ciblé de ces ouvrages** qui, au-delà du risque climatique, concerne l'ensemble des câbles CPI : il sera décrit plus en détail au paragraphe 3.3.4, correspondant au renouvellement des câbles. La mise en œuvre de ce programme s'est opérée dans une recherche de maximisation de la performance en cherchant à cibler les plus fragiles. Les ouvrages en risque de surcharge par rapport aux transits admissibles en période d'été ont ainsi été traités en premier lieu, suivis désormais par ceux dont le critère probabiliste *risque x impact*³³ apparaît comme le plus élevé au regard des diagnostics et de la topologie du réseau.

La figure 35 illustre la forte variabilité des incidents sur les câbles souterrains HTA due aux épisodes de fortes chaleurs ou de canicules. En termes d'exploitation, la simultanéité des incidents peut générer des crises dans les zones à forte densité de population (la forme en dents de scie du graphique met en lumière les pics correspondant aux crises d'été, en particulier en 2015).

À long terme, le nombre d'incidents souterrains devrait se stabiliser, les gains engendrés par le programme ciblé étant neutralisés par l'accroissement des longueurs de câbles. Les pics et crises liés aux fortes chaleurs auront en revanche été gommés.

3.2.2. En milieu urbain dense, Enedis sécurise les postes sources face aux risques technologiques majeurs pouvant impacter de nombreux clients

Les enjeux d'Enedis relatifs aux zones urbaines denses sont multiples :

- Répondre aux attentes des métropoles et grandes agglomérations, accompagner leur développement et leur garantir un niveau de qualité d'alimentation comparable à leurs concurrentes européennes et mondiales.
- Entretenir un patrimoine constitué d'infrastructures complexes, en améliorer la résilience face aux risques majeurs, tels que la perte totale des postes sources alimentant ces zones, les défaillances simultanées des réseaux HTA, les crues et inondations...

33. Cet indicateur de priorisation, qui permet un interclassement entre affaires, est calculé à partir de la différence entre l'incidentologie générée ou probabilisée de la portion d'ouvrage en technologies anciennes étudiée et celle estimée après renouvellement, pondérée par la puissance des clients qui seraient affectés par un incident sur la portion d'ouvrage considérée.

La sûreté de l'alimentation des grandes agglomérations passe par l'accroissement du niveau de sûreté des postes sources alimentant ces zones urbaines denses (500 postes sources environ) et la généralisation de plans d'actions coordonnés avec RTE.

Afin de limiter l'occurrence et l'impact d'une coupure de grande ampleur et longue durée qui pourrait affecter plusieurs dizaines de milliers de clients pendant plusieurs jours, cette politique d'amélioration du niveau de sûreté des postes sources concernés est déclinée selon deux axes complémentaires :

- **La sécurisation** vise à limiter les conséquences de la perte totale de ces postes sources en les maillant par un réseau HTA suffisamment dimensionné, avec des appuis (secours) sur les postes sources voisins, permettant la réalimentation des clients BT via un plan de reprise qui devra définir les moyens de réalimentation (unités de production mobiles) des clients coupés restants.
- **La fiabilisation** vise à minimiser la probabilité d'une perte totale de ces postes sources en les insensibilisant par le respect des préconisations constructives concernant leurs composants majeurs (éloignement ou séparation des composants, remplacement des plus vétustes...).

Ce programme a été engagé en 2013 et est prévu de s'achever fin 2025. À partir de 2026, le respect des exigences induira un investissement ciblant prioritairement les postes dont le niveau de risque aura évolué du fait d'accroissements ponctuels de charge pour maintenir leur niveau de sécurisation.

3.2.3. Enedis modernise et restructure le réseau pour une plus grande résilience aux inondations

Bien que pris en compte dès l'origine dans le plan aléas climatiques, le risque d'inondations fait l'objet d'une attention renforcée depuis les épisodes de crues survenus en Île-de-France en juin 2016 et janvier 2018. Dans ce cadre, Enedis a

mis en place **un programme de maîtrise du risque inondations**. Il est dédié principalement aux phénomènes de crues durables en zones urbaines et a pour objectif :

- D'engager des actions de modernisation et de restructuration des réseaux afin d'éliminer progressivement les **poches de clients « coupés non inondés »**, c'est-à-dire situés en zone non inondable mais durablement privés d'électricité du fait des structures de réseaux.
- De contribuer au maintien à domicile des populations inondées par des dispositifs permettant le maintien de l'alimentation électrique tant que les hauteurs d'eau le permettent et dans le respect de la sécurité des intervenants et des matériels.

Ce programme se décline par les actions suivantes :

1. Élaborer une **cartographie des zones de fragilité électrique** basée sur les scénarios hydrographiques régionaux partagés avec les autorités régionales compétentes.
2. Fiabiliser les données des ouvrages concernés (types de matériels des postes, voire altimétrie).
3. Moderniser les postes HTA/BT inondés pour assurer, à terme, la continuité électrique sur le réseau HTA (tableaux HTA submersibles) et optimiser l'interruption de l'alimentation BT par détection des hauteurs d'eau (capteurs communicants, dispositifs de mise hors tension automatisée).
4. Restructurer par opportunités le réseau HTA pour éliminer les poches coupées non inondées, en veillant à la vision de long terme.

Ces actions sont priorisées sur les zones de fragilité électrique issues des inondations les plus fréquentes, et peuvent s'appliquer jusqu'au scénario de crue centennale³⁴. Ce programme est aujourd'hui mis en œuvre principalement en Île-de-France mais sa méthodologie est applicable, et en cours d'étude, dans d'autres zones urbaines (voir [l'encart pédagogique XX](#) : Utilisation cartographie 3D crues).

34. Le référentiel des aléas climatiques dimensionnant l'ensemble du réseau aérien HTA (317 000 km) est vicennal, et relève d'un compromis entre la résilience attendue de ce réseau au regard du risque climatique et des investissements à y consacrer. Le programme de maîtrise du risque inondation suit les scénarios régionaux pris en compte par les autorités locales (préfectures, collectivités locales...), pour l'Île-de-France, l'approche est donc basée sur le risque centennal.

ENCART PÉDAGOGIQUE XX

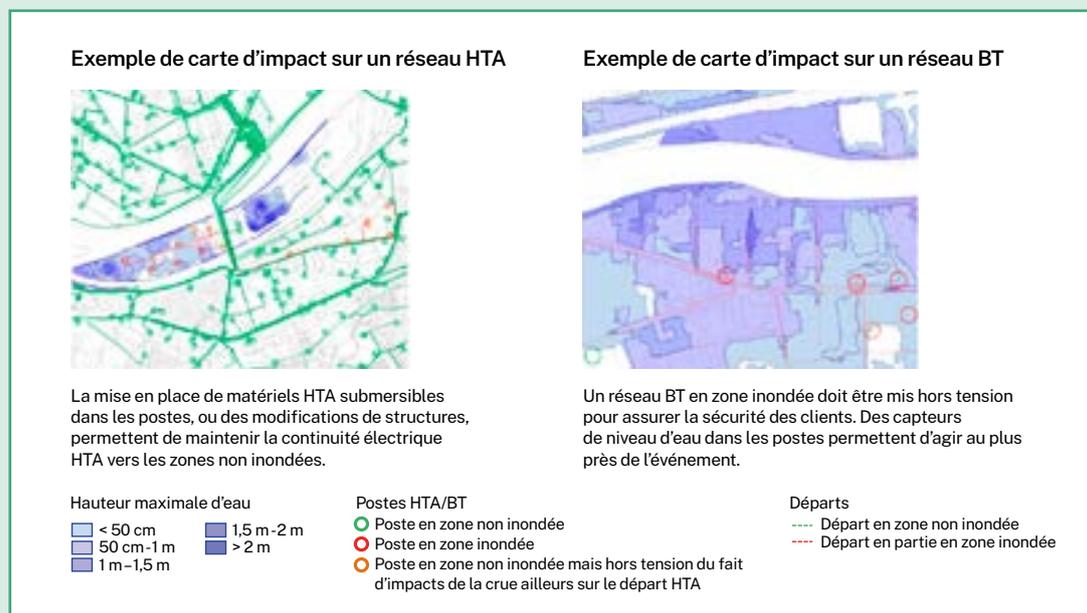
Utilisation cartographie 3D crues

Établir une cartographie des zones de fragilité électrique consiste à recenser et cartographier, pour chaque scénario de crue :

- Les ouvrages et clients directement impactés par la crue, c'est-à-dire situés en zone inondée.
- Les ouvrages et clients situés hors zone inondée mais dont l'alimentation électrique est néanmoins interrompue du fait de la topologie du réseau : les actions d'investissements visent à réduire cet impact.

L'objet de l'outil mis au point par Enedis est de mettre en cohérence les données géo-hydrographiques des différents scénarios de crues avec les données du réseau, afin de pouvoir simuler l'impact électrique de la crue en fonction :

- de la position de chaque constituant de réseau au regard des données hydrographiques (surface inondée, hauteur d'eau correspondante lorsqu'elle est disponible) ;
 - des caractéristiques de chaque constituant de réseau (ligne aérienne, câble souterrain, niveau de tension, palier technique d'équipement des postes) ;
 - de la topologie du réseau (organes de coupures manuels ou télécommandés, maillage du réseau...).
- Enedis peut ainsi identifier les investissements permettant de réduire l'impact de la crue, et de communiquer facilement les zones de fragilité électrique aux différents acteurs régionaux.



Les cartes ainsi produites ont vocation à contribuer aux travaux régionaux de prévention des risques. Elles doivent donc s'appuyer sur des scénarios hydrographiques partagés par toutes les parties prenantes : autorités locales et régionales, gestionnaires d'infrastructures.

Par la suite, cet outil prendra aussi en charge les données issues des capteurs de niveau d'eau déployés sur le réseau, et jouera donc un rôle dans la gestion temps réel des inondations.

3.3. Enedis déploie des politiques de renouvellement ciblé pour fiabiliser les réseaux

3.3.1. Le maintien de la performance réseau est nécessaire pour assurer la qualité d'alimentation en électricité au quotidien

Enedis poursuit un important programme d'investissement et de maintenance pour améliorer la qualité de l'alimentation et adapter le réseau public de distribution aux évolutions liées à la transition énergétique.

Les ouvrages qui présentent des taux de défaillance anormalement élevés, et uniquement ceux-ci, sont remplacés par des ouvrages neufs dont les performances seront meilleures, afin de réduire le nombre de défaillances qui pourraient affecter la continuité d'alimentation.

En 2021, plus d'un milliard d'euros ont été investis pour moderniser les réseaux, c'est-à-dire améliorer la résilience et assurer le maintien de la continuité d'alimentation électrique au quotidien. Ces investissements sont appelés à croître au cours des prochaines années. Par ailleurs, Enedis a consacré plus de 320 millions d'euros à des actions de maintenance préventive.

Les programmes de modernisation et de renouvellement apportent des réponses spécifiques aux besoins d'augmentation de la résilience ou de la fiabilité au quotidien en fonction des ouvrages concernés et des ressources disponibles pour assurer les travaux correspondants. Ces différents programmes sont décrits dans les chapitres qui suivent.

3.3.2. La rénovation programmée : une remise à niveau cyclique du réseau HTA aérien

L'objectif de performance durable du réseau aérien HTA repose notamment sur une politique d'investissements ciblés et optimisés qui vient compléter le traitement des réseaux identifiés à risque avéré dans le cadre du plan aléas climatiques présenté au chapitre [3.2](#).

Ainsi, le réseau aérien HTA qui ne présente pas de risque avéré, mais qui peut subir l'usure de ses composants soumis aux conditions atmosphériques, fait l'objet du programme de

rénovation programmée. Ce programme vise à ramener et maintenir la fiabilité du réseau aérien HTA pérenne à un niveau proche de celui du réseau aérien neuf. Il consiste en un remplacement ciblé des matériels non conformes au référentiel technique, dans un souci d'efficacité des investissements, de maîtrise de l'impact écologique et de réduction de l'empreinte carbone.

Le programme de rénovation programmée permet la remise à niveau de l'ensemble des lignes aériennes HTA par cycles de 25 ans. Les lignes ayant fait l'objet d'un diagnostic à l'année N, qu'il ait ou non donné lieu à des remplacements de matériel, sont considérées fiabilisées pour les 25 années suivantes, et feront donc l'objet d'un nouveau diagnostic aux alentours de l'année N+25. Cela permettra, après une période de montée en puissance, de fiabiliser environ 9000 km de réseau aérien HTA par an (voir [figure 36](#)).

Les réseaux éligibles à la rénovation programmée sont priorisés à l'aide d'un traitement de données en masse (dit *big data*) fondé notamment sur l'incidentologie (voir l'[encart pédagogique XXI](#) : Utilisation du big data pour la priorisation du renouvellement).

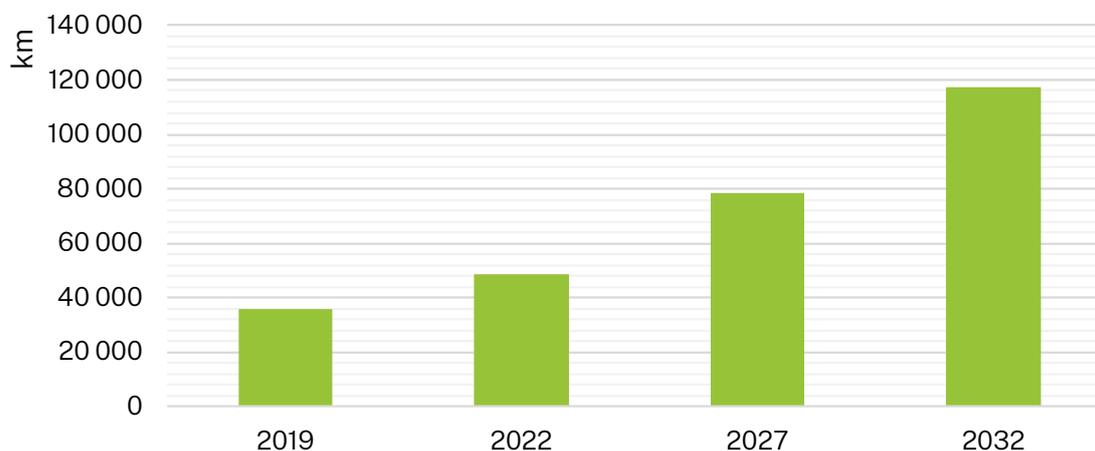
Des solutions pour industrialiser la rénovation programmée sont en cours de mise en œuvre, par exemple l'utilisation d'un module d'*intelligence artificielle* (IA) facilitant la réalisation des diagnostics par drones ou visites à pied.

3.3.3. La suppression progressive des réseaux BT aériens fils nus, un objectif partagé entre les autorités concédantes et Enedis

L'ambition est de viser, en lien avec les autorités concédantes, la suppression de la quasi-totalité des lignes aériennes basse tension en conducteurs nus à l'horizon 2035, ces ouvrages présentant un taux d'incident cinq à six fois plus élevé que celui de la BT en techniques torsadée ou souterraine.

Cela devrait permettre d'éviter autour de 15000 incidents par an, d'améliorer la qualité d'alimentation sur les réseaux basse tension, et d'avoir une plus grande résilience aux aléas climatiques.

Figure 36 : programme « rénovation programmée » - longueur cumulée de réseau traité par la rénovation programmée



© Enedis

ENCART PÉDAGOGIQUE XXI

Utilisation du big data pour la priorisation du renouvellement

L'efficacité des programmes de renouvellement (ou de rénovation programmée pour le réseau aérien HTA) est conditionnée au bon diagnostic des ouvrages dont la probabilité de défaillance est la plus en écart par rapport au standard attendu. Pour améliorer ce diagnostic, Enedis met en œuvre des procédés de traitement massif de données (big data) et d'apprentissage statistique (*machine learning*) pour établir des lois de prédiction de défaillance à court terme appliquées à des portions d'ouvrages adaptées (départs basse tension ou poches HTA entre 2 organes de manœuvre).

L'objet du *machine learning* est de déterminer la meilleure loi de corrélation entre des données d'entrée massives (description du réseau, historique et localisation des incidents, données environnementales...) et des données de sortie connues (incidents survenus sur les années d'apprentissage que le modèle cherche à reproduire).

Ces traitements s'appuient sur une importante puissance de calcul informatique. La loi ainsi définie est ensuite appliquée à l'image du réseau la plus récente pour estimer un risque de défaillance sur la portion d'ouvrage considérée pour l'année à venir. Il s'agit donc d'une approche prédictive.

Cette priorisation est modulée par une évaluation de l'impact de la défaillance, fonction du nombre de clients ou de la puissance délivrée par l'ouvrage. Ceux-ci sont ainsi interclassés en fonction du risque et de son impact.

Ce modèle mathématique s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue. Il s'enrichit chaque année de nouvelles données et intègre les résultats de son traitement de l'année précédente : quels ont été les départs qui ont eu réellement un incident et quels sont les facteurs qui peuvent avoir influé sur la survenance ou non d'un incident.

À cette fin, les leviers suivants seront conjugués :

- Fiabilisation des bases de données patrimoniales.
- Élimination des fils nus par le remplacement de tous les départs BT comportant des clients mal alimentés (CMA, au sens du décret « qualité » ; voir l'[encart pédagogique XXIII](#) : Le cadre réglementaire de la qualité) ou ayant des contraintes électriques.
- Accélération du renouvellement délibéré en veillant à la priorisation des affaires, c'est-à-dire en commençant par le retrait des lignes à faibles sections qui sont les plus sensibles.
- Coordination avec les autorités concédantes pour assurer une priorisation optimale des réseaux traités.
- Maîtrise de l'évolution des coûts unitaires de dépose.

3.3.4. Un renouvellement des ouvrages souterrains d'ancienne technologie ciblé et priorisé grâce à des méthodes statistiques

Comme cela a été décrit dans le chapitre précédent, le renouvellement des câbles HTA d'ancienne technologie constitue l'un des leviers de maîtrise du risque en milieu urbain dense et plus particulièrement lors des épisodes de fortes chaleurs. De manière plus générale, la résorption ciblée de ces câbles constitue un enjeu de maintien ou d'amélioration de la performance des réseaux urbains.

Ces câbles à isolation *papier imprégné* (CPI), ainsi que la première génération de câbles à isolation synthétique, sont globalement moins performants que les câbles synthétiques actuels : ils représentent en moyenne 9 incidents annuels

aux 100 km, contre 1 incident annuel aux 100 km pour les câbles synthétiques en milieu urbain.

Cependant, cette valeur moyenne masque une grande disparité de comportement des différents tronçons qui constituent ce stock. Il convient donc de maximiser l'efficacité des sommes investies en cherchant une priorisation basée sur une cartographie du risque de défaillance pondéré par l'impact clients.

Aujourd'hui, cette cartographie s'appuie sur différents éléments :

- Une évaluation du risque de défaillance fondée sur des techniques d'apprentissage statistique (big data) appliquées à chaque portion d'ouvrage (voir l'[encart pédagogique XXI](#) : Utilisation du big data pour la priorisation du renouvellement).
- Des analyses locales complémentaires, qui s'appuient sur l'utilisation des camions de diagnostic permettant un test physique du tronçon, des analyses locales complémentaires, et les remontées des exploitants.

Cette cartographie permet aussi de mieux concilier la recherche de performance et les multiples sollicitations liées aux évolutions de la voirie urbaine, avec à la clé une meilleure efficacité des travaux et une meilleure satisfaction des collectivités locales.

En 10 ans, ce programme a déjà permis de réduire de 25 % les incidents sur le réseau souterrain. Ces efforts doivent être poursuivis pour assurer une maîtrise durable de la performance de ce réseau : les projections de renouvellement devraient ainsi contribuer à l'éradication de 56 % du stock sur la période 2022-2032, le stock résiduel, peu incidentogène, restant sous surveillance.



Il est apparu que pour améliorer la fiabilité des réseaux, il devenait également nécessaire de remplacer les câbles synthétiques de première génération (antérieurs à 1982), dont les performances sont comparables à celles des CPI. Le programme de renouvellement porte ainsi à fin 2021 sur un stock de 21100 km à traiter (voir [figure 37](#)).

Les CPI basse tension ont un comportement analogue à celui des CPI HTA, mais les incidents qu'ils génèrent affectent moins de clients et sont plus dispersés. Il est donc encore plus important de cibler les tronçons à remplacer afin d'investir sur les ouvrages à plus fort risque et d'assurer ainsi l'efficience des investissements.

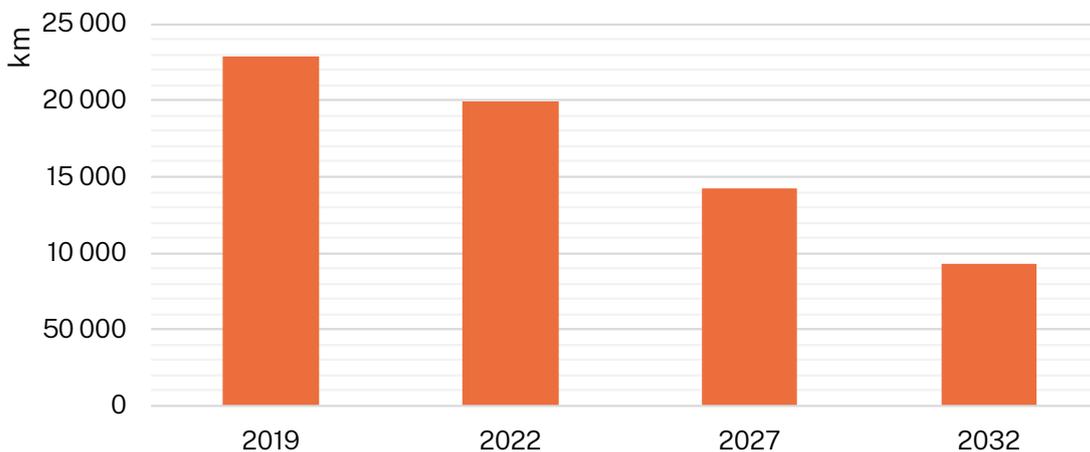
On estime qu'il existe à date un stock de 21 000 km de réseau BT souterrain de type « câble papier imprégné » et « neutre périphérique ». Des méthodes de priorisation fondées sur des approches big data permettent de cibler les investissements sur les ouvrages ayant la plus forte probabilité de défaillance. Les projections conduisent à une résorption de 37 % des câbles identifiés à l'horizon 2032.

3.3.5. Le renouvellement au sein des postes sources concerne des matériels spécifiques

Les postes sources font l'objet de programmes de maintenance et de renouvellement de certains éléments selon leurs caractéristiques techniques :

- Disjoncteurs HTB : renouvelés selon des critères d'âge, de courant de court-circuit et d'obsolescence.
- Transformateurs HTB/HTA : les transformateurs 100 MVA les plus anciens sont renouvelés progressivement, ainsi que les transformateurs ayant des régleurs dans l'air.
- Disjoncteurs HTA : le parc de disjoncteurs HTA comporte actuellement de nombreux types de matériels différents. On tend vers une rationalisation du parc de disjoncteurs HTA en associant renouvellement et rénovation selon leur âge, leur technologie et leur fiabilité.

Figure 37 : programme de renouvellement des câbles incidentogènes HTA - longueur de câbles CPI HTA et synthétique 1^{re} génération en exploitation



© Enedis

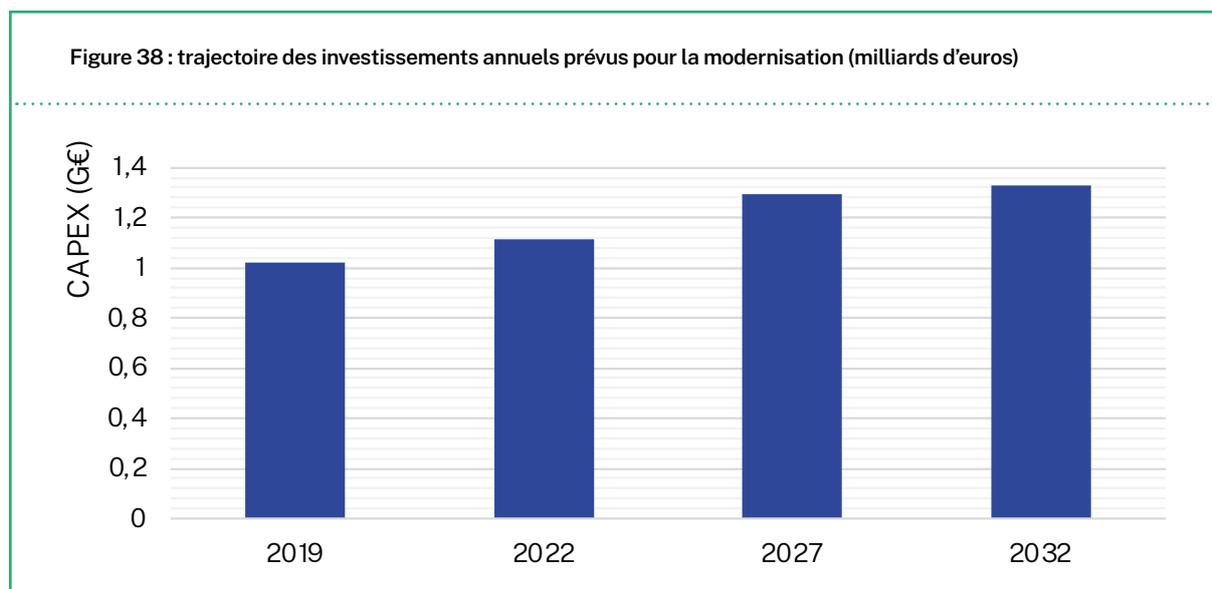
3.4. Synthèse des investissements de modernisation du réseau

Les investissements prévisionnels dédiés à l'amélioration de la résilience et de la fiabilité des ouvrages sont présentés en [figure 38](#). Les montants annuels pourront varier selon les programmes, afin de permettre le ciblage précis des ouvrages à remplacer en adaptant la programmation des travaux les plus pertinents.

Les investissements consacrés à la modernisation des ouvrages pour maintenir un bon niveau de qualité de fourniture et améliorer la résilience face aux risques externes, tout particulièrement le changement climatique, représentent

en 2022 un peu plus de 1 milliard d'euros par an. Ces investissements sont en croissance depuis 2008 et continueront à croître. Les besoins d'investissement les plus importants portent sur les réseaux HTA aériens qui représentent près de 320000 km, dont 48000 km exposés à des risques climatiques. Pour traiter ces réseaux à risque climatique et maintenir durablement la fiabilité des autres réseaux (272000 km) au niveau de celle des réseaux neufs, un important programme de rénovation programmée (voir [3.3.2](#)) par cycle de 25 ans est en cours d'industrialisation et aura atteint un rythme de croisière en 2032.

Figure 38 : trajectoire des investissements annuels prévus pour la modernisation (milliards d'euros)

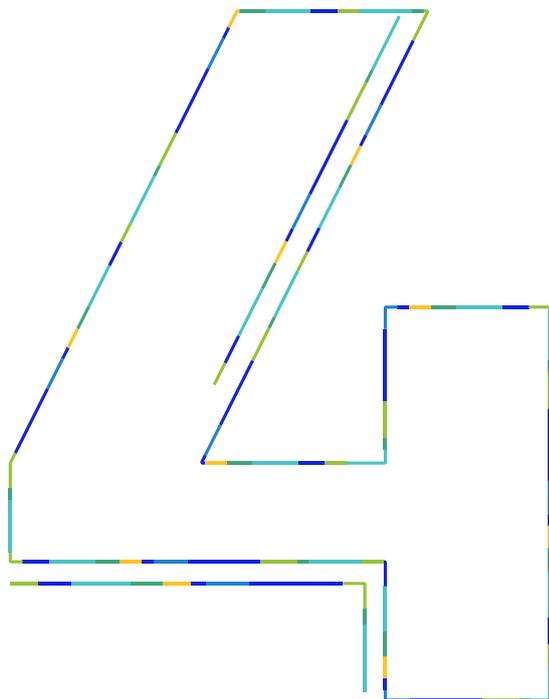


© Eredis

[↶ Retour au sommaire](#)



Résumé des hypothèses structurantes et mise en perspective des trajectoires d'investissement



En synthèse des chapitres 2 et 3 qui détaillent les investissements réalisés par Enedis sur le réseau de distribution, ce présent chapitre vient rassembler toutes les trajectoires de CAPEX ainsi que les hypothèses associées (4.1). Il situe le contexte des investissements d'Enedis : des investissements qui répondent à des enjeux multiples, couvrent l'ensemble du réseau et préparent l'avenir.

La trajectoire totale d'investissement obtenue est présentée et commentée, puis mise en perspective avec les investissements historiques d'Enedis (4.2).

4.1. La trajectoire nationale d'investissement d'Enedis à l'horizon 2032

4.1.1. Les hypothèses structurantes du scénario de référence du PDR

Les perspectives prises en compte pour établir les trajectoires prévisionnelles d'investissement sont, dans le domaine du raccordement (voir [figure 39](#)) :

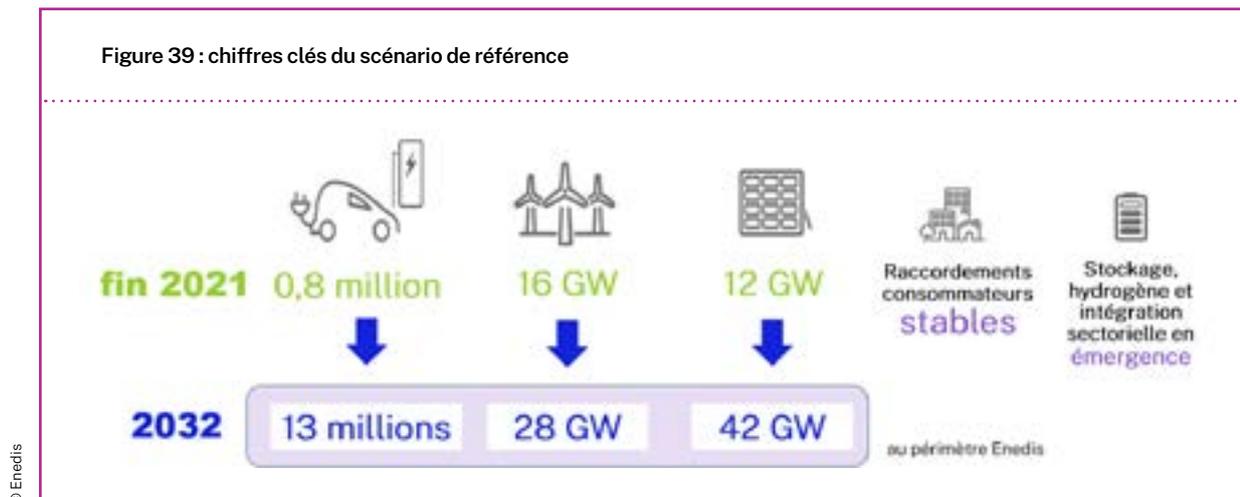
- **Stabilité du raccordement des consommateurs**, du fait de la combinaison d'un ralentissement de la croissance démographique et de la diminution du nombre moyen d'habitants par logement prévus par l'Insee. L'évolution annuelle du nombre de logements reste comparable aux rythmes actuels.
- **Fort développement des infrastructures de recharge des véhicules électriques** (IRVE), avec une trajectoire correspondant à 13 millions de véhicules électriques

immatriculés à 2032 (27 millions de VE à l'horizon 2040), avec une forte corrélation à cet horizon entre le nombre de véhicules et celui des IRVE.

- **Fort développement des installations de production d'énergie renouvelable** (EnR), avec une trajectoire qui débute au niveau des réalisations actuelles et rejoint les lignes directrices de la PPE en 2026, puis poursuit sa hausse pour rester en cohérence avec ces ambitions nationales. Elle atteint ainsi plus de 70 GW d'EnR en 2032, avec un point de passage en 2027 correspondant à 52 GW : 19 GW de plus qu'en 2022.

Dans le domaine de la modernisation, les hypothèses correspondent aux actions présentées au [chapitre 3](#) pour décliner les objectifs de résilience et les grands programmes de renouvellement.

Figure 39 : chiffres clés du scénario de référence



4.1.2. Des investissements à enjeux multiples, détaillés selon leur finalité principale

Les investissements génèrent des bénéfices au-delà de leur cause principale de déclenchement, y compris en participant au renouvellement du réseau et en préparant les raccordements futurs

S'il est possible de les catégoriser selon leur principale cause de déclenchement, il est plus complexe de les décomposer selon leurs effets. Un investissement apporte souvent, au-delà de sa finalité première, différents bénéfices au réseau.

Par exemple, le plan aléas climatiques (voir [3.2.1](#)), qui vise à enfouir des réseaux aériens HTA exposés à des risques climatiques, peut conduire à restructurer le réseau. Il contribue ainsi non seulement à la résilience du réseau au risque climatique, mais également à l'amélioration globale de la qualité de fourniture des clients de la zone concernée.

Les investissements réalisés sur le réseau sont également au bénéfice des futurs clients. En effet, les investissements de renouvellement des réseaux, de fiabilité ou de résilience, peuvent générer une capacité d'accueil plus importante du fait de l'utilisation de gammes de matériels, du choix optimal des câbles ([5.2.3](#)) et de la prise en compte de l'évolution future des charges.

Le réseau créé pour le raccordement de nouveaux clients consommateurs, ou pour l'adaptation à l'accroissement des besoins des clients consommateurs existants, peut aussi servir ultérieurement à l'accueil de clients producteurs, et réciproquement.

Enfin, à chaque fois que des investissements appelés à répondre à un enjeu donné conduisent à substituer de nouveaux ouvrages à des ouvrages existants, ils participent au renouvellement général du réseau.

De nombreux investissements sont également destinés, dès la conception, à répondre simultanément à plusieurs enjeux

Souvent, ces multiples finalités sont envisagées dès la conception de l'ouvrage. Enedis saisit alors une opportunité d'intervention sur le réseau pour répondre de manière simultanée à plusieurs enjeux. Cela permet, dans un certain nombre de cas, d'éviter des travaux ultérieurs ou de diminuer le coût global de réponse aux différents enjeux identifiés.

Pour l'illustrer, on peut citer le programme de renouvellement des câbles à isolation papier imprégné (CPI), évoqué en détail au [3.3.4](#). Celui-ci est destiné à améliorer la fiabilité du réseau en renouvelant des matériels de moindre fiabilité par rapport aux technologies actuelles, mais aussi à accroître la résilience du réseau face aux risques climatiques tels que les canicules (les câbles CPI sont davantage sensibles à la chaleur).

Un autre exemple emblématique d'investissement répondant à plusieurs enjeux est la création d'un nouveau poste source. En effet, au-delà d'une causalité première souvent liée à l'émergence locale d'un besoin significatif de raccordement, de consommation ou de production, la création d'un poste source peut aussi répondre à de multiples enjeux : nécessité d'une amélioration de la performance du réseau (une création de poste source conduit à repenser tous les schémas de secours dans la zone et, par ricochet, l'amélioration se répercute sur de multiples autres zones), ou encore prévention d'un risque local particulier (crue, risque technologique, mode commun...). Ainsi, l'arrivée d'un nouveau poste source dans une zone est souvent le gage d'une réponse unique et pertinente apportée à des enjeux multiples.

Des trajectoires associées à la finalité principale des investissements

Dans ce contexte, propre aux industries de réseau, il n'est pas possible de décomposer les dépenses associées à un investissement selon les différents bénéfices qu'il apporte. Le PDR recense donc les dépenses historiques et prévisionnelles selon l'objectif principal des décisions d'investissement.

Une approche destinée à couvrir l'ensemble du réseau

L'approche mise en œuvre par Enedis est destinée à couvrir l'ensemble des ouvrages du réseau de distribution publique. La diversité des enjeux abordés à l'horizon du plan de développement de réseau est illustrée en [figure 40](#).

4.1.3. Une trajectoire d'investissement en hausse, pour accompagner la transition énergétique et améliorer la performance du réseau

L'analyse des différents enjeux présentés aux [chapitres 2 et 3](#) aboutit, pour Enedis, c'est-à-dire hors investissements des autorités concédantes, à des dépenses d'investissements en nette croissance sur les dix années à venir.

La [figure 41](#) décrit cette trajectoire, ainsi que la situation actuelle (réalisé pour 2019 et programmation pour 2022).

NB : les CAPEX « moyens d'exploitation et SI » et Linky n'ont pas été détaillés dans les parties précédentes du PDR mais sont présentés ici par souci d'exhaustivité, afin de donner une vision complète des CAPEX d'Enedis.

En synthèse, les investissements totaux d'Enedis vont passer d'un peu plus de 4 milliards d'euros par an actuellement à durablement plus de 5 milliards d'euros par an en 2027 et en 2032. Cela représente une hausse de l'ordre de 20 %.

En 2019, le programme de déploiement massif du compteur communicant Linky était en cours et a mobilisé plus de 800 M€ de CAPEX. Ce programme s'est achevé fin 2021.

En 2022, après la période de crise sanitaire, l'activité économique connaît une dynamique particulièrement forte qui se traduit par une croissance importante des demandes de

Figure 40 : un ensemble de programmes couvrant tous les ouvrages

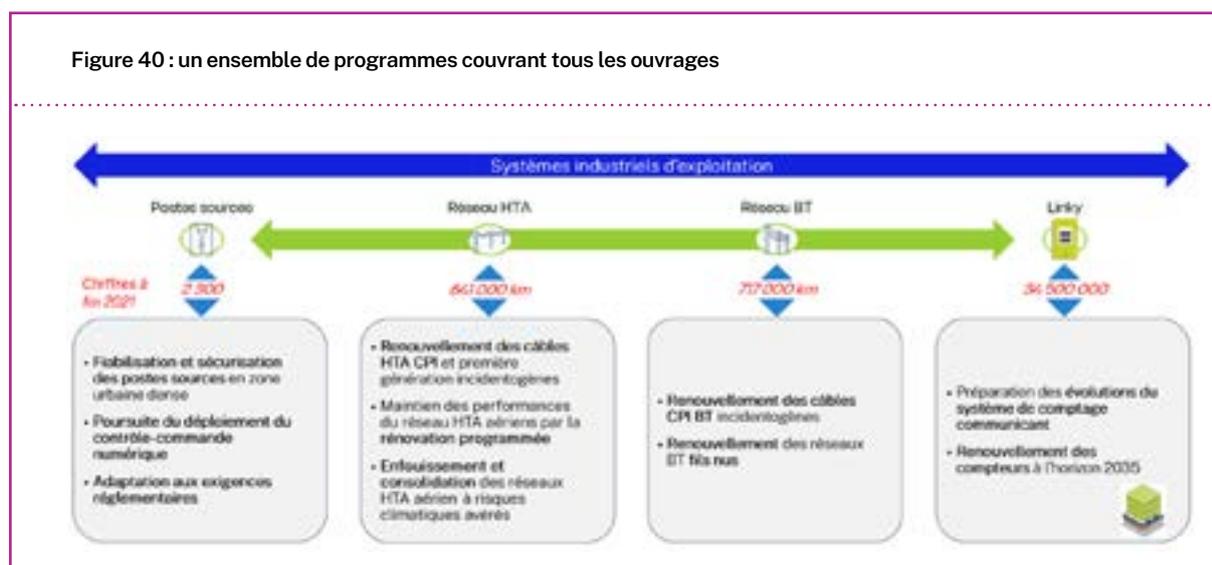
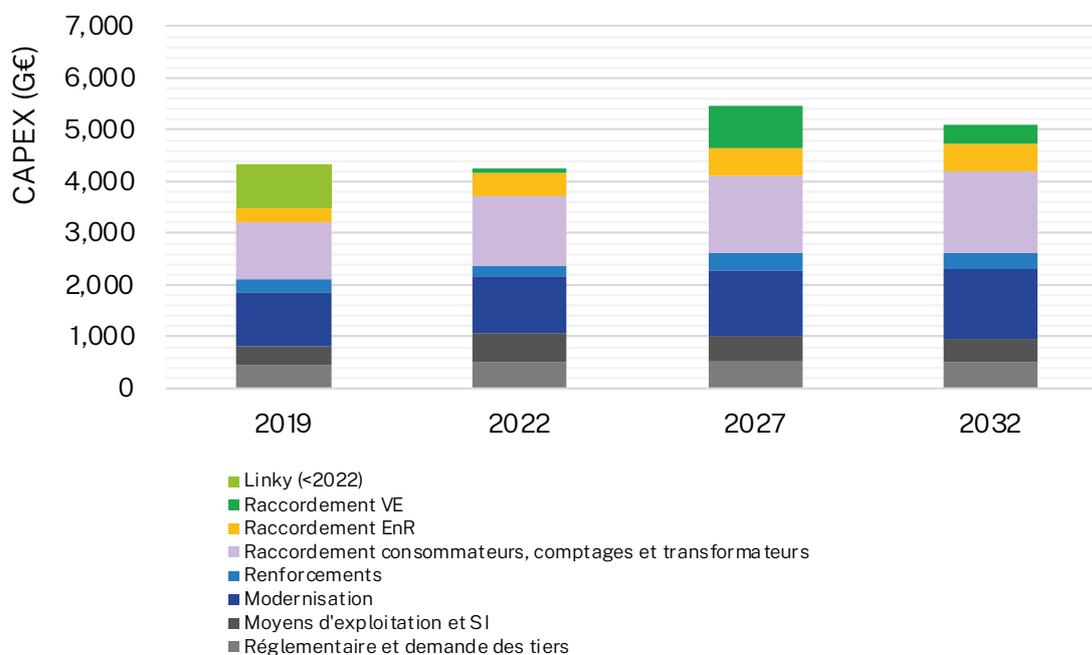


Figure 41 : montants d'investissements annuels au périmètre d'Enedis à l'horizon 2032, décomposés par finalités principales d'investissement



© Enedis

raccordement en soutirage, dans un contexte de hausse des prix des chantiers. En parallèle, la mise en œuvre de la transition énergétique se concrétise par un fort développement des énergies renouvelables. Les besoins d'investissements pour raccorder ces nouveaux clients en soutirage et en injection correspondent globalement aux CAPEX dégagés par la fin du programme de déploiement du compteur Linky, amenant le niveau d'investissement de 2022 à un niveau voisin de celui de 2019.

Le développement des EnR sur la période qui suit s'inscrit, dans le scénario retenu pour le PDR, dans l'ambition de la PPE pour 2028. Ainsi, une augmentation de 17 % des CAPEX de raccordement des EnR est prévue pour 2027 par rapport à 2022, puis une hausse de 4 % en 2032 par rapport à 2027.

Dans la même période, le développement de la mobilité électrique va nécessiter de forts investissements pour raccorder les infrastructures de recharge des véhicules électriques. La construction de colonnes horizontales dans les immeubles collectifs existants se traduira par un pic d'investissements autour de 2027. Les besoins seront ensuite moins élevés et plus répartis dans le temps, pour la création des dérivations individuelles au fur et à mesure des demandes d'équipement des places de parking.

En parallèle des investissements pour le raccordement, Enedis conduit dans la durée des programmes de modernisation et de renouvellement des ouvrages, afin de produire un haut niveau de qualité de fourniture et de rendre les réseaux résilients aux changements climatiques. Les investissements sont ciblés et priorisés en fonction des risques, selon des programmes explicités dans le [chapitre 3](#). Ces investissements représentent de l'ordre de 1 milliard d'euros en 2022. Ils sont en croissance continue et atteindront environ 1,3 milliard d'euros en 2027 et en 2032.

Les investissements totaux d'Enedis comprennent également les dépenses pour répondre aux obligations réglementaires (voir [2.2](#)) et les dépenses liées aux moyens d'exploitation et aux SI, nécessaires à l'activité du gestionnaire de réseaux de distribution. Ces dépenses sont relativement stables, d'un peu moins de 1 milliard d'euros en 2027 et en 2032.

4.2. Mise en perspective avec les investissements historiques d'Enedis

La trajectoire du scénario de référence du plan de développement de réseau, présentée au 4.1.3., peut être replacée dans le contexte historique des volumes d'investissement liés à la distribution d'électricité réalisés depuis l'année 1980 par EDF, puis ERDF, et enfin Enedis.

Une croissance des investissements qui s'inscrit dans la tendance de la dernière décennie, tirée par le développement des énergies renouvelables et l'électrification des usages

La transition écologique implique une transformation des usages et des modes de production de l'énergie, dont l'effet sur les investissements d'Enedis est principalement visible dans la chronique des investissements liés aux raccordements des utilisateurs du réseau. Ces investissements, plutôt stables jusqu'à la fin des années 1990 (autour de 800 millions d'euros par an), ont crû jusqu'à aujourd'hui, et la trajectoire prévisionnelle indique que ces investissements vont continuer à augmenter pour atteindre durablement plus de 5 milliards d'euros en 2032. La poursuite de cette croissance est le résultat de plusieurs effets :

- L'augmentation du nombre de demandes de raccordements, notamment pour assurer l'accueil des énergies renouvelables et de la mobilité électrique.
- L'augmentation des coûts unitaires des raccordements.

Une trajectoire d'investissement qui varie au rythme des grands programmes de modernisation du réseau, et rejoint, après un creux, les niveaux de la décennie 1990

Les investissements liés à la modernisation, au renforcement des réseaux et aux outils de travail ont connu davantage de variations au cours des quarante dernières années. Un premier pic apparaît au début des années 1990 et s'étend tout au long de la décennie. Il peut être associé à la mise en place, à partir de 1987 et jusqu'en 1995, d'une politique d'amélioration de la qualité des réseaux. Celle-ci reposait sur une modification des structures du réseau, par l'accroissement du nombre de postes sources, la réduction des longueurs des départs HTA et le renouvellement des ouvrages vétustes. S'y sont

ajoutés les engagements sur l'environnement pris en 1992 par EDF auprès des pouvoirs publics, conduisant notamment à l'enfouissement d'une part donnée du réseau électrique chaque année.

À partir de 1995, après une nette amélioration de la qualité d'ensemble de la desserte du territoire³⁵, la recherche d'améliorations ciblées de la satisfaction des clients a remplacé l'objectif de progression uniforme sur tout le territoire³⁶. Le calcul économique occupe dès lors une place prépondérante dans l'aide à la décision. Cette politique qualité s'est articulée autour de trois enjeux : la réponse aux attentes de chaque catégorie de clientèle, la lutte contre les incidents climatiques, et l'amélioration de la sûreté technologique en milieu urbain.

La variation à la hausse observée entre 2000 et 2002 illustre, quant à elle, le choc qu'a constitué la tempête de décembre 1999, événement climatique exceptionnel qui a entraîné des dommages importants sur le réseau aérien pour environ un tiers du territoire métropolitain. Des décisions d'investissements ont d'abord été prises pour faire face aux circonstances, et les dépenses des années 2000 et 2001 se sont ainsi concentrées sur les zones sinistrées, dans le cadre d'une opération de « consolidation » puis de « reconstruction ».

Au début des années 2000, le plan aléas climatiques a été structuré pour sensibiliser les réseaux aux risques climatiques (bois, neige, givre, vent) et répondre aux objectifs du contrat de service public visant à réalimenter 90 % des clients en moins de 5 jours. Dans le sillage de ce programme, une stratégie d'investissements fondés sur les risques a été déployée progressivement pour toutes les catégories d'ouvrages (postes sources, réseaux HTA souterrains, puis réseaux BT). Ainsi, les investissements de modernisation ont doublé depuis 2008.

En parallèle, les investissements liés au raccordement ont eu une tendance croissante, au rythme de la croissance économique et de ses aléas conjoncturels, et, ces dernières années déjà, tirés par le raccordement des EnR.

35. Le critère B du réseau géré par Enedis, mesurant le temps moyen de coupure d'un client BT, a décru de 3 h 40 en 1988 à 1 h 17 en 1995.

36. Ces efforts se sont traduits par une réduction supplémentaire du temps moyen de coupure B global, celui-ci diminuant de 1 h 17 en 1995 à 0 h 57 en 2002.

Des niveaux d'investissement futurs élevés, à la hauteur des ambitions de la transition énergétique

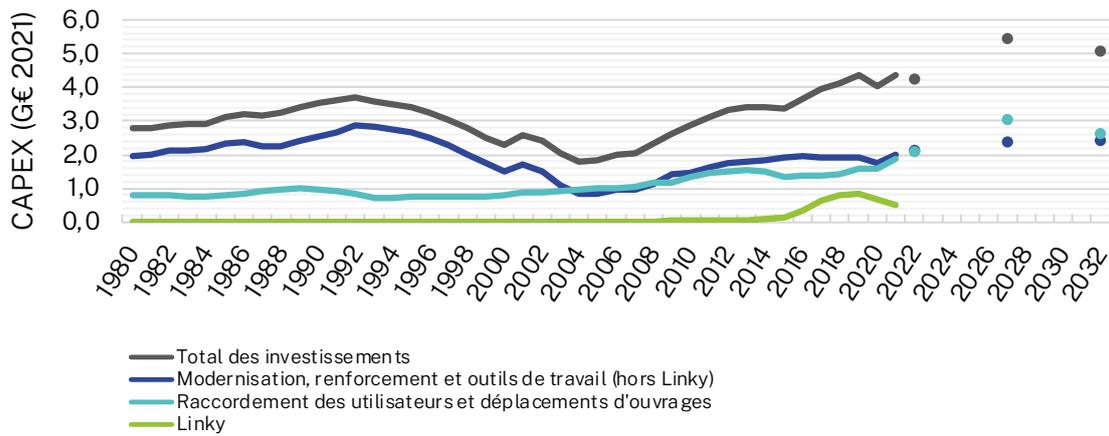
À un horizon de 5 et 10 ans, les investissements vont continuer de croître, passant de 4 milliards d'euros à durablement plus de 5 milliards d'euros, pour faire face à un triple défi :

- Le raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques, avec le développement des colonnes horizontales.
- L'accélération rapide du rythme de raccordement des énergies renouvelables portée par la filière photovoltaïque.

- Le traitement systématique des ouvrages à risque, dans le contexte du changement climatique.

Dans son ensemble, la trajectoire du scénario de référence du plan de développement de réseau induit une augmentation d'environ 20 % des CAPEX d'Enedis sur la période 2022-2032, pour atteindre plus de 5 milliards d'euros annuels, soit 2 milliards au-dessus de la moyenne historique annuelle de 2,9 milliards sur la période 1980-2020 (+75 %). Ce niveau sera, en fin d'horizon, environ 40 % supérieur au montant d'investissement maximal constaté au cours des années 1990. Il traduit l'engagement d'Enedis au service de la transition énergétique, mobilisée pour accompagner le développement des nouveaux usages et le raccordement des énergies renouvelables à un réseau électrique fiable et performant.

Figure 42 : chronique des CAPEX d'Enedis par grandes catégories

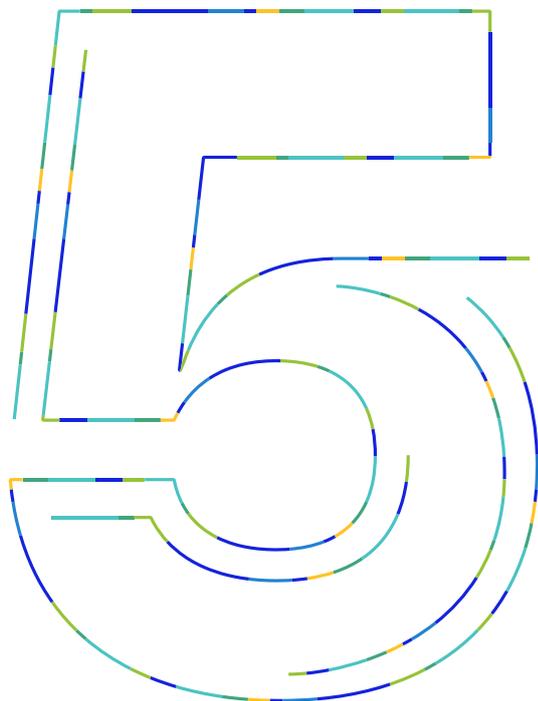


© Enedis

[Retour au sommaire](#)



**Enedis s'appuie sur
des méthodes de
dimensionnement qui visent
un optimum technico-
économique au périmètre
de la collectivité nationale**



Afin d'être un gestionnaire de réseau efficace, Enedis se place dans le cadre général de la recherche d'un optimum coût-qualité pour la collectivité.

La recherche de cet optimum repose sur la définition d'un corps d'hypothèses pour évaluer les coûts et les bénéfices. La décision d'investissement optimale doit assurer l'exploitabilité du réseau et tenir compte des perspectives de long terme (5.1).

Ces objectifs généraux fixés à la planification des réseaux de distribution sont déclinés sous forme d'un référentiel technique constitué de grands choix structurants (5.2).

Les méthodes et les outils technico-économiques qui permettent de maximiser la valeur collective du réseau et de rechercher dans chaque cas la décision optimale d'investissement, qu'il s'agisse d'un raccordement ou d'un renforcement du réseau suite à l'évolution des besoins des clients, sont décrits au 5.3.

5.1. Économie collective d'un réseau à déformation lente exploité au quotidien

5.1.1. Enedis recherche l'optimum coût/qualité pour la collectivité

Enedis investit au mieux pour le compte de l'ensemble des utilisateurs du réseau

Enedis remplit sa mission de service public dans un cadre régulé : le **Code de l'énergie** lui demande d'être un gestionnaire de réseau **efficace** ; ce qui se traduit par la recherche permanente d'un **optimum coût/qualité pour la collectivité**.

Dans le cadre des investissements d'Enedis, les études visant cet optimum :

- Sont réalisées au périmètre de la **collectivité nationale**, c'est-à-dire en prenant en compte l'impact des investissements sur l'ensemble de la société. Ces études ne doivent donc pas être confondues avec une analyse de type *business plan*, réalisée uniquement au périmètre d'Enedis.
- Prennent en compte les **coûts et bénéfices globaux** pour la collectivité, **sans tenir compte des répartitions financières internes à cette collectivité**. Par conséquent, les taxes (TVA...) ne sont pas prises en compte dans l'évaluation des coûts, et la manière dont les coûts seront financés par les différents acteurs n'est pas examinée : le débat n'est pas ici de savoir qui paye, mais de chiffrer le coût de revient global pour la collectivité.

- Apprécie la **qualité de fourniture** visée pour la collectivité via l'utilisation d'une **valeur sociétale de la coupure**, appelée valeur de *l'énergie non distribuée* (voir l'[encart pédagogique XXIV](#) : L'END). L'utilisation de cette valeur pour estimer le coût des coupures pour la société dans son ensemble, plutôt que des pénalités affectées à Enedis par la régulation incitative (voir l'[encart pédagogique XXII](#) : Le critère B), illustre bien que les décisions d'investissement se placent dans une logique collective, et non dans une logique financière à la maille de l'entreprise Enedis.

C'est la recherche de cet optimum coût/qualité qui mène à l'investissement à privilégier. Il n'est alors :

- Ni nécessairement celui qui minimisera la gêne liée aux coupures, valorisée avec l'END, et qui pourrait coûter extrêmement cher.
- Ni nécessairement celui qui minimisera uniquement les coûts explicites liés à l'investissement et à l'exploitation (dont font partie les pertes techniques, voir l'[encart pédagogique XXVIII](#) : Pertes techniques) et qui pourrait conduire *in fine* à une dégradation vécue de la qualité de service, et donc à une perte de valeur pour la collectivité.

La décision d'investissement optimale est bien celle qui minimise l'ensemble des coûts, y compris ceux liés à l'énergie non distribuée.

Lorsque l'horizon temporel auquel l'investissement sera réalisé n'est pas contraint (les raccordements n'en font pas partie, puisqu'ils sont à réaliser dans un délai court), il est également important de choisir judicieusement la date d'investissement. Ceci peut signifier réaliser l'investissement au plus tôt, ou, au contraire, attendre une ou plusieurs années. Dans certains cas, il est possible de prolonger efficacement ce délai en recourant, dans l'intervalle, à des leviers alternatifs tels que les flexibilités. **La date de réalisation fait donc partie des composantes de la décision d'investissement optimale.**

L'optimum collectif étant par nature au périmètre de la collectivité, certaines décisions peuvent parfois ne pas être optimales du point de vue du seul RPD. À titre d'exemple, il arrive que le raccordement d'un producteur de puissance importante ne soit pas fait sur le poste source le plus proche, même si celui-ci pourrait l'accueillir, afin de prendre en compte les contraintes et saturations sur le réseau de transport : le producteur sera alors raccordé à un autre poste source plus éloigné.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXII

Le critère B

DÉFINITION

Le « critère B » est un indicateur de la continuité d'alimentation. Il s'agit de la durée moyenne annuelle de coupure par installations de consommation raccordées en BT, exprimée en minutes.

$$\text{Critère B} = \frac{\sum \text{Durées de coupures longues des clients BT}}{\text{Nombre total de clients BT}}$$

Il existe deux principaux critères B :

- **Critère B TCC (toutes causes confondues)** : il permet de mesurer la qualité d'alimentation vue par les utilisateurs, en prenant en compte l'ensemble des causes en amont générant une coupure d'alimentation pour les clients ;
- **Critère B HIX hors RTE** : il s'agit du critère B hors événements exceptionnels (défini dans l'annexe 7 de la délibération n° 2020-318 du 17 décembre 2020 : TURPE 6 HTA-BT) et hors incidents dus au réseau de transport. C'est un des indicateurs clés utilisés pour mesurer la performance du réseau de distribution dans le cadre de la régulation incitative définie par le TURPE. En 2021, à la maille Enedis, le critère B TCC est de 62 min, et le critère B HIX hors RTE est de **56 min**.

RÉGULATION INCITATIVE

La régulation incitative est un ensemble de mécanismes intégré au TURPE, visant à encourager Enedis à maîtriser ses coûts, à améliorer ses performances et sa qualité de service par l'intermédiaire d'incitations sur sa rémunération. L'objectif fixé par la CRE pour l'indicateur de critère B (HIX hors RTE) dans le cadre du TURPE 6 est de 62 minutes. L'incitation financière associée est de 6,4 M€ par minute d'écart entre le réalisé et l'objectif (en bonus ou en malus).

LINKY

Dans sa dernière délibération du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT), la CRE demande à Enedis de fiabiliser le critère B via une automatisation progressive de son calcul, en tenant compte notamment des données Linky. L'objectif fixé par la CRE est la mise en place d'un processus de calcul du critère B utilisant les données des compteurs communicants à fin 2024.

5.1.2. Pour viser cet optimum, Enedis fonde ses études de planification sur les attentes sociétales

Le cadre réglementaire transmet au gestionnaire de réseau les attentes sociétales en matière de sécurité et de qualité de service sous la forme de valeurs repères

Les exigences réglementaires qui régissent la distribution d'électricité en matière de **sécurité électrique et de qualité de service, notamment le décret « qualité »** (voir l'[encart pédagogique XXIII](#) : Le cadre réglementaire de la qualité) reflètent les attentes sociétales en matière de distribution d'électricité. Le GRD veille à remplir sa mission dans le respect de ce cadre général.

Des paramètres externes guident les arbitrages économiques d'Enedis en matière d'investissement

Pour viser l'optimum coût/qualité pour la collectivité nationale, Enedis s'appuie également sur des paramètres afin de compléter sa vision. Trois principaux paramètres technico-économiques sont utilisés sur l'ensemble du territoire pour tenir compte des préférences de la collectivité nationale lors de la planification des investissements :

- **La valeur de l'énergie non distribuée** (END, voir l'[encart pédagogique XXIV](#) : L'END) : elle reflète la valeur accordée par la collectivité à l'accès à l'énergie électrique.
- **Le taux d'actualisation** : ce taux permet d'arbitrer entre des bénéfices et des coûts intervenant à des horizons temporels distincts sur la base du contexte économique et social général³⁷. Enedis choisit de retenir la valeur définie par France Stratégie, destinée à l'évaluation des investissements publics. Enedis utilise donc actuellement pour ses études un taux d'actualisation de 4,5 %, en cours de révision pour tenir compte des nouvelles recommandations de France Stratégie³⁸.

- **Le coût à long terme de l'énergie** : ce coût reflète la composition du système de production d'électricité, et donc les choix économiques et sociétaux en la matière. Il sera utilisé comme paramètre d'entrée pour valoriser l'énergie non injectée³⁹ (ENI), ainsi que le coût de l'énergie destinée à compenser les pertes liées à l'échauffement des câbles et des transformateurs (voir l'[encart pédagogique XXVIII](#) : Pertes techniques). Enedis s'adosse à des références externes pour déterminer le coût de marché à long terme.

Il est utile de noter que l'impact des activités d'Enedis en matière d'émissions de carbone est un paramètre dont l'importance s'accroît, au titre des objectifs de la transition écologique. Il est actuellement pris en compte de façon implicite par l'intermédiaire des références de coût à long terme de l'énergie, qui intègrent une valeur marché des tonnes de CO₂ émises.

Dans un souci de cohérence, des échanges sont menés avec RTE pour uniformiser l'utilisation de ces paramètres par le GRT et le GRD Enedis.

Enedis est au plus proche du terrain pour répondre aux attentes locales

Ces principes généraux, approfondis ci-après, sont complétés par un dialogue régulier avec les concédants, les collectivités territoriales, et les exploitants des réseaux auxquels sont connectés les ouvrages concédés à Enedis (RPT, ELD), afin d'affiner les choix d'investissements. Ceci permet de tenir compte des problématiques et enjeux locaux, en particulier lorsqu'ils ne pourraient être perçus ou représentés par l'intermédiaire des outils technico-économiques accessibles, ou encore de saisir des opportunités de restructuration et de modernisation du réseau.

37. Les investissements d'Enedis, en cohérence avec sa mission de service public, reposent sur un taux d'actualisation qui est différent d'un taux d'intérêt financier ou coût moyen pondéré du capital.

38. France Stratégie fait évoluer ses recommandations, notamment en termes de prise en compte du risque dans la détermination du taux d'actualisation pour les investissements publics. Voir : France Stratégie, Guide de l'évaluation socio-économique des investissements publics - Complément opérationnel I - Révision du taux d'actualisation, octobre 2021, <https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-guide-evaluation-i-taux-dactualisation-23novembre-final.pdf>.

39. L'énergie non injectée est l'énergie qu'un producteur aurait pu injecter sur le réseau, mais qui est perdue pour une raison quelconque, par exemple lorsque la défaillance d'un matériel du réseau conduit à la déconnexion momentanée de ses installations. Ceci peut aussi intervenir lorsque l'injection est interrompue suite à la réception d'une consigne envoyée par le GRD, par exemple dans le cas d'une ORA à modulation de puissance.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXIII

Le cadre réglementaire de la qualité

En application des obligations législatives s'imposant aux gestionnaires des réseaux publics, le décret « qualité » n° 2007-1826, codifié fin 2015 au sein du Code de l'énergie (D322-1 à D322-10) et l'arrêté du 24 décembre 2007⁴⁰ en vigueur fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Enedis, gestionnaire de réseau public, doit respecter ces prescriptions quant aux niveaux de qualité du courant électrique.

Ces textes officiels concernent la tenue de la tension et la continuité de l'alimentation électrique qui, « hors circonstances exceptionnelles », doivent répondre à un niveau de qualité :

- **global** (statistique), qui doit être respecté à la maille de chaque département, mesuré par des critères comme par exemple « au maximum x % des clients du département subissent... » ;
- **minimal** qui doit être assuré à tout client (consommateur).

TENUE DE LA TENSION

La plage de variation de tension définie est la même pour les clients BT et HTA. Un *client* est considéré comme *mal alimenté* (CMA) si, au moins une fois dans l'année, la tension à son point de livraison atteint une valeur efficace inférieure à 90 % de la valeur de la tension nominale ou supérieure à 110 % de cette tension nominale.

Le niveau de qualité « globale » est non respecté si le pourcentage de CMA excède 3 % à la fois sur le département et sur le réseau de la concession considérée (article 3 de l'arrêté 2007 modifié par l'article 2 de l'arrêté 2010).

CONTINUITÉ D'ALIMENTATION

La continuité d'alimentation est caractérisée par :

- Le nombre d'interruptions longues (> 3 minutes), fortuites ou programmées, que subit un client au cours d'une année.
- Le nombre de coupures brèves (de 1 seconde à 3 minutes) que subit le client au cours de l'année.
- La durée cumulée maximale de ces coupures.

Pour chacun de ces critères est définie une valeur de référence : un client est considéré comme « mal alimenté » s'il dépasse la valeur de référence pour au moins l'un des 3.

Le niveau global de continuité est non respecté si, pour l'une au moins des « zones », le pourcentage de clients mal alimentés dépasse 5 % à la fois sur le département et sur la concession considérée.

CONSÉQUENCES EN CAS DE NON-RESPECT DES EXIGENCES ÉTABLIES

La réglementation prévoit explicitement les conséquences en cas de non-respect des exigences établies. Par exemple, lorsque les résultats de l'évaluation globale en continuité (ou en tension) – mesurés à la maille départementale et de la concession – ne satisfont pas aux seuils fixés réglementairement, le gestionnaire du réseau doit soumettre à l'autorité organisatrice un programme d'amélioration de la qualité de l'électricité sur le réseau.

40. Arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXIV

L'END

Un des paramètres clés dans les analyses coûts/bénéfices réalisées par Enedis est le coût pour la collectivité qu'il convient d'attribuer à une éventuelle défaillance de l'alimentation électrique, ce coût conditionnant une éventuelle décision d'investir pour renforcer le réseau :

- Quel coût donner à une coupure brève ? Quel coût donner à une coupure de plusieurs heures ?
- Comment déterminer l'appréciation par les clients consommateurs de ce coût, qui varie temporellement et selon les usages ?

Dans l'économie du système électrique, ces questions sont depuis longtemps appréhendées par l'estimation d'une grandeur socio-économique connue sous plusieurs noms différents : coût de l'*énergie non distribuée* (END), « valeur de la défaillance » (homogène à la « *value of lost load* » en anglais), etc.

Enedis estime la valeur de l'END en réalisant des sondages auprès d'un panel représentatif de consommateurs raccordés aux réseaux de distribution qu'elle exploite ([Enedis, Quelle est la valeur socio-économique de la continuité d'alimentation du réseau public de distribution géré par Enedis ?, décembre 2021](#)). L'objectif de ces sondages est d'évaluer la gêne associée à une rupture d'alimentation électrique dans différentes périodes de l'année et pour différentes durées de coupure, puis de traduire cette gêne en une valeur socio-économique. Cette valeur est ainsi constituée :

- des coûts directs du consommateur coupé : perte de production pour un industriel par exemple ;
- des coûts indirects pour le reste de la société : une entreprise n'ayant pas été livrée suite à la rupture d'alimentation électrique d'un fournisseur de pièces, peut également être touchée par la coupure ;

- des valeurs directement monétisables : la perte de denrées périssables d'un congélateur chez un particulier, par exemple ;

- des valeurs indirectement monétisables : la perte de confort comme le temps perdu à aller reconstituer le stock du congélateur, etc.

La valeur résultante de l'END a deux composantes :

- Une valeur de l'END en €/kWh : représentant la part variable ou proportionnelle de la gêne, qui dépend de la durée de la coupure.
- Une valeur de l'END en €/kW : représentant la part fixe de la coupure. Cette valeur permet de mesurer la gêne quelle que soit la durée de la coupure.

La valeur actuelle de l'END est ainsi de 31 €/kWh (part variable) et 10 €/kW (part fixe).

Si un consommateur est prévenu à l'avance d'une coupure, il peut alors mettre en œuvre des moyens pour limiter la gêne associée à la coupure : un industriel peut synchroniser la maintenance d'une chaîne de production avec la coupure d'alimentation pour limiter les pertes de production associées, un particulier peut prendre certaines mesures pour modérer l'impact de la coupure pendant la période annoncée, etc. Une valeur distincte de l'END est donc utilisée pour les coupures avec délai de prévenance.

La valeur actuelle de l'END avec délai de prévenance est ainsi de 21 €/kWh (part variable) et 5 €/kW (part fixe).

5.1.3. Enedis investit dans la perspective d'une exploitation au quotidien et d'une longue durée de vie des ouvrages

Les règles utilisées pour les investissements doivent tenir compte de la conduite et de l'exploitation au quotidien

Le corps de règles de dimensionnement a été défini de sorte que le réseau soit toujours exploité dans le respect des exigences de sécurité et réglementaires. Il y veille de deux manières :

- La plupart du temps, en s'assurant que le dimensionnement des ouvrages le permet.
- Le reste du temps, en donnant à la conduite suffisamment de leviers pour s'en assurer.

Dans les situations où la conduite intervient, l'alimentation de certains clients peut ne plus être assurée. On cherche donc à limiter leur occurrence. Choisir le risque d'apparition de ces situations est un des enjeux de la recherche de l'optimum coût/qualité. Ce choix se décline à travers la définition des situations dimensionnantes décrites au [5.3](#).

Il est nécessaire de préparer, dès sa conception, l'exploitabilité du réseau, c'est-à-dire la capacité à mener, une fois mis en service, l'entretien et les réparations de manière efficace. Elle peut inclure la capacité à piloter en temps réel certains éléments. Pour y parvenir, les règles de dimensionnement tiennent compte des règles d'exploitation et de conduite du réseau, afin que les opérateurs de conduite aient ensuite la capacité d'exploiter l'infrastructure.

Ceci peut s'illustrer de manière concrète à travers l'exemple de l'entretien des matériels du réseau. Celui-ci peut nécessiter de mettre une partie du réseau hors tension. C'est le mailage du réseau HTA ([5.2.2](#)), qui permet en général de mettre en place, à cette occasion, un schéma de réseau alternatif, afin de limiter l'impact de cet entretien sur les clients. Ceci ne

sera par ailleurs possible que si les équipes de conduite disposent de la marge de manœuvre nécessaire pour le faire : les organes de manœuvre sur le réseau doivent être suffisamment nombreux et les éléments « secourants » du réseau (ceux qui vont temporairement acheminer la charge supplémentaire) doivent avoir une capacité technique suffisante.

Les flexibilités et les fonctionnements « smart », qui seront détaillés au [chapitre 6](#), conduisent, de façon générale, à repenser ces principes, en augmentant la fréquence des situations où la conduite doit intervenir. Si ces nouveaux fonctionnements sont mis en œuvre dans les cas où ils minimisent le coût collectif, ce qui est bien sûr souhaitable, ils doivent toutefois être développés de façon maîtrisée, pour que l'outil industriel du réseau de distribution reste exploitable au service de tous.

Les décisions d'investissements sur le réseau s'inscrivent sur le long terme

La prise en compte de l'ensemble des coûts et des bénéfices pour la collectivité dans la recherche de la solution optimale est d'autant plus importante qu'**Enedis investit dans des ouvrages ayant une durée de vie longue, de l'ordre de plusieurs dizaines d'années**, et dont les modes d'utilisation évoluent lentement.

Cela implique que les **études d'investissement soient réalisées sur des situations théoriques**, et non simplement à partir des situations observées dans le passé. Le choix du réseau installé aujourd'hui doit tenir compte de la variété des besoins futurs et de l'incertitude qui s'y rapporte.

Cela conduit également à privilégier une certaine stabilité des choix techniques du GRD : **on hérite des choix passés, et on contraint les choix futurs**. À titre d'exemple, le choix, à une date donnée, d'installer des ouvrages destinés à être exploités à un certain niveau de tension, incitera à choisir à nouveau ce niveau de tension à l'avenir pour optimiser le coût lié à la compatibilité des ouvrages entre eux.

5.2. Enedis transcrit les objectifs généraux de la planification en un référentiel technique : les grands choix structurants

5.2.1. Des limites techniques à respecter, définies par le gestionnaire de réseau : le plan de tension et les contraintes

Afin de traduire le cadre général exposé au [5.1](#) dans ses décisions d'investissement, Enedis définit les plages acceptables à l'intérieur desquelles peuvent varier les grandeurs électriques du réseau, à savoir la tension, l'intensité et les courants de court-circuit, en tenant compte des limites techniques d'utilisation des matériels. Ces valeurs limites sont définies par le plan de tension, les intensités maximales admissibles et le plan de protection.

La gestion de la tension

La tension délivrée en HTB par RTE à l'interface du réseau de distribution, à l'amont des postes sources, est transformée, à l'aval des transformateurs HTB/HTA, aux niveaux de tension 15 ou 20 kV. Celle-ci évolue tout au long des réseaux de distribution qui se déploient à partir du poste source, en fonction des consommateurs et des producteurs raccordés.

La question historique centrale à traiter par les GRD en ce qui concerne cette évolution de la tension le long du réseau était, dans un monde de production centralisée, celle de la maîtrise de la chute de tension au bout des réseaux basse tension, jusqu'au client final. Avec l'enfouissement progressif des câbles et avec l'arrivée des EnR, qui contribuent chacun à des hausses locales de tension, la question à traiter sur la tension se déforme : il n'est désormais plus rare qu'un raccordement d'EnR soit conditionné à la réalisation de travaux sur le

réseau, du fait d'une tension locale trop haute au moment du pic de production.

Les solutions qui viennent spontanément à l'esprit (qui consisteraient à faire des choix techniques permettant de baisser la tension du réseau à proximité du producteur voulant se raccorder) seraient à l'inverse des intérêts de la clientèle qui soutire dans la zone. En effet, si une solution statique de baisse de tension locale est retenue en vue d'accueillir la production, alors les consommateurs feraient face, quand le producteur est absent (faute de vent, de soleil) et du fait des nouveaux réglages, à des tensions devenant bien trop basses pour leurs appareils, et hors des seuils du décret « qualité ».

Le plan de tension est l'objet élaboré par Enedis qui permet de définir les marges en tension accordées aux divers utilisateurs. Il répartit le terrain de jeu des marges possibles (précisées par le décret « qualité ») entre les différents types d'utilisateurs, et doit viser une solution de compromis acceptable, qu'ils soient consommateurs ou producteurs. Le plan de tension s'appuie sur les modèles et sur les leviers techniques disponibles pour définir la façon dont leur utilisation combinée permet de respecter les exigences réglementaires (voir l'[encart pédagogique XXV](#) : Le plan de tension).

La question d'une évolution potentielle du plan de tension est actuellement ouverte au sein d'Enedis pour trouver le meilleur compromis – en économie collective – en termes de gabarits, de partage des marges, etc. Il pourra aussi s'appuyer sur des moyens « *smart* » de régulation ou de réglage de la tension, s'ils existent pour la conduite et s'ils sont économiquement viables. Ces moyens alternatifs seront examinés au [6.2](#).

Les contraintes

Le plan de tension définit donc les limites acceptables de variations de tension, à la hausse et à la baisse, le long des départs HTA et BT. De même, les limites techniques des matériels, qui peuvent être pondérées pour tenir compte d'effets locaux favorisant les échauffements (par exemple passage dans des fourreaux, ou proximité de plusieurs conducteurs), définissent les intensités maximales admissibles dans les différents éléments du réseau. Enfin, le plan de protection définit les courants de court-circuit maximaux et minimaux pour les départs HTA et BT. Ces seuils sont définis dans la *documentation technique de référence* (DTR), qui est publique (<https://www.enedis.fr/documents>).

Dans le cadre de la planification, Enedis nomme « contrainte électrique » le fait que l'intensité, ou la tension, sorte des plages définies par ces règles de dimensionnement, **dans les situations de référence considérées par Enedis pour ses études de planification de réseau (5.3)**. Ces contraintes sont le signe d'une fragilité structurelle du réseau, puisqu'elles

signifient que dans des situations plausibles et exigeantes de consommation et de production, l'intensité dans un conducteur pourrait dépasser le seuil maximal de ce matériel, ou que la tension délivrée à certains clients pourrait sortir de la plage réglementaire.

A *contrario*, la mesure d'une intensité ou d'une tension en dehors des plages prévues n'implique pas nécessairement une fragilité structurelle du réseau. En effet, la cause peut être conjoncturelle (situation exceptionnelle de consommation par exemple, qui dépasse la situation de référence prise en compte), un état dégradé du réseau du fait de la défaillance d'un matériel, ou encore une répartition inégale des clients entre les phases BT (qui peut être résolue sans investissement).

Une illustration de l'influence de la topologie des ouvrages sur le type de contraintes susceptibles d'apparaître est proposée dans l'[encart pédagogique XXVI](#) : Les différentes typologies de réseaux influencent les types de contraintes susceptibles d'apparaître.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXV**Le plan de tension**

Le cadre réglementaire impose à Enedis de fournir à ses clients une tension comprise entre -10 % et +10 % autour de la tension nominale. Par ailleurs, les contrats de raccordement des clients HTA stipulent que la tension fournie doit se trouver entre - 5 % et + 5 % autour de la valeur de tension contractuelle, celle-ci étant fixée par Enedis entre -5 % et +5 % autour de la tension nominale U_n (généralement à U_n).

Enedis dispose de peu de leviers pour contrôler la tension sur le réseau :

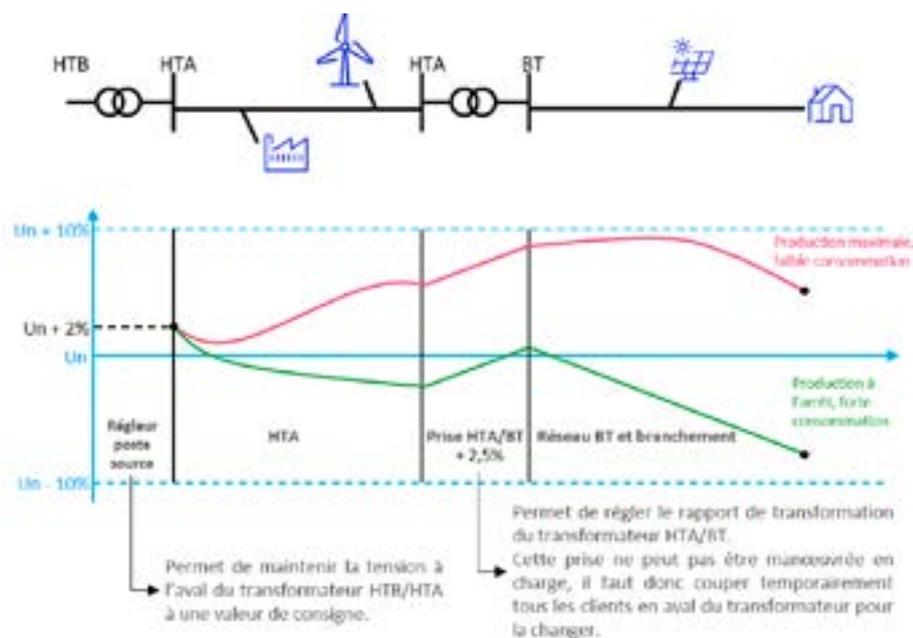
- Au niveau du poste source, un régleur en charge permet de maintenir la tension à l'aval du transformateur HTB/HTA à une valeur de consigne (tant que la tension HTB reste proche de sa valeur nominale). Pour la plupart des postes sources, il n'est pas possible de piloter à distance cette valeur de tension de consigne.
- Au niveau des postes HTA/BT, une prise fixe permet de régler le rapport de transformation du transformateur HTA/BT (le plus souvent, la prise permet de choisir entre trois valeurs, donnant une tension en aval à U_n , $U_n + 2,5\%$ ou $U_n + 5\%$). Cette prise ne peut pas être manœuvrée en charge, c'est donc une intervention lourde, qui nécessite de couper temporairement tous les clients en aval du transformateur HTA/BT pour la changer, et parfois même de couper une partie du départ HTA qui alimente le poste.

Une fois la tension de consigne fixée au niveau du poste source, la tension sur le réseau HTA et BT en aval va évoluer en fonction de la consommation et de la production sur ce réseau. Ainsi, sur un départ globalement consommateur, la tension va chuter progressivement en s'éloignant du poste source. À l'inverse, sur un départ producteur, la tension va s'élever. Ces variations de tension sont d'autant plus importantes que le courant transité est fort, et la résistivité des conducteurs est grande. La figure ci-après illustre schématiquement les variations de tension sur un réseau HTA et BT dans deux situations : production maximale et faible consommation en rose, et production à l'arrêt et forte consommation en vert.

>>>

>>>

Figure 43 : illustration des variations possibles de la tension sur un départ HTA, dans les situations de production maximale et de faible consommation, ou d'absence de production et de forte consommation



© Eneadis

Pour s'assurer que la tension délivrée aux clients reste dans les marges acceptables, Eneadis va donc dimensionner le réseau de manière à limiter ces variations de tension le long des départs. Ce qu'on appelle « plan de tension » est donc l'ensemble des règles qui définissent :

- les tensions de consignes qui peuvent être choisies au niveau des postes sources ;
- les chutes et élévations de tension maximales le long des départs HTA ;
- les prises fixes qui peuvent être choisies au niveau des postes HTA/BT ;
- les chutes et élévations de tension maximales le long des départs BT.

Ces règles, qui doivent être uniformes au niveau national, définissent *de facto* un partage des marges entre utilisateurs : clients HTA et BT, producteurs et consommateurs. En effet :

- Plus les variations de tension autorisées le long des départs HTA sont élevées, moins il reste d'espace pour avoir des variations de tension importantes en BT. Ainsi, faciliter le raccordement des clients HTA a pour contrepartie de rendre plus difficile celui des clients BT.
- Plus l'élévation de tension maximale le long d'un départ HTA est élevée, plus la tension de consigne au niveau du poste source doit être basse, et donc moins il y aura d'espace pour avoir des chutes de tension importantes sur les autres départs HTA. Ainsi, faciliter le raccordement des producteurs HTA a pour contrepartie de rendre plus difficile celui des consommateurs.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXVI

Les différentes typologies de réseaux influencent les types de contraintes susceptibles d'apparaître

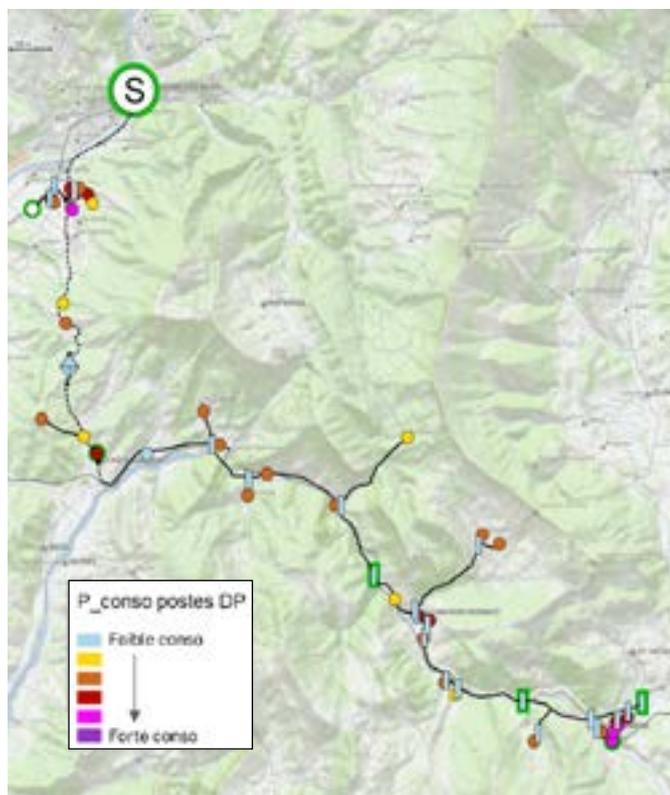
Les différents types de contraintes interviennent de différentes manières sur le dimensionnement du réseau :

- Les contraintes en lien avec le plan de protection vont essentiellement limiter la longueur des départs, et la possibilité d'utiliser à la fois des techniques de pose aériennes et souterraines sur un même départ.
- Les contraintes d'intensité vont limiter la charge par départ et par transformateur.
- Les contraintes de tension dépendent à la fois de la charge et de la longueur : elles limitent le raccordement de trop fortes charges trop loin des postes.

De ce fait, les différents types de contraintes sont généralement rencontrés sur des typologies de réseaux différentes :

- La tension basse est un problème qui survient majoritairement en milieu rural, du fait de la longueur des réseaux entre les postes sources et les clients (voir [figure 44](#)).

Figure 44 : exemple de départ HTA susceptible de connaître des contraintes de tension basse, du fait de sa grande longueur (en partie due aux contraintes géographiques de relief), et de la présence de charges significatives en bout de départ



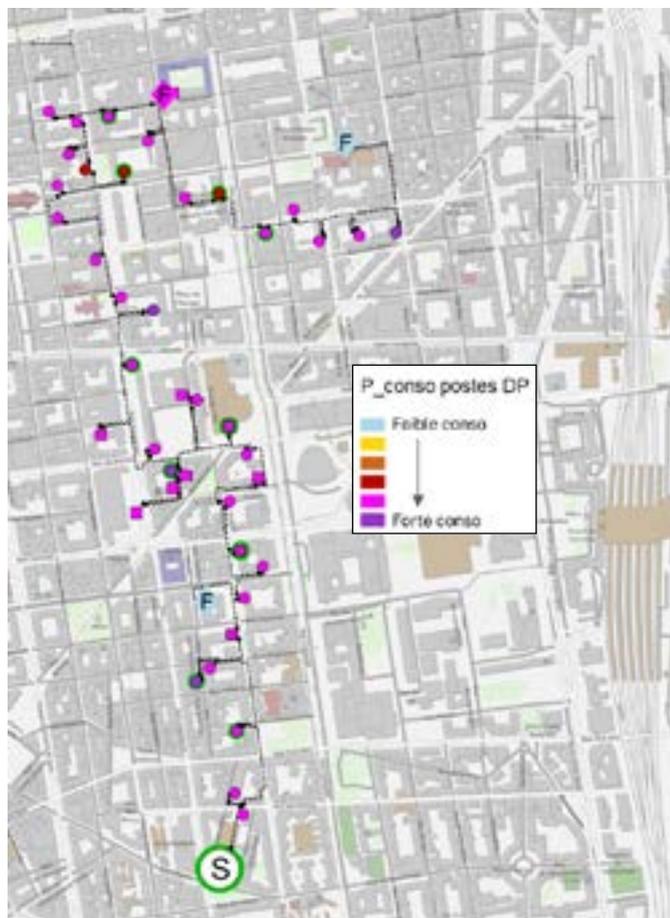
© Enedis

>>>

>>>

- La tension haute est un problème plus récent, qui apparaît avec la production décentralisée massive et l'enfouissement des réseaux. De manière symétrique aux tensions basses, les tensions hautes sont plutôt susceptibles d'apparaître en milieu rural, sur des réseaux longs, avec peu de consommation mais une production significative. Par ailleurs, un réseau HTA composé de grandes longueurs de câbles souterrains pourra refouler de la puissance réactive (voir l'[encart pédagogique XXXVI](#) : La puissance réactive) vers le réseau de transport, ce qui élèvera la tension sur ce dernier.
- La surintensité se rencontre davantage en milieu urbain, du fait de la densité des consommations (voir [figure 45](#)).

Figure 45 : exemple de départ HTA susceptible de connaître des contraintes d'intensité, du fait de la densité importante de charges



© Eredis

5.2.2. Une structure cible au service de l'exploitation, au bénéfice de la qualité d'alimentation des clients au quotidien

La construction d'un réseau HTA maillé permet aux équipes de conduite d'améliorer la qualité d'alimentation des clients en cas d'incidents ou de travaux

La valeur importante accordée par la société à une alimentation électrique continue conduit à développer le réseau HTA en prenant en compte les situations d'incidents ou de travaux sur le réseau qui peuvent mener à une interruption du service rendu aux clients.

Une des solutions accessibles pour diminuer l'impact de ces événements est de fournir aux *agences de conduite régionales* (ACR) le moyen de modifier temporairement le chemin électrique qui mène à un client. Ceci se prépare dès la planification du réseau, en s'assurant qu'une zone ou un client sont connectés au réseau par différents chemins électriques, entre lesquels l'ACR peut alterner, soit à distance grâce à des automatismes placés sur le réseau, soit par l'intermédiaire de manœuvres manuelles réalisées par les équipes d'exploitation. La majorité des zones desservies par le réseau HTA d'Enedis sont ainsi aujourd'hui alimentées par différents chemins (dits « départs HTA ») : le réseau HTA est « maillé ».

Cette possibilité ne se traduit pas pour autant par une alimentation simultanée des clients par l'intermédiaire de plusieurs départs : le réseau n'est pas exploité « bouclé », ce qui signifie qu'à chaque instant, par le jeu des automates et des organes de manœuvre manuels, un unique chemin électrique relie sous tension une zone donnée. Cette pratique d'exploitation du réseau, dite « maillée » mais « non bouclée » peut

différer de celle de certains réseaux de transport, qui peuvent être exploités de manière « bouclée ».

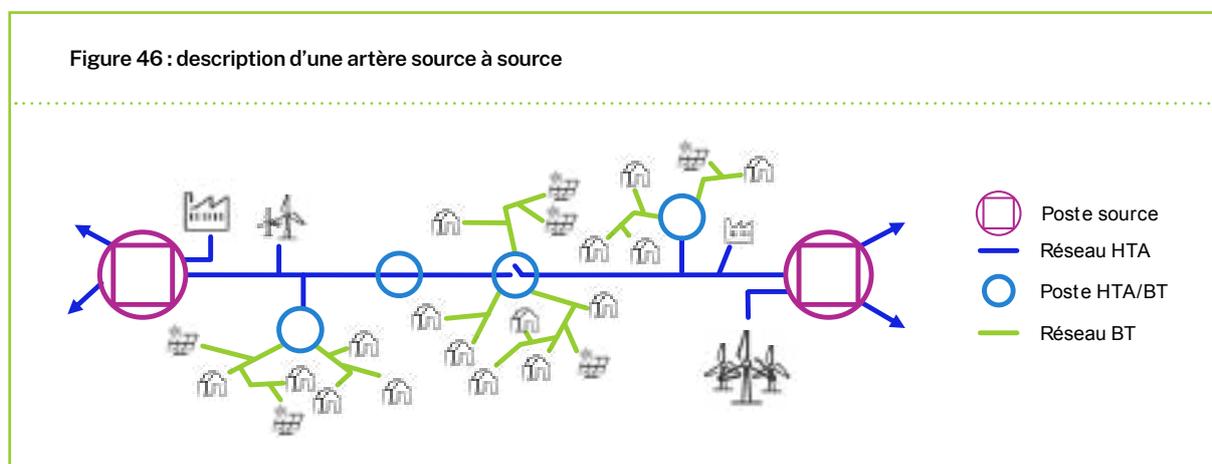
La structure cible définie par Enedis pour le réseau HTA permet d'atteindre un maillage efficace du réseau

Conformément aux objectifs exposés au 5.1.1, Enedis cherche à développer ces structures redondantes de manière efficace. Dans un contexte où le réseau évolue de manière lente, comme évoqué au 5.1.3, et le plus souvent à travers une succession de multiples investissements d'ampleur limitée, il ne serait pas raisonnablement accessible de redéfinir, à chaque nouvel investissement, la structure redondante optimale de la zone dans laquelle il s'insère. Enedis propose donc à ses chargés d'études et maîtres d'ouvrages réseau de viser une convergence progressive vers une structure cible de réseau.

Pour le réseau HTA cette structure cible est l'artère de source à source (voir figure 46). Deux câbles issus de postes sources différents, c'est-à-dire deux « départs HTA », forment un fuseau poste à poste. Cette structure de poste à poste n'est pas toujours réalisable, notamment du fait des obstacles naturels (par exemple en bord de mer) ou de la localisation des clients. La cible est alors de connecter entre eux des départs d'un même poste source, là où des points de jonction sont possibles.

Dans cette structure, pour chaque couple de départs HTA interconnectés, on définit un point d'ouverture électrique, localisé par un interrupteur situé dans un poste électrique ou sur le réseau aérien. Celui-ci définit la frontière habituelle entre les deux postes sources et restera ouvert lorsque le réseau n'est pas en situation d'incident ou de travaux. On définit cette situation comme le « schéma normal d'exploitation ».

Figure 46 : description d'une artère source à source



© Enedis

Cette **structure est simple et efficace pour la conduite et l'exploitation** : elle permet une variété de schémas d'exploitation selon l'emplacement choisi pour le point d'ouverture de l'artère. Elle assure aussi un niveau de sécurisation élevé en cas d'incident (perte d'un poste source ou d'un tronçon), de travaux, de maintenance ou de surcharge temporaire. Dans ces différents cas de figure, le changement de schéma d'exploitation permet de limiter le nombre de clients coupés.

On peut noter que ce schéma de principe, simple à un niveau unitaire, devient rapidement complexe à visualiser une fois généralisé : un poste source alimente habituellement entre dix et vingt départs HTA, secourus par les réseaux issus de cinq autres postes en moyenne. La topologie de ce maillage est illustrée par l'exemple concret de la zone d'Alençon dans

[l'encart pédagogique XXVII](#) : Cartographie des réseaux – exemple de la zone d'Alençon.

Une structure cible qui n'a pas vocation à être atteinte partout, ni quoi qu'il en coûte

Si les bénéfices en matière de qualité d'alimentation d'une structure de réseau maillée et redondante sont évidents, ils ne compensent pas toujours le coût des investissements nécessaires.

Les principes technico-économiques définis au [5.1](#) permettent à Enedis de déterminer le bon niveau de maillage du réseau qui doit être visé.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXVII

Cartographie des réseaux – exemple de la zone d'Alençon

Une représentation de la topologie du réseau peut être obtenue sur le site d'Enedis dédié à la mise à disposition de données ouvertes (<https://data.enedis.fr/>). En 2015, Enedis a été le premier distributeur européen à publier en données ouvertes (*open data*) des données énergétiques agrégées. Depuis, elle approfondit cette démarche pour tous les acteurs de la transition énergétique. Ce site permet, entre autres, de visualiser la cartographie des réseaux électriques HTA et BT. Une illustration de la visualisation proposée pour le réseau HTA, aérien et souterrain, qui alimente la zone d'Alençon apparaît ci-dessous :

Figure 47 : une visualisation du réseau HTA, aérien et souterrain, qui alimente la zone d'Alençon



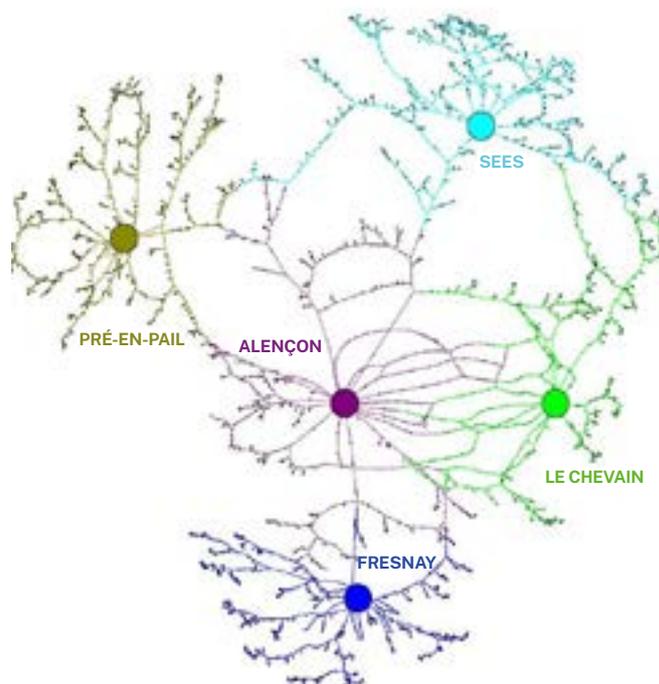
Cette représentation cartographique permet la visualisation précise de l'emplacement des postes sources et de la totalité du réseau HTA, reflétant ainsi le maillage du réseau.

>>>

>>>

Toutefois, pour en percevoir la logique électrique, il est plus adapté de s'éloigner de cette représentation géographique et d'adopter une représentation technique et schématique. La [figure 48](#) illustre les représentations utilisées par les équipes d'Enedis, toujours dans le cas de la zone d'Alençon. En moyenne, chaque poste source d'Enedis a lui-même environ 5 postes sources dits « secourants » ou « en appui ». Ainsi, le poste source central d'Alençon représenté peut être secouru par les postes PRÉ-EN-PAIL, FRESNAY, LE CHEVAIN et SEES. Leurs propres secourants ne sont pas représentés ici.

Figure 48 : visualisation simplifiée des réseaux alimentés par le poste source Alençon ainsi que ceux de ses postes sources secourants



© Enedis

Un dimensionnement qui résulte de considérations qui vont au-delà d'un ouvrage donné

Puisque cette structure relie les postes sources et les réseaux les uns aux autres, les décisions d'investissement liées à un ouvrage HTA résultent le plus souvent de la prise en compte des ouvrages voisins existants voire d'une large zone incluant plusieurs postes sources.

Il en résulte que le dimensionnement de ces ouvrages ne peut s'apprécier en les considérant comme des objets isolés. En particulier, cette structure enchevêtrée permet plusieurs schémas d'exploitation et de reprise, variables selon le choix

du point d'ouverture des fuseaux. Ceci rend fragile toute étude d'impact qui reposerait sur le seul examen, brutal et simpliste, de l'historique de la courbe de charge d'un poste source pris isolément de son environnement.

Dans ce contexte, il devient enfin naturel d'observer que la pointe de transit d'un poste source mesurée sur un historique limité est souvent éloignée de sa capacité technique maximum. Cela traduit l'existence d'une capacité supplémentaire disponible et mise à profit, le cas échéant, pour secourir les clients alimentés habituellement par d'autres postes sources de la zone.

Une structure de réseau BT adaptée à son observabilité limitée

Le niveau d'observabilité atteint en HTA par le déploiement de capteurs et sa pilotabilité accrue, permise par les automates, ne sont pas répliqués en BT. La structure cible est plus simple, arborescente, c'est-à-dire sans connexion des départs entre eux, et destinée à faire face à la variabilité des charges connectées à ses branches. En cas d'incident, la charge peut être réalimentée progressivement par des manœuvres réalisées directement sur le réseau par les équipes d'intervention. Compte tenu de cette structure non bouclée et de leur observabilité en temps réel limitée, les réseaux basse tension sont « exploités », mais non « conduits ».

5.2.3. Des gammes de matériels associées à des préconisations d'utilisation

Une logique de gamme pour garantir l'efficacité des achats de matériels et la praticabilité des études unitaires

Enedis est un acteur industriel de premier plan en France, pour qui il est possible de faire bénéficier ses clients d'un meilleur rapport coût/qualité en rationalisant sa politique d'achat, en particulier en matière d'achat de transformateurs et de câbles. Une limitation du nombre des références utilisées permet de réduire les coûts de qualification de ces matériels, mais aussi aux fournisseurs de proposer des prix de fabrication plus compétitifs, ou encore de faciliter la logistique et la maintenance.

Enedis applique donc une logique de gamme à ses principaux matériels de réseau. Afin d'appliquer les principes

présentés au 5.1, des préconisations d'utilisation de ces matériels sont proposées aux chargés d'études et maîtres d'ouvrages réseau.

La longue durée de vie des ouvrages de réseau mentionnée au 5.1.3 implique aussi d'adapter l'investissement aux charges futures. Il existe un équilibre entre les économies permises par l'installation d'un ouvrage exactement adapté à la charge qu'il acheminera au moment de sa mise en service, et le coût du remplacement ultérieur de cet ouvrage si sa capacité venait à être saturée. Dans le cas des ouvrages de réseau, qu'il s'agisse des câbles ou des postes de transformation, une part importante des coûts d'investissements est associée aux travaux de génie civil. Il est donc d'autant plus important d'installer un matériel électrique adapté aux perspectives du réseau.

Le choix des câbles

Lors de l'installation d'un câble, Enedis applique une logique de « sections économiques de références » (voir l'[encart pédagogique XXIX](#) : Sections économiques) : en fonction de la charge attendue et de ses perspectives de croissance, une des références de la gamme de câbles choisie par Enedis est préconisée, notamment d'après sa section et sa technologie. Ce choix est permis par la traduction du processus de recherche de l'optimum technico-économique sous forme d'abaques simplifiés.

Les câbles choisis de manière à respecter ces critères d'efficacité présentent le plus souvent, au moment de leur installation, une capacité maximale supérieure à la puissance qu'il est prévu d'acheminer.



ENCART PÉDAGOGIQUE XXVIII

Pertes techniques

CONTEXTE ET DÉFINITIONS DES PERTES

Sur le réseau de distribution, les pertes électriques sont l'énergie qui est injectée sur le réseau, mais qui n'est pas facturée aux clients. Elles ne peuvent pas être mesurées, et sont donc calculées par bouclage.

Il y a deux types de pertes électriques : les pertes non techniques, dues aux consommations sans contrat, fraudes ou dysfonctionnements de comptage, et les pertes techniques, qui correspondent à l'énergie dissipée sous forme de chaleur lors du transit d'électricité sur le réseau. Les pertes techniques sont de deux natures :

- Pertes dépendantes du flux d'électricité : dues à l'effet Joule dans les conducteurs, elles varient de façon quadratique avec la charge ; $Pertes_{\text{Joule}} = R.I^2$
- Pertes indépendantes du flux d'électricité : pertes fer, hystérésis et diélectriques permanentes, elles ont notamment lieu dans le noyau des transformateurs.

Les inducteurs des pertes techniques sont principalement :

- la charge du conducteur : plus le flux d'électricité transitant sur un câble est élevé, plus il y a de pertes ;
- la distance à parcourir pour alimenter la charge : plus elle est grande, plus il y a de pertes ;
- la section du conducteur : plus la section est faible, plus il y a de pertes ;
- le matériau du conducteur : plus la résistivité du câble est élevée, plus il y a de pertes.

ENJEUX DES PERTES

Les pertes ont des enjeux importants pour Enedis sur les aspects financiers (achat sur les marchés), RSE (elles participent au bilan carbone) et sobriété.

LE COÛT DES PERTES, PARAMÈTRE DES ÉTUDES TECHNICO-ÉCONOMIQUES

Les pertes sont valorisées au coût de long terme de l'énergie.

OPTIMISATION DES PERTES TECHNIQUES LORS DU DIMENSIONNEMENT DES OUVRAGES

Le coût des pertes techniques sur la durée de vie de l'ouvrage est l'un des paramètres clés pris en compte en planification des réseaux dans le choix de la stratégie d'investissement à l'optimum économique (voir l'[encart pédagogique XXI](#) : Le choix de la meilleure stratégie d'investissement).

Ainsi, le choix de la section optimale du conducteur (voir l'[encart pédagogique XXIX](#) : Sections économiques) optimise le coût des pertes, mais pas à tout prix puisque d'autres paramètres sont également pris en compte : réduire les pertes techniques ne peut être un objectif isolé.

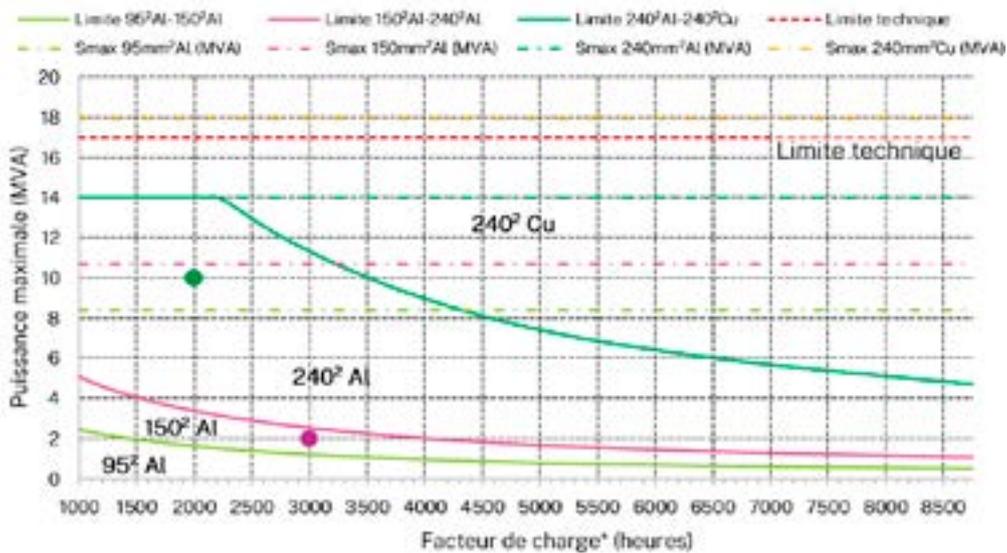
ENCART PÉDAGOGIQUE XXIX

Sections économiques

Enedis dispose d'une gamme finie de conducteurs (lignes aériennes et câbles souterrains) qui ont été qualifiés et pour lesquels elle a passé des marchés avec des fournisseurs. Les différents types de conducteurs sont principalement caractérisés par leur matériau constitutif et par la section de la partie conductrice. Ces paramètres auront un impact sur le courant maximal admissible, et sur la résistivité du conducteur. À matériau identique, plus la section est élevée, plus son courant maximal admissible est grand, et sa résistivité faible. Les pertes par effet Joule, qui se matérialisent par un échauffement du conducteur, en sont ainsi diminuées.

Lorsqu'elle met en place un conducteur, Enedis sélectionne le type d'ouvrage qui permet de faire transiter le courant prévu, mais cherche aussi à minimiser les coûts sur toute sa durée de vie. Les coûts à considérer sont donc principalement le coût initial de l'ouvrage et le coût des pertes Joule qui interviendront pendant toute la durée d'utilisation de l'ouvrage – de l'ordre de plusieurs dizaines d'années – en nécessitant la production d'électricité supplémentaire et son acheminement jusqu'au câble lui-même (voir [figure 49](#)).

Figure 49 : sections économiques consommateur en 20 kV



La section économique d'un câble est choisie selon sa situation de charge : puissance maximale qui va y transiter, facteur de charge.

La puissance qui pourrait techniquement transiter sur le câble choisi peut être beaucoup plus élevée (voir les deux exemples ci-contre).

P_{max} : 2 MVA
3000 heures/an

section choisie : 150 mm² alu
ce câble pourrait tenir 10,7 MVA,
soit 5 fois plus

P_{max} : 10 MVA
2000 heures/an

section choisie : 240 mm² alu
ce câble pourrait tenir 14 MVA,
soit 1,4 fois plus

* Le facteur de charge est la durée d'utilisation annuelle de la puissance maximale qui va transiter sur le câble

>>>

Si le coût initial d'un conducteur augmente avec sa section, les pertes Joule qu'il induira pour acheminer une même quantité de courant diminuent. Il existe donc un équilibre entre le coût économisé initialement en installant une section plus faible et le coût supplémentaire qui sera encouru pendant toutes les années ultérieures du fait de l'échauffement accru des câbles.

Cet équilibre dépend du coût de l'énergie à long terme, puisqu'il permet d'évaluer le coût des pertes générées sur la durée de vie du câble. Le taux d'actualisation, qui permet de comparer au sein d'un même calcul le coût que représente l'investissement initial et les coûts des années à venir, y compris à des horizons lointains, est un autre paramètre essentiel pour évaluer cet équilibre.

La section optimale, qui conduit au moindre coût sur la durée de vie, résulte donc d'un compromis entre ces deux effets, et est toujours supérieure à la section minimale qui aurait permis de faire transiter le courant prévu.

Dans ses règles de dimensionnement, Enedis prend en compte cet enjeu via des abaques de « sections économiques de référence ». Ces abaques sont régulièrement mis à jour quand les paramètres économiques sous-jacents, tels que les prix des matériels ou de l'énergie, évoluent.

L'ordre de grandeur de l'écart de coût entre deux sections différentes est inférieur aux dépenses liées à l'installation de ce câble, dues pour l'essentiel aux travaux de génie civil associés (comme illustré dans l'[encart pédagogique 1](#) : Les investissements sur le réseau de distribution se traduisent par des travaux de génie civil). De ce fait, le choix de la section optimale se traduit par un écart important avec la section minimale qui aurait permis de faire transiter le courant attendu.

Le choix des transformateurs des postes HTA/BT

Une logique de gamme est également mise en œuvre pour les transformateurs des postes HTA/BT. Les facteurs pris en compte pour l'établissement de ces gammes incluent les choix environnementaux d'Enedis et les obligations réglementaires (voir [chapitre 7](#)).

Des méthodes similaires à celles décrites pour le choix des câbles, fondées sur des abaques, s'appliquent au choix de ces transformateurs.

De la même façon, il résulte de cette logique de gamme que la capacité des transformateurs installés est souvent, au moment de leur mise en service, significativement supérieure à la puissance maximale qu'ils doivent être en mesure d'acheminer.

5.2.4. Le réseau issu de ces choix structurants n'est pas à la limite de la contrainte

Ces grands choix structurants aboutissent, par construction, à un réseau dont les capacités techniques sont, pour les nouveaux ouvrages, largement supérieures aux puissances qu'ils sont amenés à acheminer au moment de leur mise en service. Ces choix structurants étant le fruit d'une recherche constante d'un optimum technico-économique fondé sur les préférences de la société, on observe qu'**un réseau de distribution bien dimensionné n'est pas un réseau à la limite de la contrainte**.

Ce point a nécessité une clarification lors de la phase de consultation du PDR, en particulier lors des ateliers organisés avec les utilisateurs du réseau. Il convient de bien distinguer, pour chaque ouvrage, deux échelles de temps :

- Une première, celle de la conception du réseau, au moment de la décision d'investissement. Ici, le bon choix n'est pas de créer l'infrastructure minimum. Il faut s'appuyer sur les fondements technico-économiques pour anticiper l'avenir en tenant compte de la croissance potentielle des charges, des coûts ultérieurs de modification des ouvrages et des choix de gammes de matériels, et créer, là où c'est efficace, une redondance des ouvrages pour donner à la conduite les moyens d'amener la qualité d'alimentation au niveau des attentes sociétales. C'est en ce sens qu'un « *réseau bien dimensionné n'est pas à la limite de la contrainte* ».
- Une seconde, celle de l'exploitation au quotidien, une fois l'investissement réalisé. À partir du moment où l'ouvrage est installé, Enedis l'utilisera bien sûr au maximum de ses capacités, notamment pour accompagner la croissance des charges ou raccorder de nouveaux utilisateurs.

5.3. Des méthodes d'études unitaires qui forment un cadre cohérent pour le raccordement des clients et le renforcement du réseau

Enedis investit pour répondre aux enjeux identifiés aux chapitres 2 et 3

En tant que gestionnaire du réseau, Enedis doit investir pour répondre aux demandes de raccordement (consommateurs ou producteurs), aux demandes des tiers et aux exigences de la réglementation. Enedis doit également réaliser les renforcements destinés à accompagner l'évolution de la consommation. Enfin, elle garantit la performance du réseau en matière de fiabilité et de résilience des ouvrages.

Pour y parvenir, Enedis s'appuie sur deux méthodologies distinctes

Enedis choisit la meilleure manière de répondre à ces enjeux en définissant un cadre de décision d'investissement :

- Des **études technico-économiques unitaires** sont utilisées pour le raccordement des clients, la levée des contraintes ponctuelles (au sens de contraintes électriques d'intensité ou de tension, ou de risque lié à la qualité lors de l'indisponibilité des ouvrages ou de difficulté d'exploitation), l'anticipation de la croissance des charges ou les demandes de déplacement d'ouvrages.
- Des **plans nationaux** permettent par ailleurs de scruter des enjeux qu'on ne sait pas modéliser dans les études technico-économiques unitaires (et/ou dont l'instruction individuelle serait plus coûteuse que le bon calage et la bonne réactualisation des enjeux). Ces **politiques, qui suivent les mêmes fondamentaux économiques que les études unitaires**, répondent aux enjeux de la **résilience** du réseau face aux risques climatiques, sociétaux, ou aux obsolescences de matériels. Elles permettent de **répartir, année par année**, les investissements au long cours sur ces sujets, et de les **prioriser**.

Cela se traduit au quotidien par plusieurs processus de déclenchement des investissements

Le traitement des demandes de raccordement, auxquelles Enedis doit répondre dans un délai défini par la réglementation, nécessite, à chaque fois, la réalisation d'une étude pour

vérifier si le raccordement ne crée pas de nouvelles contraintes sur le réseau, et déterminer la solution de raccordement optimale (voir [5.3.1](#)).

Le traitement des demandes de tiers (collectivités, particuliers, entreprises...) pour déplacer un ouvrage, enfouir une ligne, etc., peut conduire, si la modification demandée est importante, à la réalisation d'une étude pour vérifier si cela ne vient pas créer de nouvelles contraintes sur le réseau.

Un diagnostic régulier des éventuelles fragilités du réseau pouvant apparaître du fait de l'évolution des charges entraîne, à chaque fois que l'une d'entre elles est détectée, la réalisation d'une étude technico-économique pour déterminer la solution optimale (voir [5.3.2](#)). On fait référence à ce type d'étude et d'investissement par le terme « délibéré ».

Un suivi des plans nationaux de résilience et de renouvellement est mis en place. Il définit pour chaque région des cibles annuelles d'investissements à réaliser sur les différents enjeux, ainsi que les critères pour prioriser les ouvrages sur lesquels doivent porter ces investissements.

Ce chapitre examine les études technico-économiques unitaires

Les principes des plans nationaux de résilience et de renouvellement ont été abordés dans les parties [3.2](#) et [3.3](#). Cette partie traite par conséquent des études technico-économiques unitaires.

Les **études de raccordement** et les **études délibérées** qui reposent sur un **socle commun** de méthodes et d'outils sont présentées au [5.3.1](#) et [5.3.2](#).

Dans une logique d'efficacité, et afin de garantir des délais de raccordement raisonnables, Enedis se doit d'utiliser des méthodes d'étude simplifiées pour traiter le cas de nombreuses demandes similaires de faibles montants unitaires investis. Ainsi, les méthodes diffèrent sur certains points entre les études impliquant les postes sources, le réseau HTA, ou BT, même si les principes sous-jacents restent identiques.

5.3.1. Études de raccordement : situations dimensionnantes et règles

Les règles de raccordement sont **identiques sur tout le territoire** concédé à Enedis, et sont rendues **publiques** via la DTR d'Enedis. Il s'agit ici d'en proposer une description pédagogique.

Chaque client est raccordé afin qu'il puisse soutirer ou injecter la puissance qu'il demande, nommée puissance de raccordement au moment de sa mise en service. (voir l'[encart pédagogique XXX](#) : Surestimation des puissances de raccordement). L'étude de raccordement vise donc à vérifier que, dans les situations de référence (détaillées ci-dessous), le soutirage ou l'injection de cette puissance ne créent pas de contrainte électrique sur le réseau. Elle permet par ailleurs de déterminer la solution technique de raccordement de référence, qui doit, le cas échéant, comprendre les adaptations du réseau existant nécessaires à la résolution des nouvelles contraintes créées par le raccordement.

Pour le **raccordement de consommateurs**, la situation dimensionnante étudiée est la suivante :

- Le réseau est en situation nominale (pas de défaillance d'ouvrage).
- La puissance du client étudié est égale à sa puissance de raccordement.
- La puissance des consommateurs déjà présents correspond à une pointe de consommation ; la situation dimensionnante la plus courante représente la **conjonction** d'une **consommation de pointe** et d'une situation de **grand froid** (voir [5.3.3](#)), mais il existe aussi, dans certaines zones, des situations dimensionnantes liées à une pointe de consommation en été.
- Toute la production raccordée au réseau étudié est à l'arrêt.

Le **raccordement d'une ZAC** est un enjeu particulier qui nécessite un dialogue approfondi avec l'aménageur. En effet, la réalisation des travaux d'infrastructure électrique des ZAC doit permettre de répondre aux besoins de ses futurs occupants, en termes de mise à disposition des puissances de raccordement et de qualité d'alimentation électrique. Or, le dimensionnement de ces infrastructures et la réalisation des travaux de desserte s'opèrent en amont du raccordement des

utilisateurs finaux, sur la base des usages prévus et des choix énergétiques opérés par l'aménageur. Au vu des incertitudes sur le calendrier d'arrivée de la charge, et même sur la charge totale finalement atteinte, il y a donc un risque important que le réseau créé ne soit pas optimal. Le dialogue avec l'aménageur doit permettre de maîtriser les hypothèses de charge retenues pour les études, d'anticiper le foisonnement et l'arrivée progressive des clients.

Pour le **raccordement de producteurs**, la situation dimensionnante étudiée est la suivante :

- Le réseau est en situation nominale (pas de défaillance d'ouvrage).
- La puissance du producteur étudié est égale à sa puissance de raccordement en injection, qui correspond à la puissance maximale d'injection nette qu'il a déclarée.
- Les autres producteurs déjà présents sont également à leur puissance de raccordement en injection⁴¹.
- La puissance des consommateurs correspond à un creux de consommation.

Une étude unitaire de raccordement peut conduire à des besoins d'adaptation du réseau existant allant jusqu'au poste source, avec un coût rétroactif pour le producteur demandeur. C'est pourquoi, pour ne pas freiner le raccordement des EnR, les **S3REnR** (décrits au [2.1.3.3](#)) ont été mis en place : à la maille de la région administrative, ils donnent une visibilité sur les projets de raccordement aux réseaux gérés par Enedis et RTE. Ils permettent de **projeter un schéma prévisionnel** (5 à 10 ans), **d'anticiper et d'optimiser les investissements** dans les postes sources, et de **mutualiser les coûts** entre les producteurs.

Pour le raccordement des clients BT (consommateurs et producteurs), les études sont la plupart du temps simplifiées : devant la masse des demandes, il est essentiel de privilégier une solution lisible et simple (y compris en termes de facturation, via des barèmes forfaitaires), permettant un raccordement dans un délai acceptable. Par ailleurs, l'impact sur la HTA n'est étudié (et facturé) qu'en cas de création de poste HTA/BT. L'apparition progressive de contraintes en HTA causées par le cumul des raccordements en BT sera donc détectée par le diagnostic régulier des réseaux conduisant à des études délibérées (voir [5.3.2](#)).

41. Un travail est en cours sur la meilleure prise en compte du foisonnement entre les filières de production éolienne et photovoltaïque.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXX

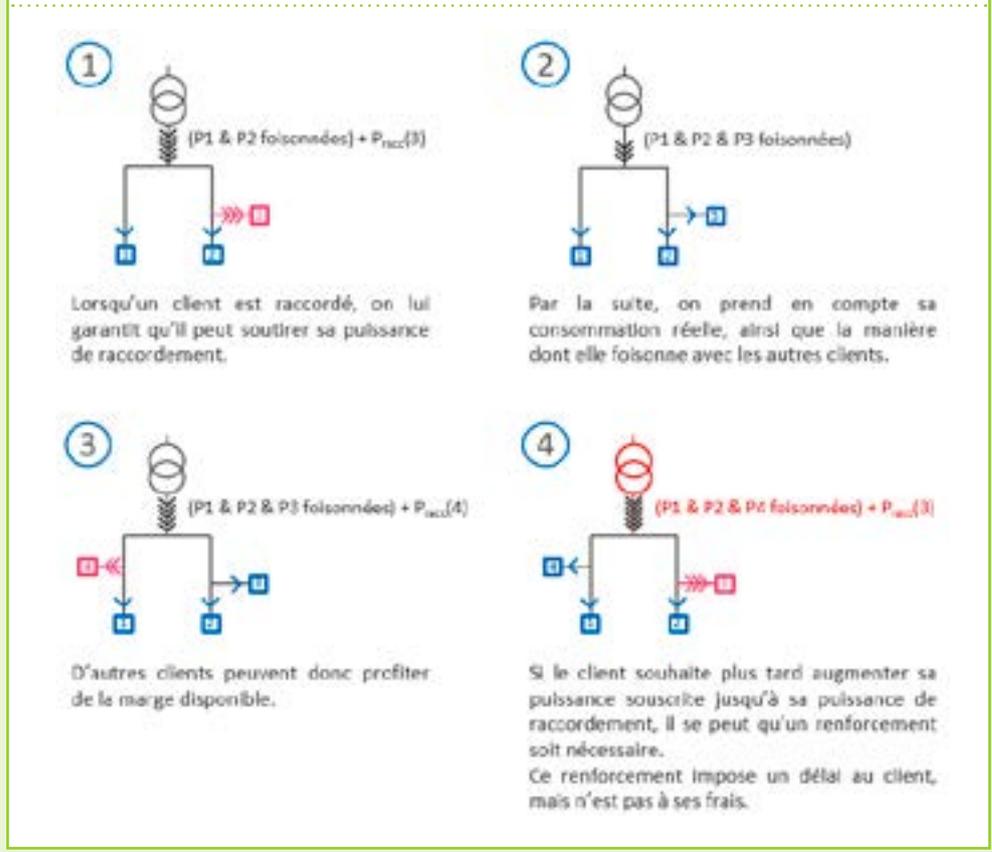
Surestimation des puissances de raccordement

Il arrive fréquemment que les clients consommateurs surestiment leur puissance de raccordement par rapport à leur puissance souscrite ultérieure (et donc *a fortiori* par rapport à leur puissance de pointe réelle). Cela crée une « marge » locale sur le réseau qui est remise à disposition des utilisateurs du réseau, puisque par la suite on prend en compte la consommation réelle de ce client, ainsi que la manière dont elle foisonne avec les autres clients (voir [figure 50](#)).

Si, ultérieurement, le client en exprime le besoin, Enedis lui permettra d'accéder sans frais à toute puissance plus importante, tant qu'elle reste inférieure à sa puissance de raccordement. Toutefois, il est possible que des travaux d'adaptation du réseau soient nécessaires si, entre-temps, l'arrivée de nouveaux clients a diminué la « marge » disponible. Un délai lié à ces travaux sera alors nécessaire avant que le client puisse effectivement augmenter sa puissance.

C'est l'efficacité collective dans le temps qui est recherchée : pour permettre à tous les clients d'accéder tout le temps, sans délai, à leur puissance de raccordement, il faudrait dimensionner le réseau uniquement à partir de ces puissances de raccordement, sans tenir compte des consommations réelles ni du foisonnement. Cela conduirait à un réseau nettement surdimensionné, donc beaucoup plus coûteux pour la collectivité.

Figure 50 : dimensionnement du réseau lors d'un raccordement et utilisation ultérieure



5.3.2. Études délibérées pour le renforcement du réseau : situations dimensionnantes et règles

5.3.2.1. Les principaux facteurs et inducteurs d'une étude délibérée

L'évolution des charges en dehors des raccordements (ainsi que, pour la HTA, le cumul des raccordements en BT) peut conduire à l'apparition de contraintes ou à une désoptimisation de l'infrastructure. Des **diagnostics réguliers** effectués par Enedis permettent de les détecter. On appelle **études délibérées** les études qui visent à rechercher la solution permettant de résoudre les contraintes ou d'améliorer les situations aux bénéfices de la collectivité.

Ces études anticipent l'évolution tendancielle de la charge (croissance, stagnation ou décroissance) afin que les solutions mises en place soient pertinentes dans la durée. Cette tendance est déterminée à la maille des postes sources, à partir de l'évolution des puissances de pointe sur les dernières années. On estime que cette évolution sera valable sur un horizon de quelques années. À plus long terme, l'incertitude est plus grande, et on atténue donc la tendance lue dans l'historique.

5.3.2.2. Les trois étapes de la décision dans une étude délibérée

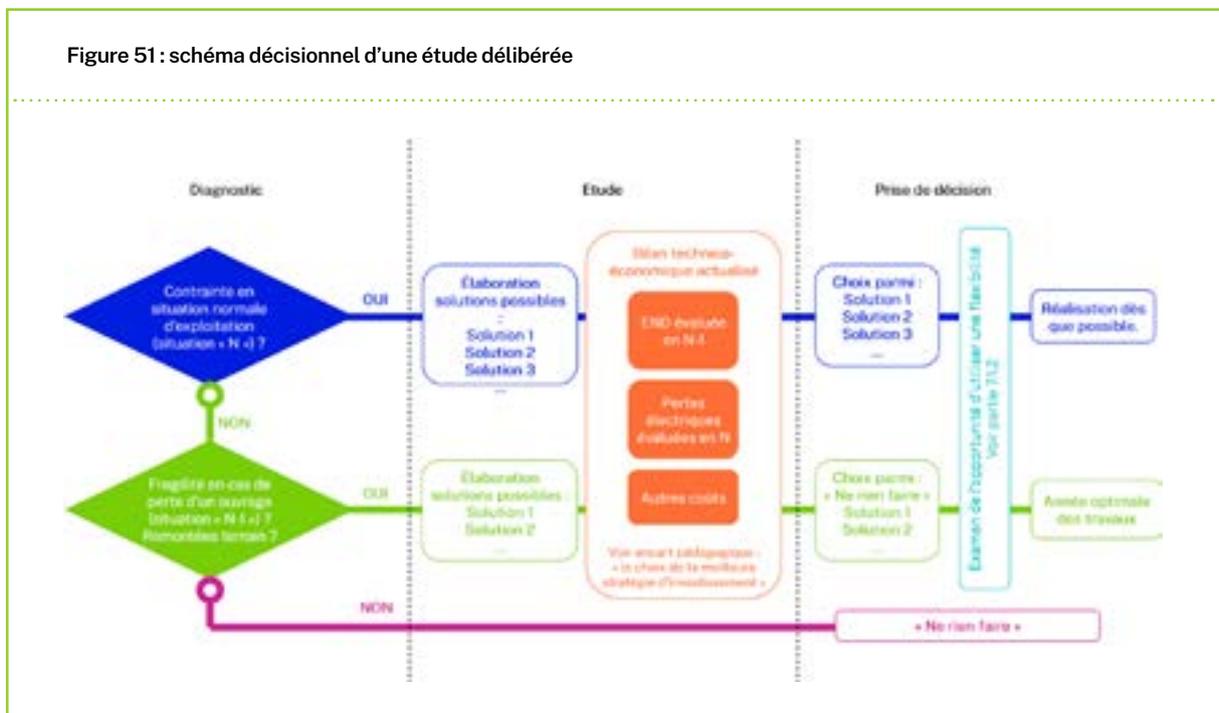
Le processus complet d'une étude délibérée peut être schématisé en [figure 51](#) et est détaillé ci-dessous :

Phase de diagnostic

Des calculs sont réalisés annuellement en situation normale d'exploitation, appelée « N », pour identifier les contraintes électriques éventuelles dans deux situations de référence représentant une pointe de consommation et une pointe de production.

Pour la pointe de consommation, la situation dimensionnante la plus courante représente la **conjonction** d'une **consommation de pointe** et d'une situation de **grand froid** (voir [5.3.3](#)), mais il existe aussi, dans certaines zones, des situations dimensionnantes liées à une pointe de consommation en été. Pour la pointe de production, la situation dimensionnante retenue est celle d'une production à 100 %, simultanée avec un creux de consommation. Dans ces situations de pointe de consommation ou de production, les charges sont donc modélisées de la même manière que le sont les charges existantes lors des études de raccordement.

Figure 51 : schéma décisionnel d'une étude délibérée



Des études sont également réalisées sur des zones sans contrainte électrique en situation normale d'exploitation, mais pour lesquelles :

- Soit le diagnostic a montré une potentielle fragilité de l'infrastructure en cas de perte d'un ouvrage (situation appelée « N-1 ») : risque de reprise insuffisante en cas de coupure, réseaux fortement chargés, etc.
- Soit des remontées terrain, suite à un événement passé, ont signalé des problèmes de reprise en conduite, d'exploitabilité de la structure, etc.

Phase d'étude : bilan technico-économique actualisé

Quand le diagnostic initial a identifié une zone ayant une fragilité à résoudre, la recherche de la meilleure solution va passer par un bilan technico-économique actualisé, qui va chiffrer coûts et gains pour chacune des solutions envisageables, en vue de leur intercomparaison.

Le coût des coupures liées aux défaillances de matériel est apprécié en cas de perte d'un ouvrage, la méthode retenue est la simulation de la perte d'un ouvrage sur une zone donnée pour déterminer les coûts de la défaillance : la simulation permet d'analyser les schémas de reprise qui seront appliqués après la défaillance, et de calculer le nombre et la durée des coupures causées par cette défaillance, et d'en déduire le coût socio-économique.

On simule ainsi les **différents incidents de réseaux possibles** sur la zone étudiée, qui sont **probabilisés via des taux de défaillance** issus d'analyses sur les années passées pour chaque type d'ouvrage. Par ailleurs, chacun de ces incidents est simulé dans les différents états de charge possibles du réseau, qui sont modélisés et probabilisés via une « **mono-tonne de charge** ». La somme pondérée du résultat de toutes ces simulations permet de déterminer le coût moyen probabiliste des coupures sur la zone étudiée.

Les coupures pour raison de travaux ou d'autres actes de maintenance créent généralement moins d'END, car elles peuvent être anticipées et placées aux moments de faible charge ; elles ne sont donc pas modélisées, ni prises en compte dans les bilans technico-économiques.

L'évaluation du **coût des pertes** en cumul sur la zone d'étude est quant à elle réalisée en schéma normal d'exploitation. La valorisation des pertes inclut l'achat de l'énergie dissipée sur le réseau de distribution ainsi que l'impact indirect sur le coût d'acheminement par le réseau amont.

Ces deux paramètres clés (END et coût des pertes) sont calculés pour chacune des différentes solutions envisageables. En ajoutant les coûts d'investissement, ces solutions sont ensuite **intercomparées** via des bilans technico-économiques actualisés pour déterminer la **stratégie optimale** en termes de coûts pour la collectivité (voir [l'encart pédagogique XXXI](#) : Le choix de la meilleure stratégie d'investissement).

Phase de prise de décision et calendrier de mise en œuvre

Une fois la meilleure stratégie d'investissement déterminée, s'il ne s'agit pas de la solution « ne rien faire », une **recherche systématique est menée pour vérifier si une flexibilité pourrait permettre de reporter cet investissement (6.1.2)**. Dans le cas où un investissement est effectivement décidé, il faut en **déterminer le calendrier de réalisation** :

- Si le réseau étudié présente une contrainte en schéma normal, **Enedis engage des actions** pour la résorber au plus tôt compte tenu des ressources disponibles et des autres infrastructures en contrainte électrique. La solution retenue est celle levant la contrainte en schéma normal et présentant le meilleur bilan technico-économique.
- Dans tous les autres cas, la stratégie optimale n'est mise en œuvre que **si elle se justifie économiquement** : une des solutions à envisager correspond donc à ne rien faire. Elle correspond à la situation où la nature du problème local n'a pas un coût suffisant pour la collectivité pour légitimer la mise en œuvre d'un investissement, même le meilleur. Si un investissement est décidé car il se justifie technico-économiquement, l'année optimale des travaux sera déterminée comme celle où le report de l'investissement n'aura plus de valeur économique.

Les phases de diagnostic et d'études sont en général simplifiées en BT. En effet, le réseau BT n'étant pas bouclé, il n'y a pas de diagnostic systématique de l'END en cas de N-1, ce sont donc seulement les contraintes en N ou les remontées du terrain qui vont déclencher une étude. Par ailleurs, les bilans technico-économiques ne sont utilisés que pour les études les plus complexes, impliquant typiquement la création d'un poste HTA/BT ou d'un départ BT.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXXI

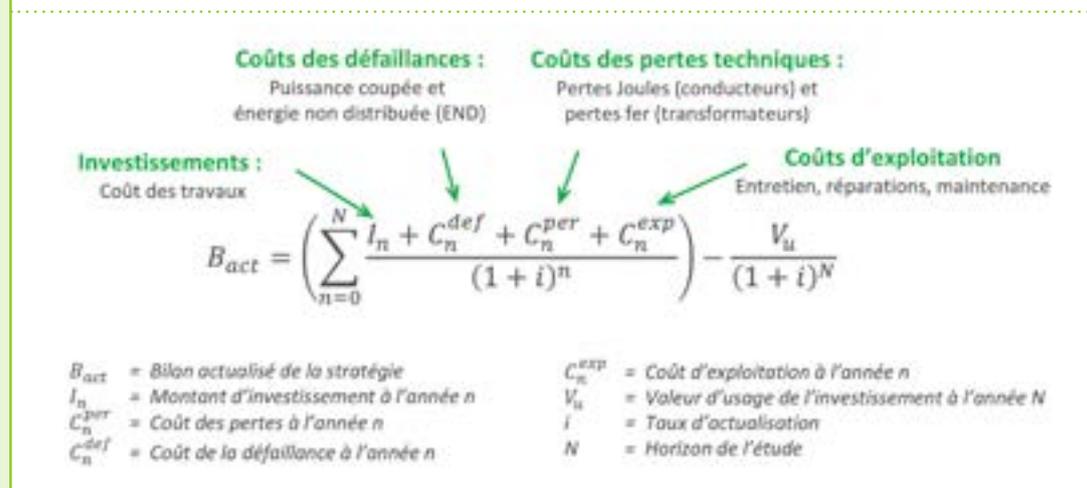
Le choix de la meilleure stratégie d'investissement

Lors des études délibérées, qui visent à résoudre une fragilité locale, il y a généralement plusieurs stratégies d'investissement possibles. Ainsi, on cherche toujours une solution « minimum technique », qui représente l'investissement minimal permettant juste de résoudre les éventuelles contraintes diagnostiquées en N dans les situations dimensionnantes (s'il n'y en a pas, la solution « minimum technique » correspond à « ne rien faire »). Cette solution sera comparée à d'autres stratégies (typiquement renforcement et/ou reconfiguration du réseau) qui nécessitent plus d'investissement, mais permettent de diminuer les pertes et/ou la non-qualité (END en cas de N-1).

Le choix de la stratégie à mettre en œuvre se fait en comparant les bilans actualisés de ces stratégies. Ces bilans correspondent à la somme des coûts pour la collectivité de chacune des stratégies :

- coûts des investissements ;
- coûts de non-qualité (coût socio-économique des coupures en cas de défaillance d'un élément du réseau) ;
- coûts des pertes techniques ;
- coûts d'exploitation (typiquement coûts d'entretien correspondant à l'élagage nécessaire autour des lignes aériennes).

Figure 52 : éléments de calcul d'un bilan actualisé



Ces coûts sont calculés sur un périmètre géographique correspondant à celui de l'étude, sur une durée de 30 ans, et sont actualisés. On retranche également du bilan la valeur d'usage des investissements, c'est-à-dire la valeur résiduelle des ouvrages à la fin de la période de calcul (du fait de la durée de vie plus longue de ces ouvrages).

La stratégie retenue sera celle qui présente le bilan actualisé le plus faible, c'est-à-dire celle qui minimise les coûts pour la collectivité. Cependant, le bilan actualisé doit plus être considéré comme un outil d'aide à la décision que comme un principe absolu de justification des investissements : si deux stratégies ont des bilans assez proches, certaines considérations pratiques non prises en compte par ces bilans pourront faire pencher la balance vers une stratégie plutôt qu'une autre.

5.3.2.3. Les principales solutions techniques envisagées au moment des études

Plusieurs types de solutions sont possibles en fonction de la situation à résoudre :

- **Rééquilibrage** : changement de point d'ouverture, bascule d'un départ HTA d'un transformateur à un autre du même poste source, rééquilibrage des phases, changement de prise...
- **Augmentation de la capacité du réseau par le remplacement du matériel existant** : mutation de transformateur (c'est-à-dire son remplacement par un transformateur de capacité supérieure), remplacement d'un câble par un autre de plus forte section...
- **Restructuration** : modification du tracé de l'ossature principale.
- **Création** : ajout d'un transformateur dans un poste source, nouveau départ HTA...
- **Utilisation d'un levier technique innovant** (voir [chapitre 6](#)).

Ce sont ces diverses solutions qui seront intercomparées par les bilans technico-économiques actualisés unitaires.

Dans les zones où une déformation forte est prévue (résorption d'un niveau de tension obsolète, arrivée de clients significatifs...), un examen plus large est mené pour définir des stratégies à 10 et 30 ans. Cela permet d'avoir des stratégies couvrant plusieurs enjeux, potentiellement plus pertinentes que si on avait traité chaque enjeu par une étude unitaire.

5.3.3. La modélisation des charges et les situations de référence : fondement des études technico-économiques

Les situations de référence pour les scénarios examinés dans les études

La modélisation des charges est à la base des études technico-économiques, puisque les calculs effectués dans les simulations nécessitent d'affecter une puissance à

chaque client, pour en déduire l'intensité et la tension à tous les points du réseau. La modélisation des charges est le processus qui permet de déterminer quelle puissance affecter à chaque client dans les différentes situations de référence.

Ce processus s'appuie sur des mesures réelles de consommation (précisées plus bas), en progrès constant grâce aux données collectées via Linky. *A contrario*, cela ne signifie pas que le réseau est dimensionné uniquement par rapport aux situations passées. La modélisation des charges en planification vise en effet à représenter, sur la durée de l'étude, les charges « plausibles », images d'une utilisation actuelle et future des réseaux dans des situations de dimensionnement (situations contraignantes pour le réseau). Cela se fait en grande partie en captant, à partir des mesures disponibles, la variabilité intrinsèque des charges, et leur thermosensibilité. Cela permet ensuite de projeter la charge dans les situations de référence :

- Conjonction d'une pointe de consommation et d'un épisode de grand froid : le scénario froid de référence est celui de la température minimale de base, définie comme la 30^e valeur la plus froide des 30 dernières années.
- Pointe de consommation en été : cette situation est dimensionnante pour certaines zones touristiques ou agricoles.
- Conjonction d'un creux de consommation et d'un pic de production.

Les résultats de cette modélisation des charges pour les postes sources font régulièrement l'objet d'échanges avec RTE, afin d'alimenter les réflexions communes sur les besoins de renforcement des réseaux.

La prise en compte du foisonnement des usages dans les calculs électriques

Un principe fondamental de la modélisation des charges est de bien représenter le **foisonnement des charges**, c'est-à-dire le fait que les clients ne consomment pas tous à leur maximum en même temps. Par exemple, pour un poste source alimentant plus de 9000 clients, si la somme des puissances souscrites est de l'ordre de 90 MVA, la pointe de soutirage au niveau du poste source pourra être de l'ordre de 23 MVA.

En raison des données disponibles, la modélisation des charges et de leur foisonnement est différente en HTA et en BT :

- En HTA, on dispose de mesures aux postes sources et pour chaque départ, qui sont utilisées pour calculer les puissances de référence. Comme ces mesures se situent en amont d'un ensemble de charges, elles traduisent directement les effets de foisonnement de ces charges.
- En BT, on utilise des profils de puissance par types de clients, qui s'appuient sur les index relevés des compteurs (les relevés d'index, historiquement semestriels, sont maintenant journaliers grâce aux compteurs Linky). Un modèle statistique permet de déterminer *a posteriori* la puissance de référence foisonnée aux différents nœuds du réseau. Ces profils sont en évolution constante pour prendre en compte les nouveaux usages (véhicule électrique, pompe à chaleur...). Ils sont déterminés en relevant la courbe de charge d'un panel de clients pendant une assez longue période.

5.3.4. Des règles communes de conception des ouvrages sont établies avec les autorités concédantes

Dans le cadre de la maîtrise d'ouvrage partagée des investissements sur le réseau de distribution avec les autorités concédantes, Enedis et les associations nationales représentatives des autorités concédantes établissent en concertation des règles communes pour la construction des ouvrages (voir l'[encart pédagogique XXXII](#) : Le guide de conception des ouvrages). Ces règles ont notamment pour objet d'homogénéiser les pratiques des deux maîtrises d'ouvrage en termes de conception et de permettre la conduite et l'exploitabilité par Enedis des ouvrages réalisés par les autorités concédantes.

Enedis informera la FNCCR et France urbaine des modifications ou ajouts significatifs opérés dans la documentation technique du gestionnaire du réseau de distribution. La FNCCR, France urbaine et Enedis examineront périodiquement l'opportunité d'une mise à jour du guide.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXXII

Le guide de conception des ouvrages

Enedis et la FNCCR ont historiquement partagé et construit les règles communes pour la conception des réseaux électriques de distribution exploités par Enedis et réalisés sous maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes.

L'article 14 du cahier des charges du nouveau modèle de contrat de concession établi entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF rappelle ce principe. Il prévoit que les travaux sous maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes doivent être réalisés conformément aux guides en vigueur de conception du réseau de distribution. Ces guides sont élaborés en concertation entre les associations nationales représentatives des autorités concédantes et le gestionnaire du réseau de distribution.

L'article 8 de l'accord-cadre entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF, relatif au nouveau modèle de contrat de concession, prévoit également que les parties doivent procéder conjointement à la mise à jour de ces guides de conception du réseau de distribution et les compléter en tant que de besoin, de façon à couvrir tout le champ possible d'exercice de la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes (canalisations BT, postes HTA/BT, canalisations HTA).

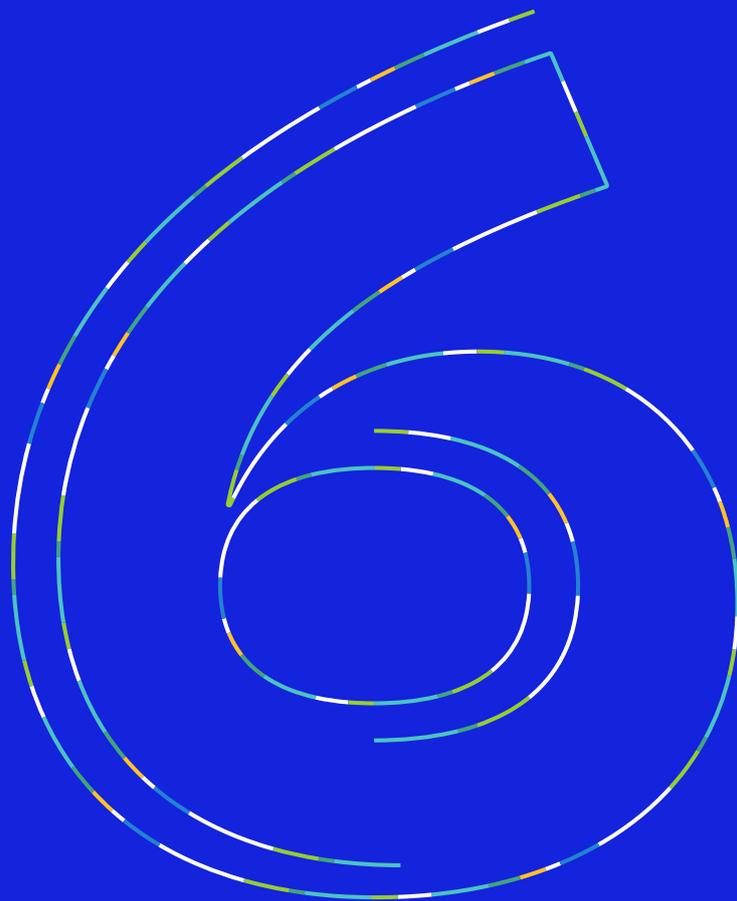
C'est dans ce cadre que la FNCCR et Enedis travaillent actuellement à l'élaboration d'un *guide de conception des ouvrages*, dans un contexte où le réseau doit aujourd'hui répondre aux enjeux de la transition énergétique : intégration des producteurs, arrivée de nouveaux usages tels que la mobilité électrique, enjeux liés à l'environnement, etc.

L'objectif du *guide de conception des ouvrages* est de définir, pour l'ensemble des ouvrages pouvant être réalisés sous maîtrise d'ouvrage d'une autorité concédante, le processus de construction des ouvrages à l'interface autorité concédante - Enedis, ainsi que la conception des réseaux et branchements HTA et BT (souterrains et aériens) et des postes HTA/BT. Il rappelle également certaines dispositions réglementaires applicables.

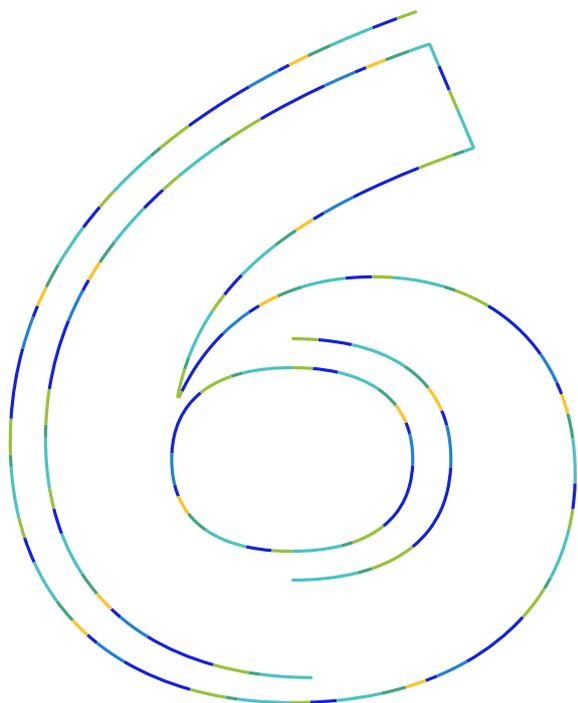
Le projet de guide est composé de cinq chapitres. Le chapitre 1 porte sur les généralités ; le chapitre 2 couvre le processus de construction des ouvrages à l'interface entre l'AODE et Enedis ; le chapitre 3 concerne les règles de conception des réseaux HTA ; le chapitre 4 traite des règles de conception des postes HTA/BT et armoires de coupure ; le chapitre 5, enfin, porte sur les règles de conception des réseaux BT.



Retour au sommaire



**Enedis développe
de nouvelles solutions
pour améliorer les
performances du réseau**



Enedis développe deux pistes de solutions alternatives aux méthodes classiques de développement de réseau qui ont été présentées aux chapitres précédents :

- Les flexibilités, dont l'apport valorisé dans les trajectoires du PDR a été commenté dans le [chapitre 2](#), sont abordées au [6.1](#) par une explicitation des différentes propositions techniques de flexibilité adaptées aux nouvelles demandes de raccordement, puis une description des méthodes d'évaluation économique du gisement et de l'appel au marché.
- Les leviers techniques alternatifs au renforcement dont dispose Enedis pour traiter l'évolution des enjeux de tension sur le réseau liée à l'arrivée massive d'installations de production décentralisée sont développés au [6.2](#).

L'apport des stockages, dont l'utilisation au service des réseaux de distribution est limitée par la loi et encore prospective sur le plan technique, est décrit au [6.3](#).

6.1. Les flexibilités offrent une alternative aux raccordements standards et aux renforcements : évaluation et mise en œuvre

Le [chapitre 2](#) décrit de manière générale les différents types de flexibilités, précise celles qui relèvent du périmètre du PDR, et indique l'économie d'investissement apportée par les flexibilités portée à date par le projet REFLEX.

Le présent chapitre vise, quant à lui, à approfondir ces concepts. Il expose les méthodes d'Enedis pour apprécier la valeur économique des flexibilités, et présente leur mise en œuvre.

Il débute par un rappel des deux typologies de flexibilités qui entrent dans le périmètre du PDR ([2.1.1](#)).

Les flexibilités locales au service du raccordement

Deux variantes de flexibilités locales au service du raccordement peuvent être distinguées. Elles sont décrites plus en détail au [6.1.1](#).

Variante 1 : l'offre de raccordement alternative à modulation de puissance (ORA-MP), pour un bénéfice individuel, dans le cadre du raccordement individuel (voir l'[encart pédagogique XII](#) : L'ORA à modulation de puissance pour producteur).

L'ORA-MP est une offre de raccordement **individuel** : elle est choisie par le client en alternative à l'*offre de raccordement de référence* (ORR). Ses principales caractéristiques sont les suivantes :

- Le bénéfice de cette ORA-MP pour le client se concrétise par une **réduction de coût et/ou de délai de raccordement**.
- En contrepartie, le client s'engage à limiter ponctuellement son soutirage ou son injection, sur demande et sans indemnisation de la part du gestionnaire de réseau.
- Le client arbitre entre le gain obtenu lors du raccordement et les pertes financières liées à l'impact de ces limitations.
- Dans le cadre d'une ORA-MP, le client est responsable de la prise en compte des conséquences des limitations possibles dans ses engagements contractuels avec d'autres contreparties (notamment avec son responsable d'équilibre).

Variante 2 : REFLEX, pour un bénéfice collectif, dans le cadre d'un raccordement mutualisé de producteurs.

REFLEX est, à la maille des S3REnR, un élément du dimensionnement optimal des réseaux. Il vise à un bénéfice collectif (voir l'[encart pédagogique XIII](#) : Le projet REFLEX).

Sa logique peut être résumée de la façon suivante. L'*analyse coût/bénéfice* (ACB) initiale de REFLEX a comparé deux mondes : un premier, dans lequel les réseaux sont développés selon les règles actuelles (offre de raccordement de référence, sans flexibilité), et un second où l'on considère la possibilité d'écrêter la production, en cherchant un optimum économique entre le coût des écrêtements et la réduction des besoins d'investissement. L'ACB a démontré que le second présente une économie globale et permet de raccorder davantage de production pour un coût d'investissement donné.

Enedis s'engage sur cette voie, avec des expérimentations en cours qui seront suivies d'un retour d'expérience avant généralisation. Là où le dimensionnement serait optimisé en considérant une limitation des injections, un appel au marché sera réalisé en priorité pour rechercher d'autres flexibilités, et ce afin de limiter les cas d'écrêtement. Dans tous les cas (flexibilité marché ou effacement du producteur), Enedis s'assure notamment de la neutralisation, sur le périmètre des responsables d'équilibre, des effets des activations par Enedis.

Les flexibilités locales au service du report d'un investissement en soutirage prévu par Enedis

Il s'agit ici de permettre le report d'un investissement, considéré par Enedis comme nécessaire sur une zone donnée, en s'appuyant sur un service de flexibilité local fourni par un acteur de flexibilité (un site ou un agrégateur de flexibilité). Ces flexibilités servent un bénéfice collectif. Elles font l'objet d'un approfondissement au [6.1.2](#).

Leur mise en œuvre repose sur quatre éléments principaux :

- La valeur apportée par le levier de flexibilité doit être supérieure à celle liée au report d'investissement qu'elle permet, ce qui amène la question de la comparaison de valeur entre flexibilité et investissement.
- La flexibilité offerte, c'est-à-dire la modulation de puissance, à la demande d'Enedis, d'un ou plusieurs utilisateurs du réseau, est rémunérée.
- L'appel au marché est la voie naturelle pour identifier et sélectionner les flexibilités qui pourront contribuer à un report d'investissement efficace.
- Enedis s'inscrit dans les principes de l'économie du système électrique (ex : neutralisation des effets des activations de flexibilité par Enedis sur les acteurs de cet écosystème).

Une valeur contrastée entre les flexibilités destinées à modérer les injections ou les soutirages

Comme évoqué au chapitre [2.1.1](#), la valeur des différentes typologies de flexibilités est aujourd'hui hétérogène. Seules les flexibilités destinées au raccordement des producteurs qui présentent un gisement significatif (le projet REFLEX) ont été intégrées aux trajectoires du PDR. La [figure 53](#) examine les flexibilités destinées au raccordement des producteurs ou au service de l'intégration de la consommation sous l'angle de leurs exigences respectives.

Figure 53 : comparaison technique des leviers de flexibilité destinés à la modération des injections et des soutirages (1/2)

Moyen de réduire ou de reporter un invest.	Leviers	L'objectif essentiel de l'investissement classique	Enedis évalue le cadre dans lequel le recours à une flexibilité permettrait d'atteindre cet objectif, tout en réduisant ou en reportant l'investissement classique	
			Quand activer la flexibilité?	Comment caractériser les moments correspondants?
Modération des injections (production)	ORA à modulation de puissance	Garantir au producteur raccordé, et aux autres producteurs déjà présents sur le réseau, qu'ils puissent injecter en toute sécurité et en toutes circonstances à hauteur de leur puissance maximale demandée (puissance de raccordement). (Voir 5.3.1)	Le nouveau producteur doit être prêt à diminuer sa puissance d'injection à chaque fois que la capacité du réseau sur lequel il se raccorde pourrait être atteinte.	... les variations météorologiques possibles à l'avenir, et de traduire leur impact sur les injections des producteurs, à l'échelle d'un départ HTA (voir 6.1.1).
	REFLEX	Garantir aux producteurs qui seront raccordés sur le réseau qu'ils puissent injecter en toute sécurité et en toutes circonstances à hauteur de leur puissance maximale demandée (puissance de raccordement). (Voir 5.3.1)	Il est nécessaire de recourir à la flexibilité de consommateurs (augmentation du soutirage) ou de producteurs (réduction des injections) dès que les injections des producteurs de la zone, diminuées des soutirages des consommateurs, pourraient dépasser la capacité des transformateurs des postes sources.	... les variations météorologiques possibles à l'avenir, et de traduire leur impact sur les injections des producteurs à l'échelle d'une zone (poste source) (voir 6.1.1.2).
Modération des soutirages (consommation)	ORA à modulation de puissance	Garantir au client raccordé qu'il puisse soutirer en toute sécurité à hauteur de la puissance maximale demandée (puissance de raccordement), y compris lorsque les autres clients consommateurs déjà raccordés consomment des puissances importantes en cas de grand froid, et sans dégrader leur qualité d'alimentation. (Voir 5.3.1)	Le nouveau consommateur doit être prêt à diminuer sa puissance de soutirage à chaque fois que la capacité du réseau sur lequel il se raccorde pourrait être atteinte.	... les variations météorologiques possibles à l'avenir, d'en traduire l'impact sur les soutirages des consommateurs de cet ouvrage, mais aussi de modéliser la forte variabilité de ces soutirages attribuable aux caractères aléatoires des comportements humains et fluctuant de l'activité économique (voir 6.1.1.3).
	Report d'investissement en soutirage prévu par Enedis	Résoudre, en recherchant l'optimum technico-économique pour la collectivité, une fragilité du réseau apparue suite à l'évolution des charges : incapacité à assurer une qualité d'alimentation correcte des clients consommateurs de la zone, lorsque ceux-ci consomment des puissances importantes en cas de grand froid ou lorsqu'une défaillance limitée du réseau survient (« N-1 »). (Voir 5.3.2)	On doit, dans ce cas, recourir à la flexibilité des consommateurs (réduction des soutirages) ou des producteurs (augmentation des injections) à chaque fois que les capacités des ouvrages peuvent être dépassées.	... les variations météorologiques possibles à l'avenir, d'en traduire l'impact sur les soutirages des consommateurs de ce réseau, de modéliser la forte variabilité de ces soutirages attribuable aux caractères aléatoires des comportements humains et fluctuant de l'activité économique, et, dans certains cas, de caractériser les probabilités de défaillance des ouvrages de la zone et leur impact sur les capacités du réseau (voir 6.1.2).

Figure 53 : comparaison technique des leviers de flexibilité destinés à la modération des injections et des soutirages (2/2)

Moyen de réduire ou de reporter un invest.	Leviers	Enedis évalue le cadre dans lequel le recours à une flexibilité permettrait d'atteindre cet objectif, tout en réduisant ou en reportant l'investissement classique		Maturité
		Complexité des gabarits identifiés	Exigence de mise en œuvre	
Modération des injections (production)	ORA à modulation de puissance	L'appel de flexibilité est... ... essentiellement rythmé par l'apparition de conjonctions météorologiques peu fréquentes à l'échelle d'un départ HTA.	Si la flexibilité n'est pas activée au moment nécessaire, il y a un risque pour l'ensemble des clients de la zone (producteurs et consommateurs) ; pour l'éviter, la conduite peut devoir... ... couper totalement le nouveau producteur raccordé (à qui bénéficie la réduction de l'investissement). Cela engendre alors un coût limité pour la collectivité, à hauteur de la valeur de l' ENI . Cette option reste donc une solution acceptable pour garantir l'alimentation et la sécurité des autres utilisateurs du réseau.	Les expérimentations réalisées ont permis l' industrialisation de ce dispositif en HTA, et celui-ci rencontre d'ores et déjà son public.
	REFLEX	... essentiellement rythmé par l'apparition de conjonctions météorologiques peu fréquentes à l'échelle d'un poste source.	... couper des producteurs de la zone . Ceci engendre toutefois un coût limité, à hauteur de la valeur de l' ENI . Cette option reste donc une solution acceptable pour garantir l'alimentation et la sécurité des autres utilisateurs du réseau.	Le dispositif REFLEX fait l'objet d'une expérimentation reposant sur un bac à sable réglementaire, qui permet de dégager plus de 210 MW de capacité d'accueil sur un ensemble d'une dizaine de postes sources répartis sur deux zones (dans les Landes et en Picardie).
Modération des soutirages (consommation)	ORA à modulation de puissance	... plus aléatoire, au croisement des variations météorologiques et des aléas de comportements des consommateurs du réseau.	... couper le nouveau consommateur (celui qui bénéficie du raccordement à moindre coût). Les coûts engendrés seront importants puisqu'ils correspondent au coût sociétal de la coupure (END). Ces coûts font peser une contrainte supplémentaire sur le consommateur qui risque de subir directement un coût important s'il ne peut fournir un service de flexibilité fiable, malgré son occurrence aléatoire.	Un nombre limité d'expérimentations ont pu être réalisées. Ceci peut être le reflet de difficultés pour certains consommateurs à opter pour des contraintes de fonctionnement aléatoires et exigeantes, ou à évaluer l'impact de telles contraintes au moment de leur raccordement.
	Report d'investissement en soutirage prévu par Enedis	... plus aléatoire et rare, au croisement des variations météorologiques, des aléas de comportements des consommateurs de la zone, et, dans certains cas, des probabilités de défaillance du réseau.	... couper des consommateurs de la zone. Le coût associé pour la collectivité serait important, car valorisé au niveau de l' END . C'est pourquoi l'acteur de flexibilité doit garantir un service fiable.	Enedis procède désormais à un examen systématique de l'opportunité de mettre en œuvre des flexibilités dans les cas de renforcements ayant un intérêt collectif à être réalisés. Toutefois, les appels d'offres lancés par Enedis n'ont pour l'instant pas été fructueux .

6.1.1. Les flexibilités apportent de nouvelles solutions techniques adaptées aux demandes de raccordements (ORA, REFLEX)

6.1.1.1. L'ORA à modulation de puissance pour producteur EnR HTA, un usage des flexibilités intégré à la DTR d'Enedis

Les ORA-MP à modulation de puissance pour les producteurs HTA ont été intégrées à la DTR d'Enedis sur la base d'un retour d'expérience partagé

Les ORA-MP pour les producteurs HTA (c'est-à-dire d'une puissance supérieure à 250 kW) ont été testées dès 2017. Le retour d'expérience, partagé avec les parties prenantes d'Enedis, dont la DGEC, la CRE et les fédérations de producteurs, a été positif. Il a validé les principes économiques et les solutions techniques. Le cadre réglementaire qui en résulte a pris la forme d'un décret publié en mars 2020, précisé par un arrêté publié en juillet 2021. Les ORA à modulation de puissance font ainsi partie de la DTR d'Enedis depuis octobre 2021 pour les producteurs d'énergie renouvelable se raccordant en HTA.

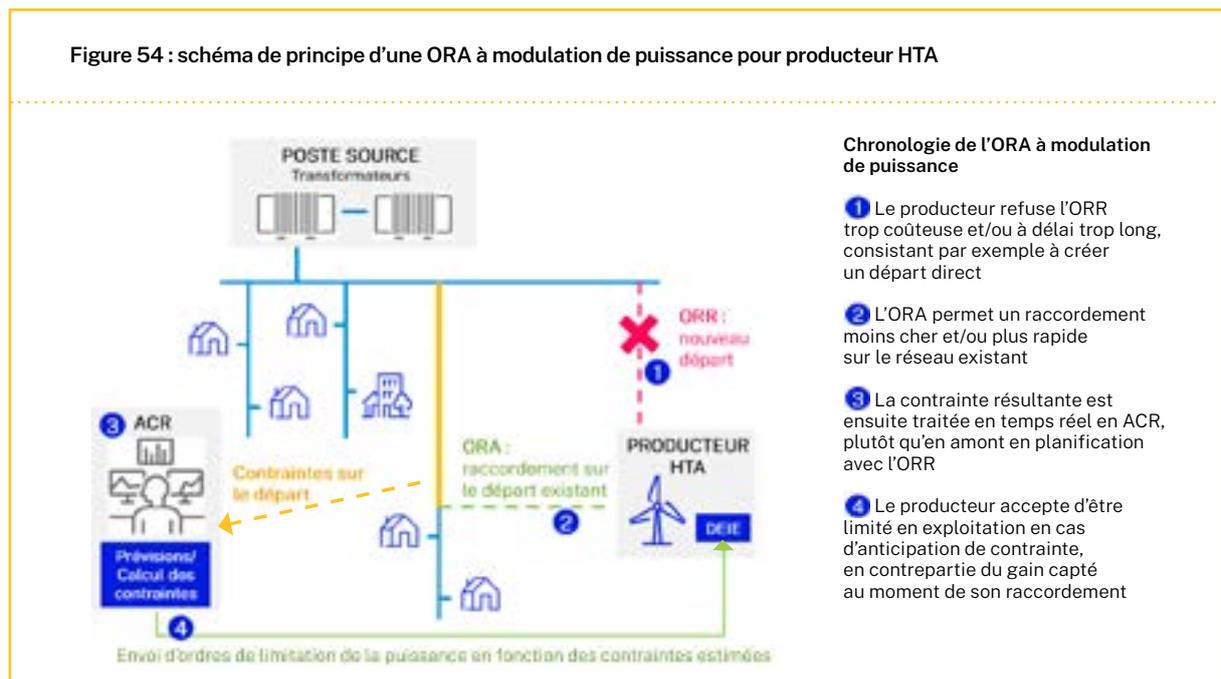
Les ORA-MP constituent une réponse alternative aux demandes de raccordement, fondée sur la flexibilité du client

En réponse à la demande de raccordement d'un producteur, Enedis doit toujours proposer l'offre de raccordement de référence (ORR) établie sur la base de la puissance de raccordement demandée : en conditions normales de fonctionnement du réseau, elle garantit au producteur la possibilité d'injecter 100 % de cette puissance à tout moment.

Or, les producteurs d'énergie renouvelable n'injectent pas en permanence à leur puissance maximale, car le productible dépend souvent des conditions d'ensoleillement et de vent. Une solution technique dimensionnée au pic de production ne peut donc être pleinement exploitée que rarement, tout en étant parfois onéreuse et/ou longue à réaliser.

Enedis a donc construit une offre de raccordement alternative, qui intègre la flexibilité du client. Cette ORA-MP propose des travaux HTA réduits par rapport à l'ORR, en contrepartie de limitations ponctuelles d'injection (voir figure 54). Ainsi, lorsqu'un producteur indique dans sa demande de raccordement qu'il est intéressé par une ORA-MP, et si c'est pertinent techniquement, Enedis adresse un devis d'étude⁴². Le producteur bénéficiant directement de coûts et de délais de raccordement moindres au travers de cette offre, ses limitations ne sont ensuite pas indemnisées, et le périmètre d'équilibre n'est pas corrigé. Enedis garantit au producteur une puissance minimale d'injection (plus de 70 % de sa puissance demandée) et un volume maximal d'énergie écartée (moins de 5 %), les valeurs *in fine* contractualisées dépendant de chaque situation.

Figure 54 : schéma de principe d'une ORA à modulation de puissance pour producteur HTA



42. Pour plus de détails, voir la documentation technique de référence d'Enedis.

Une nouvelle approche de la conduite qui a nécessité une phase d'expérimentation

Par conception, la solution technique retenue dans ce type d'offres ne permet pas de garantir l'injection de la totalité de la puissance de raccordement sans que des contraintes n'apparaissent sur le réseau (dépassement des intensités et/ou des tensions maximales autorisées). Après le raccordement, il faut prévenir l'apparition de ces contraintes en activant la flexibilité du client (écrêtement de la production) et ainsi éviter la contrainte. Cette approche nouvelle de la conduite des réseaux a nécessité une phase d'expérimentation.

Dans le cadre du projet Smart Grid Vendée, trois parcs de production HTA ont ainsi été raccordés avec cette offre expérimentale. Il s'agissait de deux parcs éoliens (8 MW et 11,75 MW) et d'un parc photovoltaïque (5 MW). La combinaison de modèles de prévision, à l'aide d'un calcul électrotechnique réalisé toutes les 30 minutes, permettait d'alerter le chargé de conduite de l'ACR en cas de prévision de contrainte, tout en lui proposant une valeur de limitation de puissance suffisante pour éviter cette contrainte. La validation conduisait alors à l'envoi de l'ordre de limitation au producteur (via son *dispositif d'échange d'informations d'exploitation* - DEIE). Le respect de cette limitation était ensuite vérifié par la télémessure de la production (via le DEIE).

Menée avec le concours de la direction régionale d'Enedis Pays de la Loire, l'expérimentation en conduite a validé la capacité à éviter les contraintes sur le réseau. Des limitations ont été envoyées et le retour d'expérience a confirmé la capacité d'Enedis à respecter un engagement de puissance minimale injectable estimé lors de l'étude de raccordement.

La chaîne de prévision a démontré sa fiabilité et les pistes d'améliorations soulevées, comme la prise en compte des régulations locales de tension existantes ou l'amélioration des prévisions BT, ont pu être prises en compte sur les modèles de prévision en cours d'implémentation ainsi que sur l'outil de conduite.

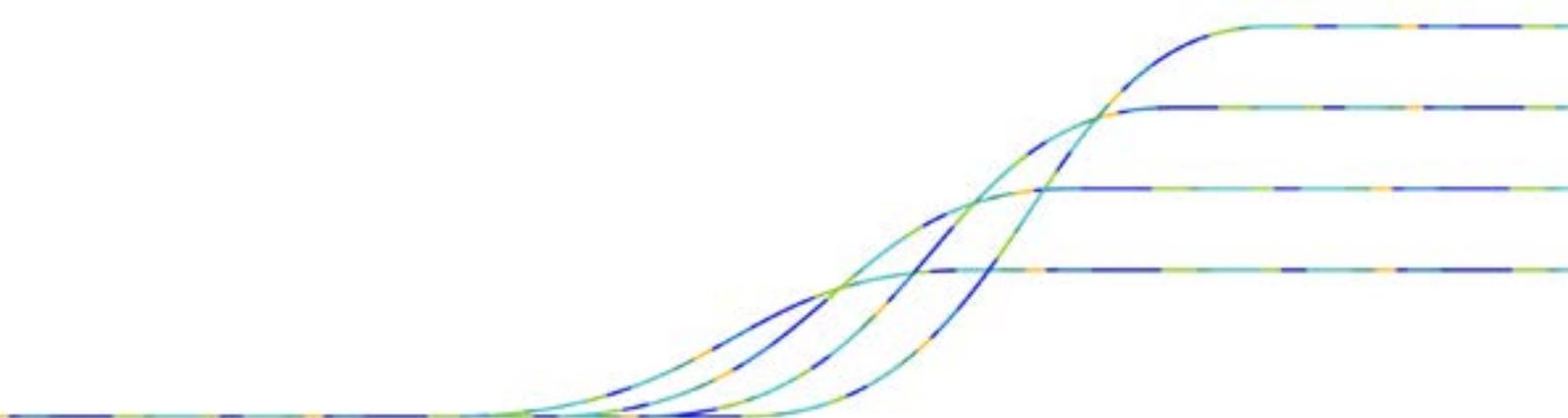
6.1.1.2. REFLEX, un nouveau concept de dimensionnement des postes sources pour la production, en cours d'expérimentation par l'intermédiaire d'un bac à sable réglementaire

REFLEX vise à diminuer les coûts de l'accueil des EnR pour la collectivité

Comme pour les ORA-MP, REFLEX repose sur le principe qu'il est possible de limiter les investissements nécessaires au raccordement des producteurs EnR, en contrepartie de limitations ponctuelles de l'injection de ces producteurs. À la différence des ORA-MP, les investissements ciblés par REFLEX sont les ouvrages mutualisés définis dans les S3REnR (2.1.3.3), c'est-à-dire les investissements au niveau des postes sources. Ces ouvrages accueillant plusieurs producteurs, la décision de recourir à REFLEX n'est donc pas prise par le client, mais par Enedis, avec un objectif d'optimisation des coûts pour la collectivité.

REFLEX concerne donc l'optimisation des S3REnR, en permettant de raccorder en aval d'un transformateur HTB/HTA des capacités EnR supérieures à la capacité technique de celui-ci. Le processus consiste, dès la phase de conception du S3REnR, et en partenariat avec RTE, à prendre en compte cette possibilité de flexibilité pour planifier les investissements.

La méthodologie employée pour déterminer cet optimum entre investissements et flexibilité, et ses différences avec la méthode de dimensionnement des S3REnR décrite dans la DTR d'Enedis sont décrites dans l'[encart pédagogique XXXIII](#) : Calcul de la capacité libérée dans le cadre de REFLEX.



Une fois les producteurs raccordés, les agences de conduite d'Enedis évalueront les besoins de recourir à la flexibilité, grâce à des prévisions court terme de la production et de la consommation, et à leur réajustement via les mesures de production et les capteurs du réseau. Si une flexibilité marché est disponible, elle sera activée, sinon Enedis mobilisera la solution de repli que constitue l'effacement des producteurs.

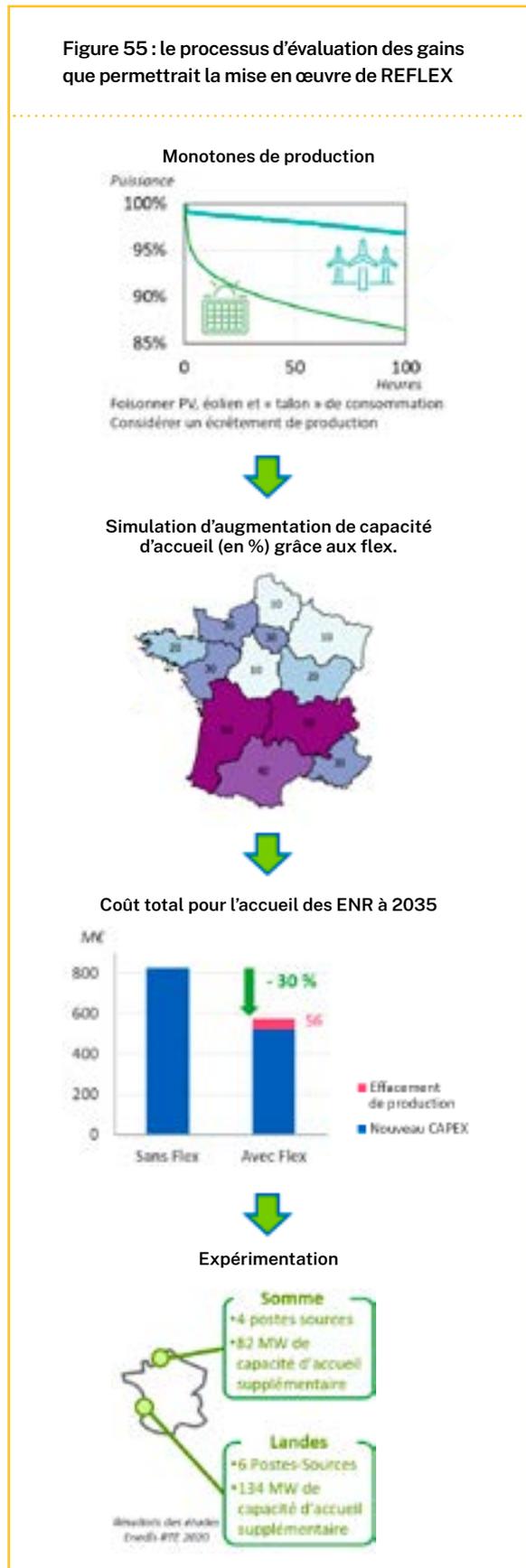
La démarche REFLEX, qui promet des gains significatifs à la maille France, est en cours d'expérimentation

Une évaluation des gains que permettrait la mise en œuvre de REFLEX à la maille France a été menée en considérant les mix de productions prévus par la PPE à l'échelle régionale. En Nouvelle-Aquitaine, par exemple, on pourrait ainsi raccorder 50 % de plus d'installations EnR qu'avec les règles actuelles. Cette évaluation a montré qu'à la maille France, on pourrait réduire de 30 % les travaux nécessaires pour accueillir toutes les nouvelles installations d'EnR d'ici à 2035 (soit 300 M€ d'économies cumulées). L'écrêtement de production resterait très limité, globalement moins de 0,06 % du productible des nouvelles installations raccordées d'ici 2035. Cela représente un manque à gagner en termes d'énergie non injectée (ENI) d'environ 50 M€. Le solde (300 M€ - 50 M€) est très largement positif : 250 M€, ce qui fait de REFLEX le 1^{er} gisement d'économies à l'échelle d'Enedis via des flexibilités et un outil au service de l'accélération du raccordement des EnR, en permettant une augmentation rapide de la capacité d'accueil.

Pour tester ce nouveau mode de raccordement, une dérogation a été demandée et accordée en juillet 2021 dans le cadre du dispositif dit de « bac à sable réglementaire ». Les projections nationales présentées en [figure 55](#) se traduisent sur les dix postes sources de l'expérimentation par une augmentation de la capacité d'accueil de 210 MW par rapport aux règles actuelles, tout en évitant potentiellement l'ajout et la mutation de plusieurs transformateurs.

L'objet de l'expérimentation est de tester toute la chaîne en grandeur nature : dimensionnement, études de raccordement, algorithmes de détection des contraintes et d'activation au juste nécessaire des flexibilités, pour valider le dispositif. Si le retour d'expérience est favorable, le dispositif REFLEX serait généralisé et mis en œuvre lors de la révision de chaque S3REnR. La démarche de l'expérimentation est décrite dans les notes publiées par Enedis : [Enedis, Projet REFLEX : Enedis dégage des capacités d'accueil supplémentaires dédiées aux EnR, février 2022](#), et pour plus de détails : [Enedis, REFLEX \(Flexibilités des énergies renouvelables\) – Note méthodologique de l'expérimentation, février 2022](#).

Figure 55 : le processus d'évaluation des gains que permettrait la mise en œuvre de REFLEX



ENCART PÉDAGOGIQUE XXXIII

Calcul de la capacité libérée dans le cadre de REFLEX

PRINCIPE GÉNÉRAL DU DIMENSIONNEMENT REFLEX

La capacité supplémentaire déterminée pour chaque transformateur HTB/HTA relève d'un arbitrage économique au périmètre RPD-RPT pour trouver le meilleur équilibre pour la collectivité, permettant d'accueillir la production et la consommation existante, la production en file d'attente et enfin la production attendue à horizon de l'exercice de planification. Cet arbitrage est réalisé uniquement pour les travaux au niveau des postes sources et du RPT (et pas sur le réseau en aval).

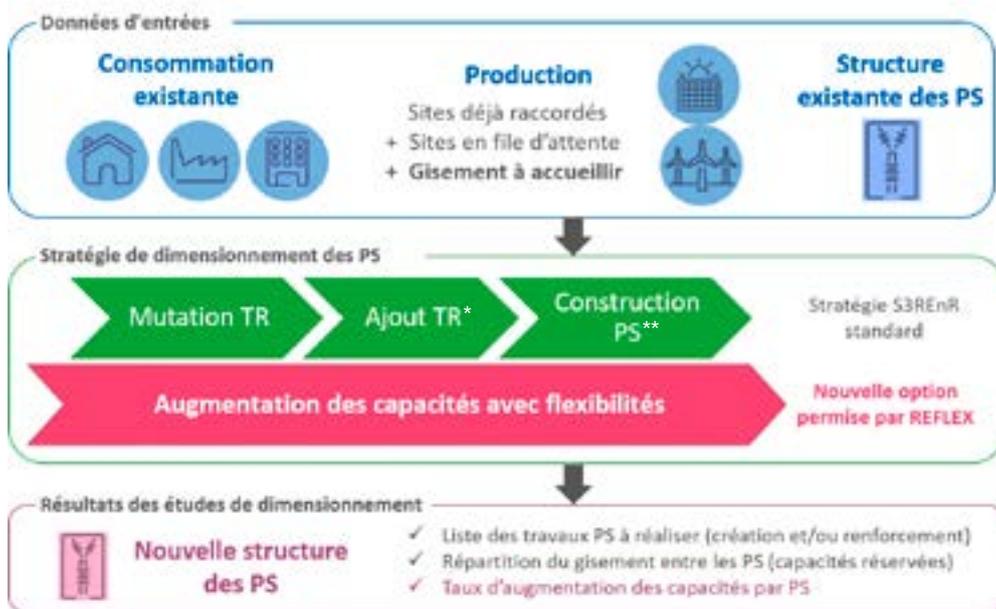
Une nouvelle option permise par REFLEX dans la stratégie de dimensionnement des postes sources

Cet arbitrage repose sur les mêmes principes méthodologiques que ceux utilisés pour l'établissement d'un S3REnR et consiste donc en la comparaison des bilans économiques

de plusieurs solutions de dimensionnement des postes sources HTB/HTA et du réseau HTB pour l'accueil des installations de production attendues. Les solutions de dimensionnement comparées sont alors de deux natures (voir [figure 56](#)) :

- Les solutions standards d'investissement utilisées dans le cadre de l'élaboration des S3REnR (mutation de transformateurs HTB/HTA et création d'ouvrages : ajout de transformateurs ou encore construction de postes sources).
- **Une nouvelle option technique :** celle permettant de raccorder en aval d'un transformateur HTB/HTA des capacités EnR supérieures à la capacité technique de celui-ci, avec utilisation de flexibilités.

Figure 56 : le processus de dimensionnement dans le cadre de REFLEX



* transformateur ** poste source

>>>

Une comparaison de bilans économiques

Dans le cadre de l'établissement des investissements inscrits aux schémas S3REnR, les différentes stratégies d'investissement envisageables sont comparées conjointement par les GRD et le GRT sur la base de bilans technico-économiques prenant en compte les coûts des investissements des réseaux de transport et de distribution sur le périmètre d'un S3REnR (voir [figure 57](#)).

Dans le cadre du projet REFLEX et de l'utilisation des flexibilités, les composantes du bilan économique des différentes stratégies de dimensionnement sont :

- Les investissements réseaux (création ou renforcement d'ouvrage).

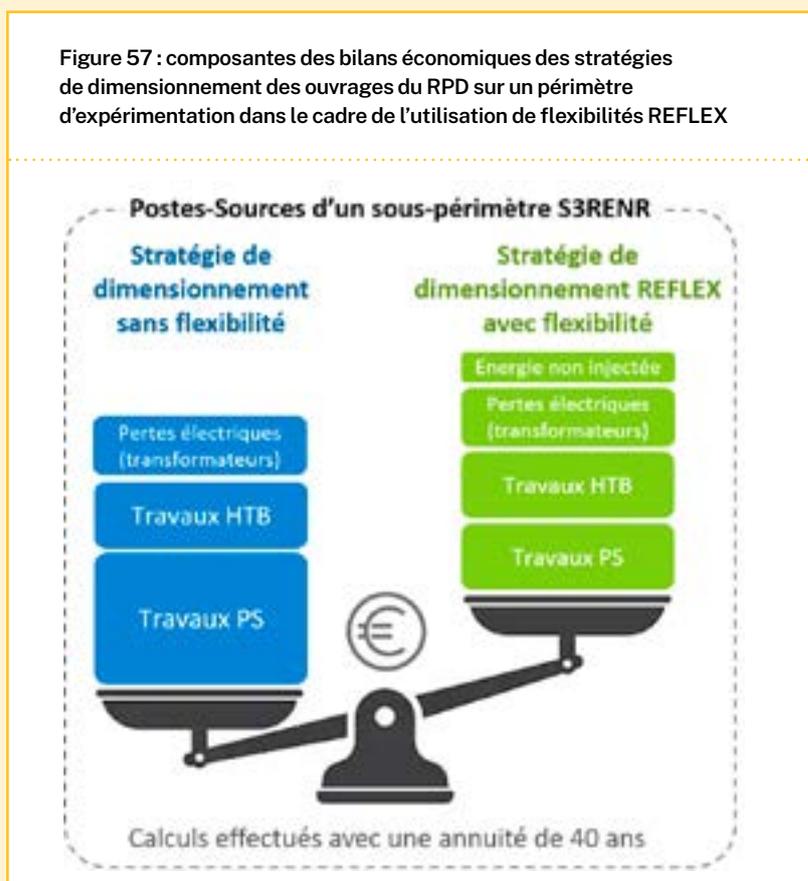
- Les coûts des pertes électriques dans les transformateurs HTB/HTA puisque les transits ou le nombre de transformateurs peuvent être modifiés selon la solution retenue.

- Les coûts de l'énergie non injectée générée par les limitations de la production lors du recours aux flexibilités.

Ces composantes annuelles sont calculées sur une durée de 40 ans⁴³ et viennent s'ajouter aux coûts des travaux sur le RPD et le RPT.

La stratégie de dimensionnement retenue sur une zone sera celle permettant d'accueillir, dans des conditions techniques satisfaisantes et au moindre coût pour la collectivité, le gisement de production EnR dans son ensemble.

Figure 57 : composantes des bilans économiques des stratégies de dimensionnement des ouvrages du RPD sur un périmètre d'expérimentation dans le cadre de l'utilisation de flexibilités REFLEX



© Enedis

>>>

43. Une durée de 40 ans pour les ouvrages RPD et 45 ans pour ceux du RPT.

>>>

APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE

Pour mener à bien la comparaison décrite précédemment, deux étapes séquentielles permettent de définir les ouvrages de réseaux nécessaires et/ou l'utilisation de flexibilités :

- De manière similaire aux méthodes employées pour le dimensionnement des S3REnR, le recueil des données relatives :
 - aux installations de production HTA : en service, en file d'attente et du gisement cumulé de production attendu sur la zone⁴⁴ et à l'horizon temporel défini ;
 - à la production BT cumulée existante et à venir ;
 - à la consommation cumulée ;
 - à l'état initial des postes sources et de leurs possibilités techniques d'évolution.
- La réalisation de bilans de puissance par poste source pour chacune des stratégies de dimensionnement (investissements dans les postes sources et/ou utilisation de flexibilités) permettant la détermination des composantes du bilan technico-économique décrit précédemment.

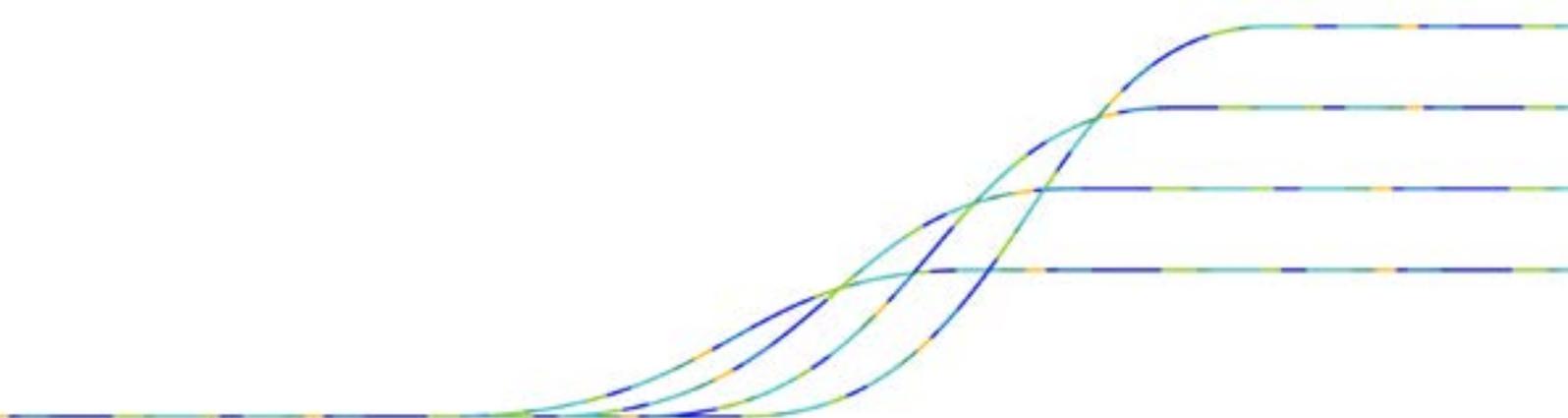
Plusieurs scénarios de répartition du gisement sur l'ensemble des postes sources de la zone d'expérimentation et d'appel aux flexibilités sont étudiés.

On compare les bilans économiques (cumulant les coûts pour le RPD et ceux pour le RPT) des scénarios avec flexibilités sur le périmètre d'expérimentation à ceux des scénarios sans flexibilités sur l'ensemble du périmètre d'expérimentation.

Le scénario de répartition du gisement sur les différents postes sources et la stratégie de dimensionnement qui conduisent au meilleur bilan économique sont retenus.

La détermination du taux d'augmentation des capacités pour chaque transformateur découle alors du choix de la stratégie de dimensionnement des réseaux concernés permettant d'accueillir, dans des conditions techniques satisfaisantes et au moindre coût pour la collectivité, les projets de production EnR sur une zone lorsque le gisement considéré est raccordé dans son ensemble.

44. Périmètre de l'expérimentation défini en accord avec les échanges en CURDE (CCPS).



6.1.1.3. L'ORA à modulation de puissance pour consommateurs HTA, un concept au stade de la démonstration

Les ORA-MP pour consommateurs HTA sont au stade de l'instruction de solutions techniques et de démonstrateurs pour valider les principes techniques et économiques.

Enedis a initié, depuis septembre 2018, des expérimentations d'ORA-MP pour consommateurs HTA dans différents types de configurations techniques et contractuelles (voir [figure 58](#) et [figure 59](#)), afin d'identifier les facteurs clés de succès de telles offres de raccordement alternatives.

Objectif des expérimentations

Il s'agit de :

- circonscrire, sur des cas pratiques, l'adéquation entre la modulation de puissance nécessaire pour éviter les travaux d'adaptation du réseau et l'impact des limitations vues du client (sur son modèle d'affaire, sur son processus industriel...);
- circonscrire les conditions d'éligibilité des ORA-MP pour consommateurs HTA pour créer de la valeur pour la collectivité;
- tester plusieurs dispositifs de mise en œuvre technique des limitations de consommation sur ces sites raccordés en modulation de puissance.

Figure 58 : localisation des expérimentations d'ORA à modulation de puissance pour consommateurs HTA



© Enedis

Figure 59 : caractéristiques des expérimentations d'ORA à modulation de puissance pour consommateurs HTA

	Moulin Bourgeois	Cave La Roquière	Interdesco	Kunkel	ADP Orly
Type de contrainte	HTA - Tension basse	HTA - Tension basse et intensité	HTA - Tension basse	HTA - Tension basse	Poste source-intensité
Type de demande	Augmentation de la puissance de raccordement (sans contribution CCU*)	Augmentation de la puissance de raccordement (sans contribution CCU*)	Nouveau raccordement (sans contribution CCU*)	Augmentation de la puissance de raccordement (sans contribution CCU*)	Augmentation de la puissance de raccordement -Secours HTA (sans contribution CCU*)
Type de limitation	Limitation dynamique	Palier de puissance	Palier de puissance et Limitation dynamique	Palier de puissance et Limitation dynamique	Limitation dynamique

* CCU : collectivité en charge de l'urbanisme.

© Enedis

Analyse de faisabilité technique

Selon le profil de charge du consommateur en ORA, différentes solutions peuvent être considérées pour lever les contraintes révélées par l'étude de l'offre de raccordement de référence⁴⁵.

Lorsque le consommateur présente un profil de charge complémentaire à celui du réseau de distribution de la zone, des **limitations saisonnières par voie contractuelle** peuvent suffire. Ce cas peut par exemple intervenir si son activité est saisonnière et coïncide avec des périodes pendant lesquelles le réseau n'est pas contraint. Cette solution passe par la contractualisation de plusieurs puissances garanties, de niveaux différents. Il s'agit d'une **solution « statique »**, puisqu'elle ne nécessite pas d'intervention ni d'échange d'informations en temps réel. Ce type de solution devra être conciliable avec le cadre du TURPE.

Lorsque l'activité du consommateur contribue à accroître la pointe de consommation du réseau de distribution de la zone, des **limitations en temps réel** sont nécessaires. Pour éviter de réaliser les travaux d'adaptation du réseau identifiés dans l'offre de raccordement de référence tout en respectant les seuils d'exploitation des ouvrages, la pointe devra être écrêtée, par une limitation des soutirages du consommateur lui-même. Il s'agit donc d'une **solution « dynamique »**, qui nécessite une observation et des actions en temps réel. Elle s'applique à des processus industriels flexibles et dont l'outil industriel a été rendu pilotable.

La mise en œuvre de limitations en temps réel sur des sites en consommation peut nécessiter des adaptations :

- de l'installation du consommateur pour déployer des dispositifs de télécommunications avec l'agence de conduite régionale d'Enedis ;
- des systèmes de prévision de charge d'Enedis pour anticiper l'apparition de contraintes sur le réseau et activer des limitations avec un préavis compatible avec le processus industriel du site (l'arrêt d'une ligne de production doit par exemple être anticipé la veille).

Premiers retours d'expérience

La puissance maximale d'une installation de production est bien identifiée. Il s'agit par exemple, pour un parc éolien, de la somme des puissances des machines installées. Les retours d'expérience montrent en revanche la difficulté relative, pour un client consommateur, d'évaluer son besoin réel de puissance. À titre d'illustration, il peut être nécessaire, pour un client industriel, de devoir estimer le foisonnement naturel entre ses différentes lignes de production afin de calculer son besoin de puissance effectif. Il doit alors répondre à la question « À quelle échéance ces différentes lignes seront-elles en service, et quel sera alors le besoin de puissance de chacune d'entre elles ? ». Cette estimation peut s'avérer complexe pour un client existant qui souhaite augmenter sa puissance en anticipation de l'accroissement de ses installations ou de l'intensification de ses usages. Elle sera d'autant plus délicate pour un nouveau client qui fait face à davantage d'inconnues. Cette anticipation est par ailleurs plus aisée quand l'électricité est au cœur du modèle d'affaire du client (IRVE, stockages, hydrolyseurs...), que dans le cas où il s'agit d'une simple commodité nécessaire au fonctionnement du site. La difficulté, pour le client, d'identifier son besoin de puissance futur rend d'autant plus délicate pour lui la mise en place d'une ORA.

On peut également noter que pour certaines opérations de raccordement en consommation HTA, la collectivité en charge de l'urbanisme contribue au financement des travaux. Contrairement au raccordement de producteurs HTA, les économies de raccordement induites peuvent donc bénéficier exclusivement à la collectivité en charge de l'urbanisme plutôt qu'au consommateur qui accepte des limitations. Ceci pourrait limiter l'intérêt des ORA-MP pour les consommateurs HTA.

Ces différents sujets étant encore à l'état de démonstrateurs, il n'y a pas, à date, de trajectoire d'industrialisation envisagée pour ces cas d'ORA-MP pour les consommateurs HTA. Celles-ci ne sont par ailleurs pas prévues par la réglementation, et ne sont, à ce titre, pas prises en compte dans ce PDR. Si leur maturité évolue, le contenu des prochains PDR sera ajusté.

45. L'offre de raccordement de référence garantit en permanence la possibilité de consommer à hauteur de la puissance de raccordement demandée.

6.1.1.4. L'ORA à modulation de puissance pour clients BT, une maturité encore lointaine

Les ORA-MP producteurs BT sont au stade de l'instruction de solutions techniques et de démonstrateurs pour valider les principes techniques et économiques, comme toutes les flexibilités pour résoudre les contraintes en basse tension. La maturité de ces solutions apparaît trop lointaine pour que leurs effets potentiels puissent être intégrés au PDR. Comme pour toutes les autres thématiques à émergence incertaine, les versions ultérieures du PDR proposeront une vision ajustée de ce sujet dès que la maturité suffisante sera atteinte.

6.1.2. Les flexibilités offrent la possibilité de reporter des renforcements en soutirage sur la base d'une évaluation économique de l'identification des gisements et d'un appel au marché

On se situe ici dans le cas d'un investissement considéré comme nécessaire par Enedis sur une zone donnée. La démarche consiste à vérifier si une flexibilité locale peut ou non entrer en compétition avec l'investissement, et en permettre le report.

Depuis fin 2021, Enedis met systématiquement en concurrence les investissements sur les postes sources et les réseaux HTA destinés à résorber des contraintes issues de l'évolution de la consommation locale avec l'option de recourir à des services de flexibilité. Elle fait ensuite appel au marché pour toutes les opportunités identifiées.

6.1.2.1. Principes économiques d'évaluation des flexibilités de report d'investissement

Savoir donner une valeur économique à une flexibilité de report d'investissement consiste à savoir comparer précisément deux mondes (celui de l'investissement et celui de la flexibilité) aux corps d'hypothèses et caractéristiques très différents, avec trois points d'attention.

L'investissement garanti par construction que la valeur sera créée, alors que la flexibilité s'engage aujourd'hui pour promettre le service demain

Les flexibilités locales constituent un transfert de risque du développement des réseaux vers leur exploitation (en conduite et proche du temps réel), et des moyens gérés par Enedis vers des services apportés par des sites raccordés au réseau de distribution.

Concrétisant ce transfert, la fiabilité d'un service de flexibilité est ainsi constitutive du service. Il s'agit d'assurer le respect des seuils (tension, intensité...) résultant des obligations réglementaires et de sécurité des personnes et des biens.

Il convient donc de s'assurer, en temps réel, de la génération effective de valeur par les flexibilités : cette génération doit être anticipée à la contractualisation du service de flexibilité, captée en temps réel, alors qu'elle est garantie par construction pour un renforcement.

Un comparatif entre investissement et flexibilité doit aborder la question de la temporalité exacte de la contrainte

Les études de flexibilités nécessitent une **approche en rupture avec les méthodes et outils actuels d'études** : en effet, les études de flexibilité demandent de détailler l'évolution temporelle de la contrainte sur un ouvrage précis alors qu'une approche normative suffit dans les études « classiques », qui ne déterminent pas le moment exact où apparaîtra la contrainte ni sa durée exacte, mais plutôt son occurrence potentielle selon des scénarios de référence.

Cette étape d'accès à la temporalité de la contrainte potentielle et à des modèles prévisionnels en courbes de charge est un prérequis pour savoir décrire le besoin de flexibilité qui serait attendu et évaluer son coût de mise en œuvre.

Le comparatif entre investissement et flexibilité doit prendre en compte l'ensemble de leurs bénéfices respectifs

Un investissement réseau, prévu pour résoudre une contrainte identifiée, a un coût qui est à mettre en perspective de ses divers bénéfices :

- Il résout la contrainte identifiée (c'est sa justification première).
- Il offre des possibilités supplémentaires de réduction de l'END et améliore ainsi la qualité de service. L'investissement peut, dans bien des cas, rendre accessibles des schémas d'exploitation additionnels, offrant de nouvelles possibilités de reprises par bouclage et réduisant ainsi les coupures en cas d'incident.
- Il réduit aussi les pertes techniques. L'investissement vient, par exemple, renforcer l'infrastructure existante par des câbles de section plus grande, qui génèrent moins de pertes.

La flexibilité, quant à elle, vient apporter un seul de ces trois services : le premier. Elle résoudra la contrainte (dans les limites de délai de mise en œuvre, de puissance et de durée du service) en modulant les charges sur le réseau au moment où la contrainte surviendra. La valorisation totale de ses gains est donc, par construction, inférieure à celle des gains apportés par l'investissement, qui interviennent sur toute sa durée de vie.

Ainsi, un service de flexibilité (quel qu'il soit), activé de manière ponctuelle, doit être évalué en tenant compte de tous ses impacts et en les comparant *in extenso* au service rendu par un investissement, dont les effets sont présents à tout instant (réduction des pertes, possibilités supplémentaires de reprise en cas d'incident...).

En ce qui concerne la nature de la flexibilité, seul compte l'effet vu du réseau : une diminution du soutirage a le même effet que l'augmentation de l'injection et ce, quel que soit le moyen mis en œuvre au sein de l'installation intérieure du client. En outre, une disposition législative impose à Enedis d'être non discriminante dans l'achat des services de flexibilité : c'est pourquoi l'appel à des services de flexibilité est dit « technologiquement neutre ».

6.1.2.2. La première étape du processus permettant le report d'investissement en soutirage consiste en l'identification des gisements de flexibilités

Pour les recherches de flexibilités en report d'investissement en soutirage, la décision de contractualisation d'une flexibilité est prise par Enedis à l'issue d'un processus en deux étapes.

Dans une première étape, la solution matérielle optimale de référence est comparée, selon les principes qui viennent d'être exposés, à une flexibilité idéale (aucune limite de puissance ou de durée, délai de mise en œuvre idéal, localisation idéale, coût nul) en comparant les bilans technico-économiques. Une opportunité de flexibilité pour reporter un renforcement est identifiée si (et tant que) le renforcement est « battu » par la flexibilité idéale au regard de l'évolution, constatée chaque année, de la zone (croissance ou non des charges, disparition du gisement de flexibilité) – voir l'[encart pédagogique XXXIV](#) : Identification d'un gisement de flexibilité.

Cette méthode fait dans un premier temps l'hypothèse simplificatrice de l'existence d'un **gisement de flexibilité idéale**, c'est-à-dire :

- avec un volume non limité en durée et en profondeur au moment de l'événement qui fait apparaître une contrainte (en schéma normal ou lors d'incidents) ;
- une réponse parfaite (fiabilité totale du gisement de flexibilité) ;
- une localisation idéale des flexibilités pour chaque incident (y compris répartition des flexibilités en plusieurs points sur un même incident, c'est-à-dire toujours « du bon côté » de l'incident pour aider à la reprise du réseau accessible) ;
- un délai de mise en œuvre idéal.

Par ailleurs, **les contraintes ne sont pas toutes des opportunités de flexibilité**. Dans de nombreux cas, les contraintes nécessiteront des investissements car elles s'accompagnent d'une contrainte topologique qu'une flexibilité ne pourra résoudre, d'une obligation réglementaire, d'un besoin de renouvellement, d'une décision d'enfouissement, d'une demande d'amélioration de la qualité, d'un besoin de développement de nouveaux projets, etc. Les flexibilités ne pourront donc résoudre potentiellement qu'une part des contraintes identifiées. C'est pourquoi Enedis s'exprime en termes de zone d'opportunité de flexibilité (voir exemple de l'[encart pédagogique XXXV](#) : Zoom sur le cas de Moussac).

La deuxième étape est un appel au marché permettant de quantifier le gisement de flexibilité, en termes de service et de prix. Enedis publie ainsi les zones sur lesquelles les études précitées permettent de recourir à un service de flexibilité. Enedis évaluera les offres des acteurs de flexibilité selon le service et le prix proposés par ces derniers. Le service de flexibilité ne sera la meilleure solution que si la valeur collective intégrant la non-qualité (END) résiduelle et le coût du service pour Enedis est meilleure que celle de la solution de renforcement.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXXIV

Identification d'un gisement de flexibilité

LA STRATÉGIE OPTIMALE D'INVESTISSEMENT A ÉTÉ IDENTIFIÉE AU PRÉALABLE

La recherche d'un gisement de flexibilité intervient après que la solution technique d'adaptation du réseau, qui présente le meilleur rapport pour la collectivité entre ses gains dans la durée et ses coûts, a été identifiée.

VALORISATION DE LA DATE OPTIMALE D'INVESTISSEMENT

Lorsque la stratégie d'investissement est décidée, l'année optimale d'investissement est retenue. C'est l'année N, qui est le moment où :

- L'anticipation de l'investissement induit un coût supplémentaire par rapport à un investissement à l'année N+1.
- Le coût de cette anticipation est compensé par le fait d'améliorer le plus tôt possible la non-qualité et de réduire les pertes.

Investir à l'année N+1 réduit le coût de l'investissement. En revanche, il faut compter une année supplémentaire de non-qualité (END) et de pertes additionnelles (voir [figure 60](#)).

Envisager un service de flexibilité pour reporter un investissement revient à comparer la situation « Investir l'année N » à la situation « Investir à l'année N+1 et faire appel au service de flexibilité pendant l'année N » (voir [figure 61](#)). Ainsi sont comparées :

- L'anticipation d'investissement, la non-qualité et les pertes en investissant à l'année N.
- À la non-qualité et les pertes en investissant à l'année N+1, réduites par le recours au service de flexibilité pendant l'année N.

La meilleure des deux stratégies est celle qui présente les coûts globaux les plus faibles pour la collectivité : comparer ces deux stratégies revient à comparer les coûts de non-qualité (diminués par le recours à la flexibilité) et des pertes de la situation « Investir à l'année N+1 + recourir au service de flexibilité à l'année N » aux coûts de non-qualité et des pertes de la stratégie « Investir à l'année N » en prenant en compte le coût d'anticipation (pas le montant d'investissement).

Figure 60 : illustration de la date optimale d'investissement et du coût d'anticipation

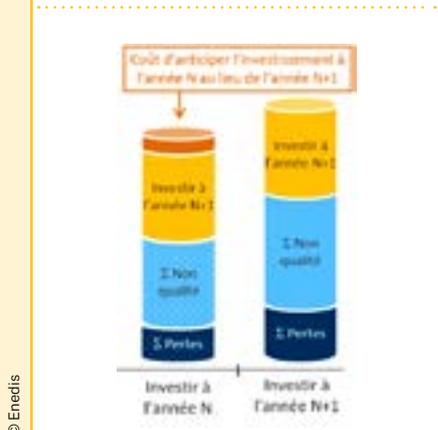
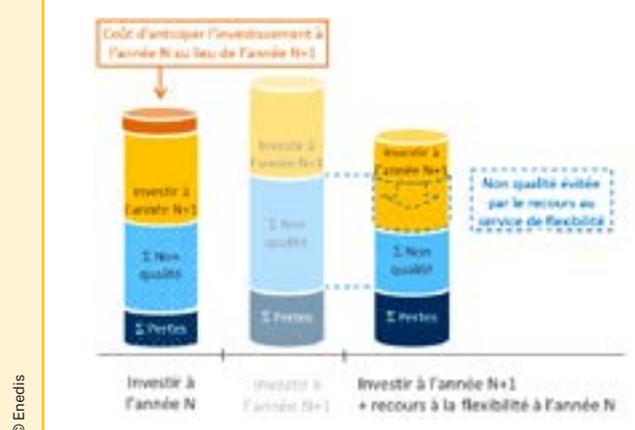


Figure 61 : illustration de la flexibilité en report d'investissement

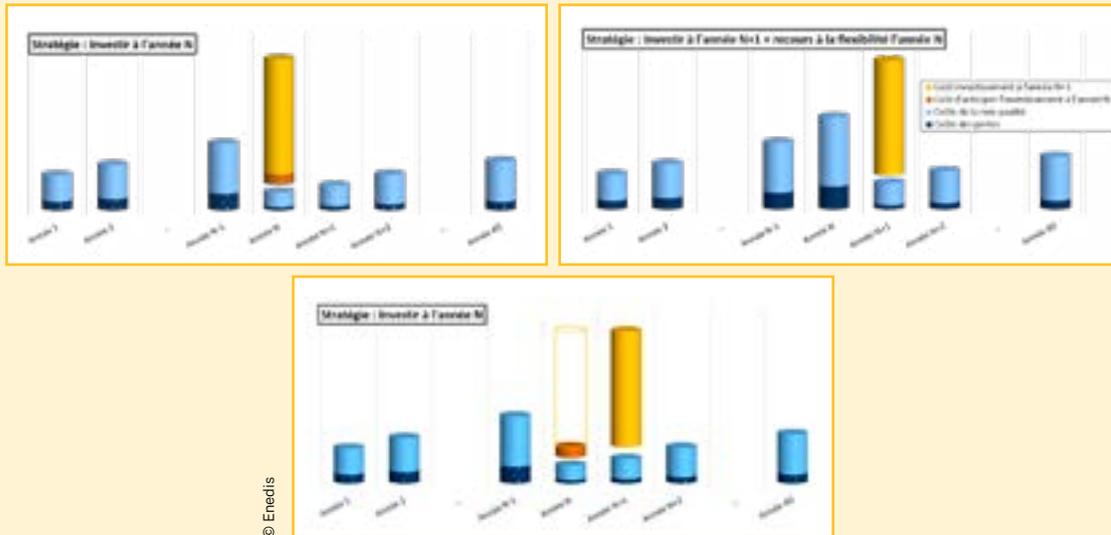


>>>

>>>

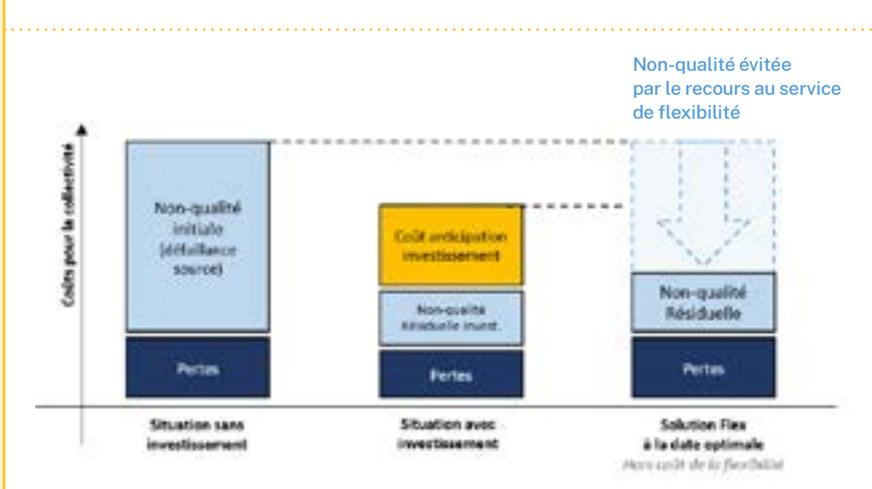
COMPOSITION DU BILAN TECHNO-ÉCONOMIQUE ANNÉE APRÈS ANNÉE

Voici la décomposition dans le temps des bilans technico-économiques de la [figure 60](#).



Pour simplifier la comparaison de l'ensemble de ces coûts, dans la stratégie « Investir l'année N », le coût d'investissement est reporté sur le graphique à l'année N+1 (cette modification n'impactera pas le coût total sur toutes ces années). Il est alors visible que l'ensemble des coûts avant la date optimale N (de la première année à l'année N-1) et après la date optimale (de l'année N+1 à la 40^e année) sont identiques pour les deux stratégies. Ainsi, comparer le total des coûts pour la collectivité entre les deux stratégies revient à comparer les coûts de non-qualité et des pertes des deux stratégies à l'année optimale N : ce que représenteront les illustrations suivantes, en 2D (voir [figure 62](#)).

Figure 62 : représentation de la flexibilité en report d'investissement



>>>

>>>

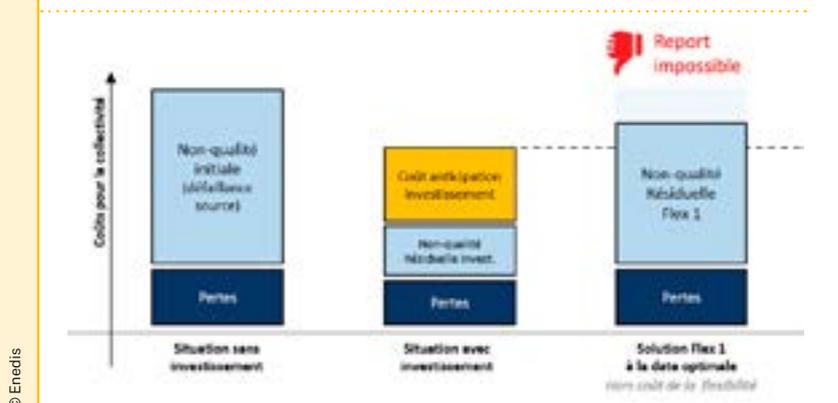
VALORISATION D'UN SERVICE DE FLEXIBILITÉ

L'étape suivante est l'estimation des gains apportés par une flexibilité idéale théorique à la date qui a été définie comme date optimale de réalisation de cet investissement.

Deux cas de figure sont alors possibles :

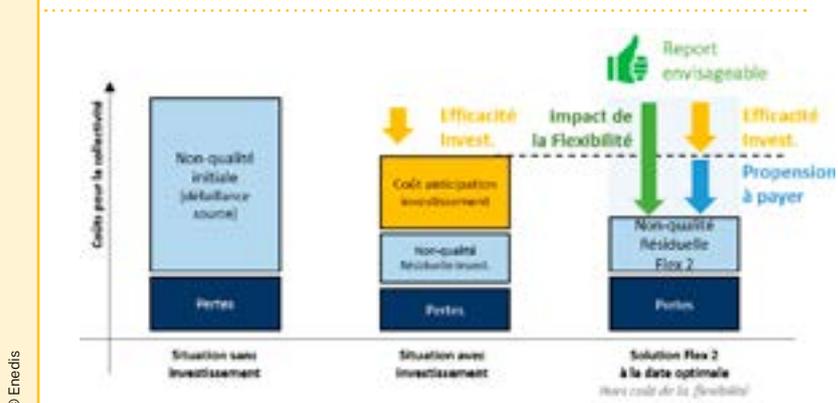
- Dans le cas présenté en [figure 63](#), un service de flexibilité (noté « Flex 1 ») permet de diminuer la non-qualité (END) de la situation sans investissement, mais la stratégie d'investir apporte un meilleur gain pour la collectivité : **le report n'est pas envisageable.**
- Dans le cas présenté en [figure 64](#), un service de flexibilité (noté « Flex 2 ») rend un service plus important que le premier : la réduction de la non-qualité par rapport à la situation sans investissement est plus marquée. La flexibilité a alors un meilleur bilan pour la collectivité que la stratégie d'investissement : **le report de l'investissement peut être envisagé.**

Figure 63 : cas où un service de flexibilité idéal est moins performant que l'investissement



© Enedis

Figure 64 : cas où un service de flexibilité idéal est plus performant que l'investissement



© Enedis

>>>

>>>

CALCUL DE LA PROPENSION À PAYER

Lorsque le report peut être envisagé, Enedis calcule la propension à payer de la collectivité pour reporter l'investissement par l'intermédiaire de ce service de flexibilité. Elle peut être obtenue en soustrayant l'efficacité de l'investissement à l'impact de la flexibilité (voir [figure 65](#)).

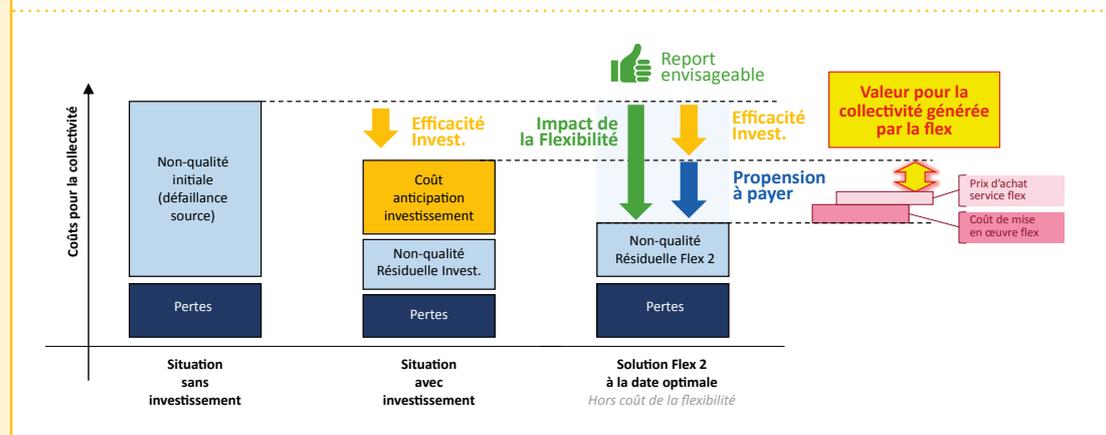
Cette valeur de la propension à payer inclut :

- Le coût de la mise en œuvre du recours au service de flexibilité.
- Le prix d'achat du service de flexibilité.

Ainsi, pour connaître la valeur générée par un service de flexibilité pour la collectivité (représentée sur la [figure 65](#) pour le service de flexibilité « Flex 2 »), il faut soustraire le coût de mise en œuvre et le prix d'achat du service à la propension à payer. En d'autres termes, la propension à payer représente la valeur pour la collectivité d'un service de flexibilité gratuit dont le coût de mise en œuvre est nul.

D'un point de vue collectif, un service de flexibilité doit « battre » l'efficacité de la stratégie optimale d'investissement pour pouvoir être identifié comme un moyen d'éviter des coûts. Lorsque c'est le cas pour une flexibilité idéale théorique, un gisement de flexibilité existe pour reporter l'investissement en question.

Figure 65 : propension à payer de la collectivité pour reporter l'investissement par l'intermédiaire d'un service de flexibilité et valeur générée pour la collectivité



© Enedis

ENCART PÉDAGOGIQUE XXXV

Zoom sur le cas de Moussac

CONTEXTE DU CAS DE MOUSSAC

Dans la zone du poste source de Moussac (poste source à un seul transformateur HTB/HTA), le réseau ne subit aucune contrainte en schéma normal d'exploitation. On relève toutefois :

- Une défaillance marquée sur le poste source de Moussac en cas de perte de son transformateur.
- L'absence de contrainte sur les transformateurs des postes sources voisins.

Sans investissement, si un incident survient sur le transformateur du poste source de Moussac, selon le niveau de charge, des contraintes de soutirage (de profondeur variable) en chute de tension peuvent apparaître de manière indépendante sur trois départs, nommés ici « fuseaux » car ils relient le poste source et son secourant (voir [figure 66](#)). La reprise, en cas d'incident, de clients du poste de Moussac par le poste source voisin en est alors limitée : des clients ne sont pas réalimentés, ce qui entraîne un coût d'END pour la collectivité.

L'investissement consistant à ajouter un second transformateur dans le poste source de Moussac est la stratégie d'adaptation du réseau qui apporte le plus de gain pour la collectivité à la date optimale. Il convient alors de vérifier s'il est possible de reporter cet investissement par l'intermédiaire de flexibilités.

LES POINTS CLÉS DU RECOURS AUX FLEXIBILITÉS DANS LA ZONE DE MOUSSAC

La possibilité de recourir aux flexibilités dépend d'abord de la **localisation des services de flexibilité** proposés.

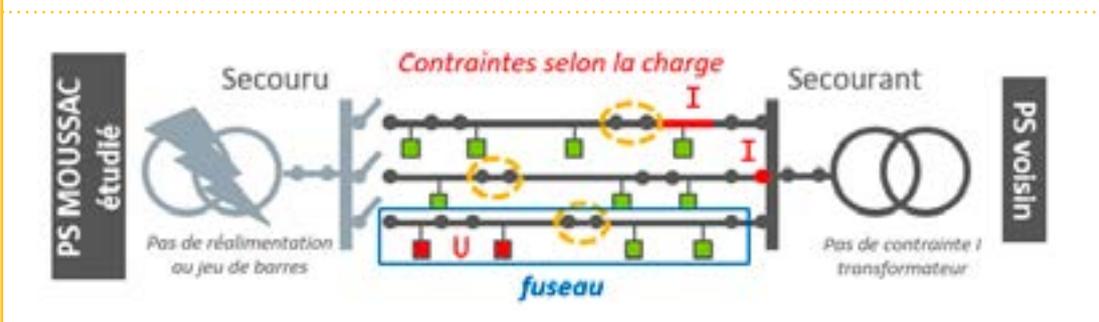
Lors de la reprise de clients du poste de Moussac par son voisin à la suite d'un incident, la modulation d'une charge pour lever une contrainte en chute de tension, qui apparaîtrait sur l'un des fuseaux, a une efficacité qui dépend de sa localisation au sein de ce fuseau. Pour tenir compte de ce phénomène lié à la localisation des flexibilités qui pourraient être sollicitées, les fuseaux ont été chacun découpés en zones d'iso-efficacité (voir [figure 67](#)). La modulation d'une charge au sein d'une zone d'iso-efficacité est réputée avoir le même impact sur la contrainte de ce fuseau que n'importe quelle autre charge de cette zone.

Il existe trois fuseaux distincts (« FORET », « BOISSE » et « DOMESS ») où une offre de flexibilité à la hausse, c'est-à-dire une hausse des injections ou une baisse des soutirages, permettrait de réduire localement le nombre de clients du fuseau pouvant être réalimentés. L'efficacité de chaque offre de flexibilité dépendra de la zone d'iso-efficacité dans laquelle elle se trouve.

La **profondeur de la défaillance** est une caractéristique déterminante du recours aux flexibilités.

Dans le cas de Moussac, l'acteur de flexibilité devra recruter un volume important de consommateurs prêts à modifier leur comportement pour parvenir à impacter significativement la situation à l'issue d'un incident.

Figure 66 : illustration d'un incident transformateur sur le poste source de Moussac



© Enedis

>>>

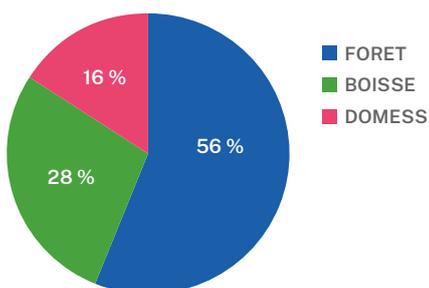
>>>

Figure 67 : les trois fuseaux où une offre de flexibilité pourrait être envisagée



© Enedis

Figure 68 : répartition de la défaillance sur les différents fuseaux



© Enedis

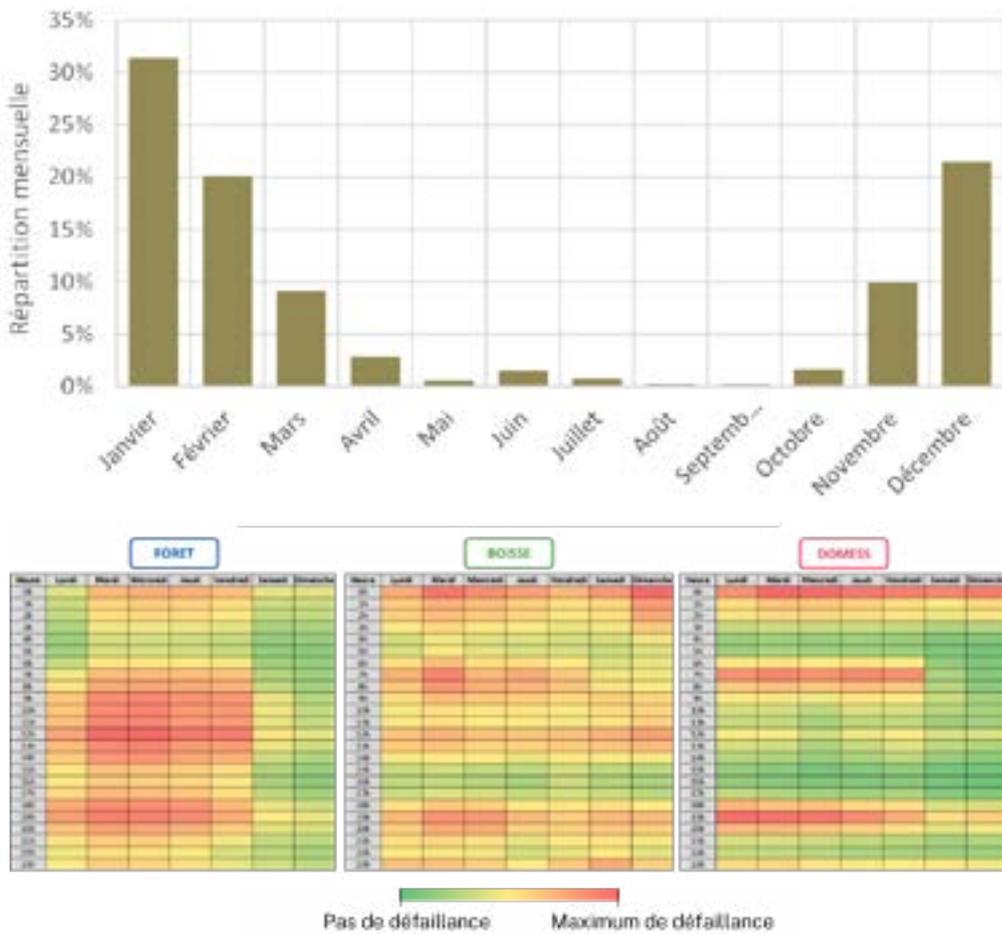
La répartition spatiale des défaillances pouvant survenir est elle-même un déterminant important.

L'acteur devra mobiliser en priorité des effacements sur les fuseaux avec une forte proportion de défaillance (voir [figure 68](#)) dans des zones à forte efficacité. Par ailleurs, le gisement dans chaque zone étant restreint et la défaillance restant importante, le recrutement devra intervenir dans des zones étendues géographiquement.

>>>

>>>

Figure 69 : répartition de la défaillance en fonction des mois, des jours de la semaine et des plages horaires



© Enedis

Enfin, la **répartition temporelle des défaillances** possibles définit les moments où la disponibilité des flexibilités est attendue (voir [figure 69](#)).

La défaillance survient quand le transformateur du poste source de Moussac subit un incident technique ou matériel. Lorsque cet événement survient, la flexibilité doit être mise en œuvre le plus rapidement possible et proposer la durée

d'activation la plus longue dans le but de capter une défaillance importante. Cependant, même si tous les paramètres temporels sont choisis judicieusement pour diminuer significativement le niveau de défaillance, le service de flexibilité ne pourra pas apporter de bénéfice au-delà de la résolution que le réseau présente alors (le nombre de postes et la puissance associée).

>>>

>>>

En conclusion, un service de flexibilité pour reporter un investissement qui vise à lever une contrainte en soutirage doit être au moins aussi efficace que l'investissement pour espérer créer de la valeur pour la collectivité. Ainsi, pour espérer réduire significativement la défaillance, il devra :

- Modifier le comportement de consommateurs de manière marquée.
- Mobiliser, si possible, des effacements sur plusieurs zones géographiques pour lesquelles l'efficacité est importante.
- Recruter des services disponibles le plus rapidement et le plus longtemps possible sur des créneaux présentant un gisement important.

ENEDIS A MIS À DISPOSITION DES ACTEURS DE MARCHÉ UN OUTIL PERMETTANT D'ÉVALUER L'EFFICACITÉ DES SERVICES DE FLEXIBILITÉ PROPOSÉS

Enedis a proposé une application web permettant de valoriser un service de flexibilité proposé par un acteur :

- Lorsque, au regard des éléments techniques présentés plus haut, la valeur calculée pour la flexibilité proposée était nulle, l'application indiquait que le service proposé ne serait pas

retenu à l'issue de l'appel d'offres (le report d'investissement par ce service n'était pas envisageable).

- Lorsque la valeur calculée était strictement positive, le report de l'investissement pouvait être envisagé en faisant appel à ce service et l'acteur pouvait soumettre une proposition financière.

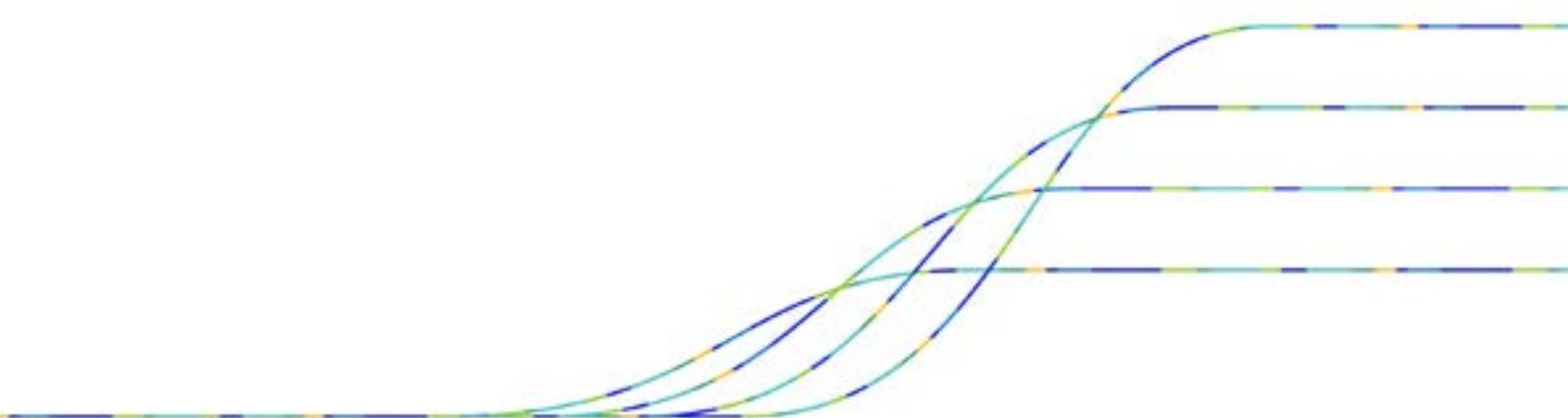
Un acteur pouvait par ailleurs interclasser entre eux les différents services de flexibilité qu'il envisageait. Cet outil s'accompagnait d'un mode d'emploi pour guider les acteurs vers les types de services présentant le plus de valeur pour le réseau.

UN TYPE DE FLEXIBILITÉ AU GABARIT CONTRAIGNANT

Les résultats de l'appel d'offres ont montré que la demande d'Enedis n'a pas rencontré d'offre de service de flexibilité disponible localement. Les acteurs ont par ailleurs signalé la complexité liée à la description fine du gabarit du gisement de flexibilité.

Cet exemple illustre les difficultés que présente la mise en œuvre de flexibilités pour le report d'investissement en soutirage.

Enedis poursuit sa démarche en relation avec les acteurs pour permettre le recours à ces services dès lors qu'ils sont efficaces.



6.1.2.3. La seconde étape du processus comprend un appel au marché auprès des acteurs pouvant offrir des services de flexibilité locale

6.1.2.3.1. Un appel au marché dans un calendrier et un processus concertés

L'article 32 de la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (EU 2019/944) du « *Clean Energy Package* » ouvre la possibilité aux gestionnaires de réseau de distribution d'utiliser des flexibilités locales, sous condition de recourir au marché pour se les procurer, dès lors qu'elles se révèlent plus intéressantes, technico-économiquement, que les solutions traditionnelles à leur disposition.

Enedis a anticipé la transposition de cet article dans le droit français⁴⁶ : elle publie ses opportunités de flexibilité et lance, depuis novembre 2019, des appels au marché afin de souscrire des services de flexibilité auprès d'acteurs de flexibilité.

Pour chaque opportunité identifiée, Enedis publie :

- La localisation géographique, c'est-à-dire l'ensemble des sites éligibles pour participer au service attendu, via une carte des réseaux BT et des sites HTA, doublée d'un outil de vérification de l'éligibilité des sites sur la base de leur référence de PDL ou PRM.
- Le cahier des charges du service attendu (puissance et durée, délai de mise en œuvre, plage temporelle en heures dans la journée, jours de la semaine, mois, années), et ses caractéristiques de disponibilité (avec ou sans réservation de capacité, voir ci-dessous).
- Les projets de contrats et les règles de consultation.

Si le service proposé par l'acteur est meilleur, technico-économiquement, que la solution « traditionnelle », Enedis achètera ce dernier.

Enedis a établi un processus d'achat de service de flexibilité s'appuyant sur des règles partagées dans les instances de concertation. Ce processus évolue pour tenir compte des retours d'expérience, des échanges avec les acteurs de flexibilité, de l'instruction des sujets techniques ou contractuels et du cadre réglementaire qui se construit peu à peu.

Cet appel au marché cherche ainsi à développer le marché des flexibilités locales et la concurrence associée : l'objectif

d'Enedis est d'obtenir le service de flexibilité au meilleur prix pour la collectivité.

Selon les cas d'usages, Enedis n'attend pas le même service des acteurs. Elle a donc établi des contrats de services de flexibilité de deux natures :

- **Contrat avec réservation de capacité** : l'acteur, en échange d'une rémunération fixe, garantit la disponibilité de sa flexibilité sur une période définie par Enedis.
- **Contrat sans réservation de capacité** : l'acteur n'a pas de rémunération fixe. Il n'est engagé à fournir le service qu'après acceptation de la demande d'activation envoyée par Enedis.

Les flexibilités pour report d'investissement en soutirage entrent dans la première catégorie : l'acteur doit garantir la disponibilité de sa flexibilité. Il s'agit pour Enedis, au moment de la décision d'investissement, de choisir la meilleure alternative économique avec garantie du résultat : soit le renforcement, soit le service de flexibilité avec réservation de capacité (qui entraîne alors le report d'investissement).

6.1.2.3.2. Des règles de marché équitables et non discriminatoires

Afin d'assurer un accès équitable au marché et la cohérence avec les mécanismes déjà existants au niveau national (RTE utilise déjà des mécanismes de marché pour les besoins de l'équilibre offre/demande et pour la gestion de ses congestions réseaux, voir [2.1.1](#)), Enedis a établi son marché en respectant les principes suivants :

Un marché ouvert et équitable

- Le marché est ouvert à tous les acteurs de marché (fournisseurs, agrégateurs, sites individuels...).
- En l'absence de dispositions légales spécifiques, la valorisation de l'opportunité (rémunération, pénalité) est uniquement dépendante du service fourni : Enedis est technologiquement neutre.
- L'agrégation est autorisée : le service peut ainsi être rendu par un ou plusieurs sites, sans discrimination.
- Enedis permet une participation à tous les niveaux de tension, quelle que soit la puissance de raccordement du site flexible.

46. Modification de l'article 322-9 du Code de l'énergie suite à l'ordonnance 2021-237 du 3 mars 2021.

Des contrats de service communs à tous les acteurs

- Enedis s'appuie sur deux modèles de contrats, avec ou sans réservation de capacité.
- Enedis demande un service avec obligation de résultat aux acteurs. Par conséquent, Enedis prévoit des pénalités pour couvrir le risque de défaillance.

Un accès aux informations transparent et non discriminatoire

- Enedis est transparente sur son processus d'achats et d'attribution. Celui-ci est largement partagé avec ses parties prenantes (cf. *infra*).
- Les données sont publiques et accessibles sur le site <https://flexibilites-enedis.fr> (opportunités de flexibilité), sur la page [Coconstruire les flexibilités](#) du site institutionnel d'Enedis, ainsi que sur le site du *Comité des utilisateurs du réseau de distribution* (CURDE). Enedis met ainsi à disposition de tous le corpus documentaire des appels d'offres : les modèles de contrat, les cahiers des charges, les règlements de consultation, et, plus largement, l'ensemble de la documentation relative aux flexibilités (rapports, feuilles de route, supports d'atelier...).

- Par le site <https://flexibilites-enedis.fr> (décrit au 6.1.2.3.5), Enedis permet à chacun de contrôler l'éligibilité des sites pour répondre à l'opportunité de flexibilité et fournit aux acteurs de flexibilité des données pour faciliter leurs activités de démarchage dans le respect des règles de mise à disposition des données (RGPD, ICS).

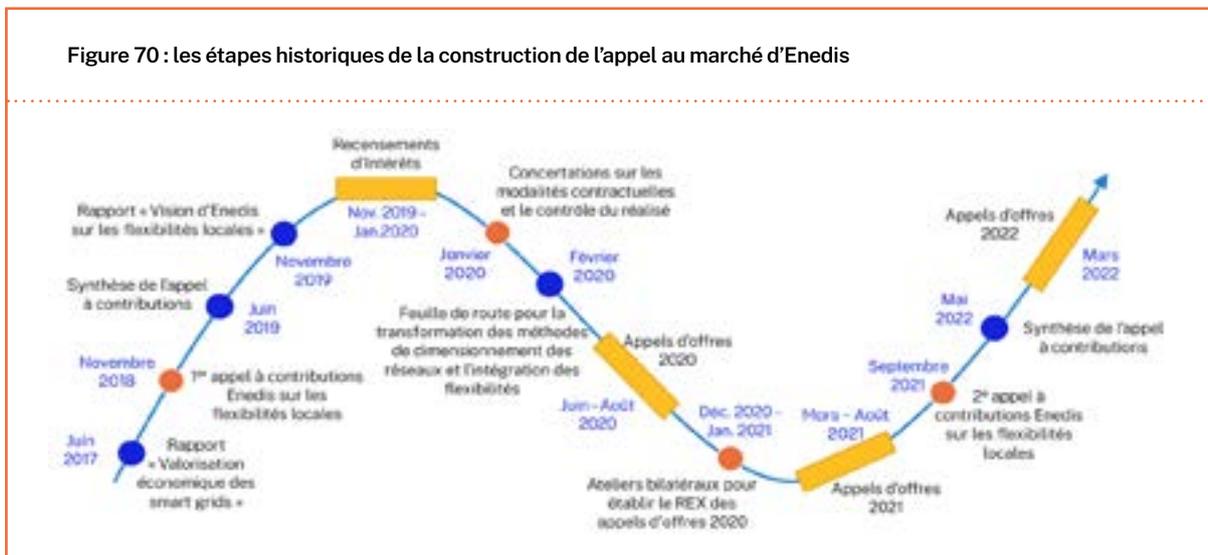
Une coordination avec RTE

Enedis se coordonne avec RTE pour s'assurer d'une intégration dans les mécanismes existants tant d'un point de vue réglementaire (correction des périmètres, versement fournisseur...) que d'un point de vue contractuel (participation simultanée à plusieurs mécanismes) ou opérationnel (échange d'informations en amont et en temps réel entre gestionnaires de réseaux) : Enedis souhaite que les acteurs puissent participer librement, et le plus facilement possible, aux marchés de flexibilité du gestionnaire de réseau de transport et d'Enedis.

6.1.2.3.3. Les jalons de la coconstruction du marché avec les acteurs de marché

Les principes de l'appel au marché ont fait l'objet de plusieurs publications d'Enedis, qui entretient un dialogue continu de coconstruction avec ses parties prenantes. La [figure 70](#) en indique les principaux jalons franchis sur la période 2018-2021.

Figure 70 : les étapes historiques de la construction de l'appel au marché d'Enedis



© Enedis

Voici une synthèse de ces jalons franchis.

- **Juin 2017** : publication d'un rapport ([Enedis et ADEeF, Valorisation économique des Smart Grids, 2017](#)), qui détaille la valeur unitaire, pour la collectivité, d'une flexibilité, pour lever des contraintes, que ce soit de soutirage ou en injection.
- **Novembre 2018** : présentation par Enedis de sa vision de l'appel au marché dans son premier appel à contributions sur les flexibilités locales afin d'engager une base de discussion avec les acteurs. Une synthèse des retours est présentée en juin 2019.
- **Novembre 2019** : publication d'un rapport ([Enedis, Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution, octobre 2019](#)) qui formalise les cas d'usages de la flexibilité locale identifiés dans un rapport ([Enedis et ADEeF, Valorisation économique des Smart Grids, 2017](#)) qu'Enedis va industrialiser :
 - Raccourcir les délais ou réduire les coûts au moment du raccordement.
 - Améliorer le rapport coût/efficacité du réseau en permettant de différer des investissements ou en substituant les flexibilités à d'autres leviers (moyens mobiles de réalimentation par exemple).
- **Janvier 2020** : concertation sur les modalités contractuelles et les méthodes de contrôle du réalisé envisagées⁴⁷ dans les appels d'offres à venir.
- **Février 2020** : communication de la feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités ([Enedis, Feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités, février 2020](#)).

Enedis mène également des ateliers d'échanges en bilatéral avec les acteurs pour faire un retour d'expérience des appels d'offres et améliorer son processus d'achat en lien avec ses parties prenantes. Enedis a lancé, en septembre 2021, un second appel à contribution sur les flexibilités locales pour mettre en visibilité les prochains sujets à instruire.

47. <https://www.enedis.fr/media/2372/download>

6.1.2.3.4. Aperçu des appels d'offres lancés par Enedis

Appel au marché 2019-2020

Pour son premier appel au marché pour des services de flexibilité, en 2020, Enedis a procédé en deux étapes.

Un recensement d'intérêts a eu lieu de novembre 2019 à janvier 2020. Enedis a reçu 40 déclarations d'intérêts de 18 acteurs, qui ont permis de valider le lancement de l'appel au marché.

Un appel au marché (juin-août 2020) a ensuite donné lieu à la signature de deux contrats sans réservation de capacité sur l'opportunité de Flex Mountain ([Enedis, Résultats des appels d'offres de flexibilités locales 2020, janvier 2020](#)), voir [figure 72](#).

Deux opportunités visaient des reports d'investissement tels que décrits dans ce PDR ([6.1.2.1](#)), et trois autres des opportunités d'« aide à la conduite » : Enedis fait appel au marché sur la totalité des opportunités de flexibilités, et non sur les seuls cas en lien avec le PDR (voir les différentes flexibilités [2.1.1](#)).

Appel au marché 2021

Des appels d'offres ont été lancés de mars à août 2021, sans recensement d'intérêt préalable.

Enedis a publié trois opportunités sur les mêmes bases contractuelles que les appels d'offres 2020. Les appels d'offres concernaient des flexibilités pour « aide à l'exploitation » et non des opportunités de report d'investissement en soutirage.

Figure 71 : carte des appels d'offres 2020



© Enedis

Enedis n'a pas signé de contrats de services de flexibilités locales à l'issue de cet appel au marché.

Appel au marché 2022

Pour la troisième année consécutive, Enedis a publié onze opportunités pour des services en lien avec l'exploitation (voir [figure 72](#)).

6.1.2.3.5. Enedis propose aux acteurs de flexibilité des solutions de cartographie d'opportunités de flexibilité locale

Vu des acteurs de flexibilité, l'attente est de savoir ce dont Enedis a besoin, pour que l'offre de flexibilité et la demande du gestionnaire de réseau puissent se rencontrer.

Aussi, depuis 2019, Enedis publie les opportunités de flexibilités sur un site internet dédié : <https://flexibilites-enedis.fr>. L'ensemble des opportunités de tous types (report d'investissement, flexibilité en lien avec l'exploitation, et demain, REFLEX), et à tous les états d'avancement (closes, en cours et envisagées) est disponible en libre accès sur ce site.

Enedis met à disposition, pour chaque zone d'opportunité, des données géographiques et techniques ainsi que des outils à même d'aider les acteurs de marché dans leur participation aux appels au marché d'Enedis.

Données géographiques

Enedis indique sur la carte une emprise de la zone d'opportunité (voir [figure 73](#)) avec un double objectif :

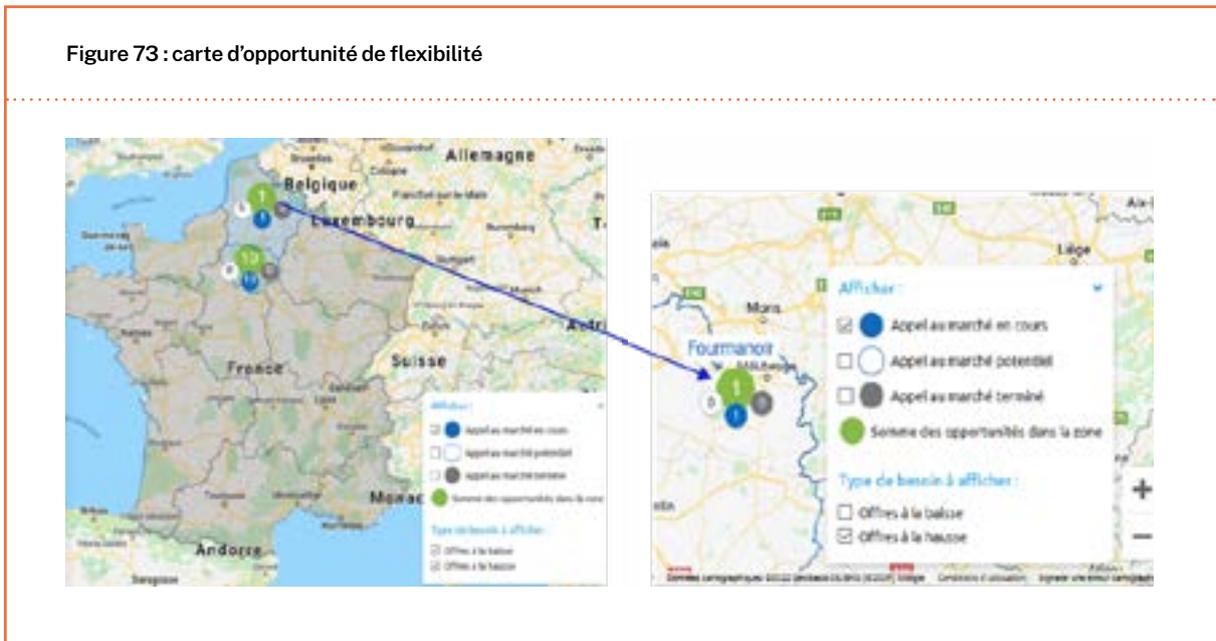
- Faciliter l'identification des capacités existantes par les acteurs dans leur portefeuille et leur démarchage pour des capacités nouvelles sur la zone d'opportunité.
- Éclairer la décision des acteurs dans leur choix d'implantation de nouveaux moyens de flexibilité.

Figure 72 : carte des appels d'offres 2022



© Enedis

Figure 73 : carte d'opportunité de flexibilité



© Enedis

Les appels d'offres

Lors des appels d'offres, Enedis présente une version simplifiée des caractéristiques des produits attendus des acteurs (figure 74) : ces données sont le reflet des cahiers des charges et sont engageantes. L'objectif de ce module est de permettre aux acteurs de se faire rapidement une idée sur leur potentiel intérêt sur la zone : type de rémunération, période de l'opportunité, puissance, durée, etc.

Enedis permet aux acteurs de déclarer sur le site <https://flexibilites-enedis.fr> leur intérêt pour une zone d'opportunité et de décrire le service qu'ils envisagent de fournir : délai de mobilisation, technologie, sites utilisés, etc.

L'acteur de flexibilité peut vérifier instantanément l'éligibilité d'un ou de plusieurs sites aux appels d'offres de flexibilité à partir de leur point de livraison (PDL) (voir figure 75).

Cette vérification est essentielle en raison du caractère très local de la flexibilité utile pour lever la contrainte sur le réseau de distribution.

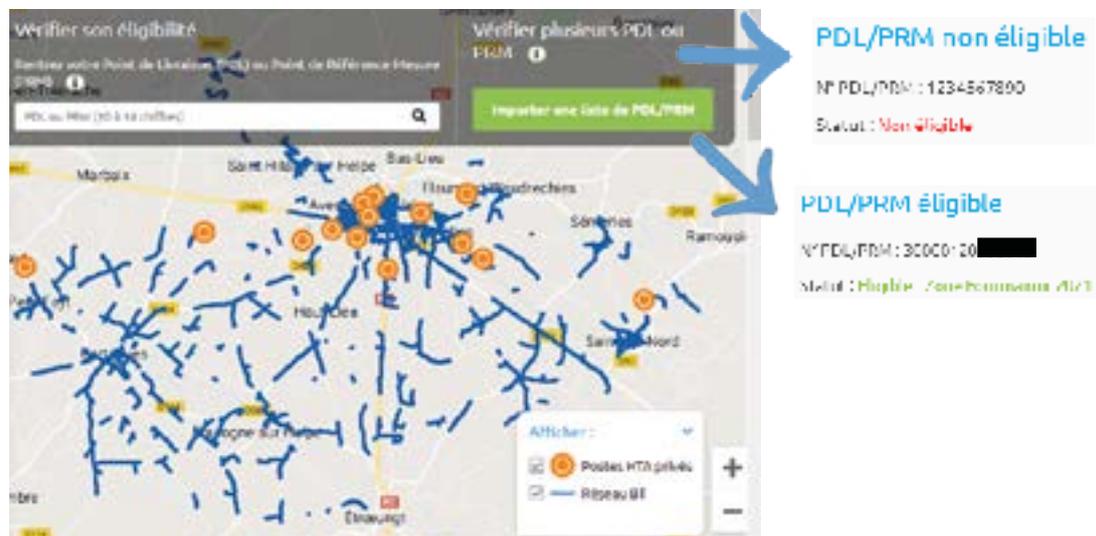
Les données intégrées à l'outil sont régulièrement mises à jour pour tenir compte des nouveaux raccordements sur la zone et des éventuelles restructurations du réseau.

Figure 74 : illustration des caractéristiques des produits de flexibilité attendus



© Enedis

Figure 75 : outil de vérification de l'éligibilité des PDL à une opportunité de flexibilité



© Enedis

6.2. Enedis intègre progressivement des leviers techniques alternatifs au renforcement qui favorisent l'intégration des EnR, en lien avec le plan de tension

Le raccordement de producteurs peut nécessiter de renforcer le réseau pour éviter les contraintes de tension haute

Comme évoqué au [5.2.1](#), le développement des énergies renouvelables et de nouveaux usages sur le RPD conduit progressivement à une augmentation des contraintes de tension haute. Le réseau ne peut plus être dimensionné uniquement dans une logique de flux descendant et de tensions basses à la pointe de l'hiver, mais doit aussi supporter des élévations de tensions liées :

- à la production ;
- aux flux d'énergie réactive (voir [l'encart pédagogique XXXVI](#) : La puissance réactive) générés par les câbles souterrains et par les clients. Ce phénomène s'accroît depuis plusieurs années suite à l'enfouissement des lignes aériennes et du fait des nouvelles alimentations des appareils électriques résidentiels, tertiaires et industriels. Ces flux ont un effet plus sensible dans des situations de faible transit dans les lignes et les transformateurs, car l'énergie réactive consommée dans ces derniers diminue alors de manière importante ;
- au déséquilibre présent sur les réseaux basse tension ;
- aux situations dans lesquelles le régleur⁴⁸ des transformateurs HTB/HTA est en butée et ne peut plus maintenir la tension de consigne au poste source.

Pour répondre à cet accroissement de la plage d'évolution des tensions sur le réseau, Enedis étudie et met en œuvre un ensemble de solutions complémentaires :

- Une réflexion sur le plan de tension est en cours.
- Diverses solutions matérielles sont en cours d'étude (et pour certaines en phase de mise en œuvre) afin d'offrir une gradation de solutions moins onéreuses que des renforcements de réseaux. Ces solutions potentielles sont brièvement présentées ci-dessous.

Les capacités en réactif des producteurs sont déjà utilisées en HTA, et vont l'être en BT

Parmi les producteurs HTA raccordés sur un départ HTA comprenant d'autres sites raccordés, une grande partie adopte déjà un $\tan(\varphi)$ fixe, allant jusqu'à -0,35 (valeur limite des capacités constructives définies par la réglementation). Une solution alternative a été proposée par Enedis et intégrée dans sa DTR pour régler la puissance réactive selon une loi $Q = f(U)$, c'est-à-dire dépendante de la tension au point de livraison. Cette solution est étudiée à la demande du producteur qui souhaite se raccorder, et permet, dans certains cas, de faciliter ce raccordement. D'autres lois de réglage de la puissance réactive sont en cours d'étude pour évaluer leur intérêt pour la collectivité, dans les limites du gabarit défini par la réglementation.

Par ailleurs, Enedis soutient, depuis plusieurs années, la mise à jour de la réglementation concernant la puissance réactive des producteurs raccordés en BT. Il y a là un important potentiel pour réduire les élévations de tension causées par la puissance active des producteurs BT, et ainsi faciliter leur raccordement. La réglementation a évolué (arrêté du 9 juin 2020, puis le TURPE en 2021). Pour prendre en compte ces nouvelles modalités de facturation du réactif en BT, les contrats CARD-I ont été modifiés au 1^{er} août 2021. Début 2023, après concertation avec les producteurs, la DTR d'Enedis sera mise à jour, et toutes les nouvelles installations de production en BT devront consommer une puissance réactive, avec en cible la valeur de $\tan(\varphi)$ donnée par les capacités constructives définies par la réglementation ($\tan(\varphi) = -0,35$).

48. Appareil permettant d'ajuster la consigne de tension du transformateur HTB/HTA de quelques pour cent, pouvant ainsi compenser une partie des impacts sur la tension induits par les matériels, les consommateurs et les producteurs.

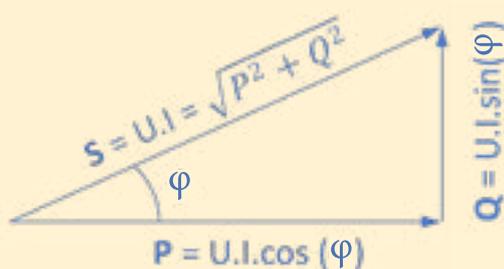
ENCART PÉDAGOGIQUE XXXVI

La puissance réactive

En régime alternatif, on distingue trois types de puissances :

- La puissance active, notée P et exprimée en watts (W), correspond à la puissance effectivement utilisée par les charges.
- La puissance apparente, notée S et exprimée en voltampères (VA), correspond au produit des valeurs efficaces de la tension et du courant. Elle est souvent utilisée comme substitut au courant pour le dimensionnement des équipements (par exemple, la capacité nominale d'un transformateur s'exprime en kVA, de même que la puissance souscrite d'un client en basse tension).
- La puissance réactive, notée Q et exprimée en voltampères réactifs (VAr), qui apparaît dans tout circuit ayant des composants capacitifs (condensateurs) ou inductifs (bobines).

La relation entre ces puissances s'illustre par le triangle des puissances, où φ est l'angle de déphasage du courant par rapport à la tension (qui peut être positif ou négatif) :



Sur le réseau de distribution, les flux de puissance réactive vont être principalement déterminés par :

- Le comportement réactif des charges. Historiquement, celles-ci étaient en majorité inductives (consommant de la puissance réactive, soit un angle φ positif), mais les évolutions d'usages, avec notamment la généralisation de l'électronique, rendent les charges de moins en moins consommatrices de puissance réactive, avec même une tendance à produire du réactif.
- Le comportement réactif des producteurs. La réglementation impose aux producteurs certaines capacités constructives ; une installation de production va donc pouvoir, selon le réglage choisi, consommer ou produire de la puissance réactive.
- La consommation de puissance réactive par les transformateurs et les lignes aériennes.
- La production de puissance réactive par les câbles souterrains.

La maîtrise des flux de puissance réactive sur le réseau de distribution est importante pour deux raisons :

- Pour une même puissance active, le transit de puissance réactive contribue à augmenter le courant circulant sur le réseau, et donc les pertes Joule.
- Ces flux contribuent aux variations de tension le long des départs et dans les transformateurs : une consommation de puissance réactive entraîne des chutes de tension, tandis qu'une production de puissance réactive entraîne des élévations de tension.

Plusieurs dispositifs matériels sont en cours d'expérimentation en HTA

Pour lever les contraintes de tension haute, Enedis recherche des solutions alternatives aux renforcements du réseau HTA, reposant sur la mise en place de dispositifs matériels sur le réseau. Un premier type de dispositifs expérimentés regroupe des matériels qui modifient les flux de puissance réactive dans le réseau. Enedis expérimente, depuis fin 2019, en Corrèze et en Creuse, des réactances fixes qui consomment en permanence de la puissance réactive. Cette première expérimentation a conduit à la décision d'expérimenter des matériels plus flexibles, les réactances commutables, à partir de 2022 dans le cadre du projet Flex#Cantal. Il est important de souligner que l'éventuelle décision d'industrialisation de ces matériels ne pourra être prise qu'après avoir acquis suffisamment d'expérience au cours de ces expérimentations et dépendra également de leur coût, de leur exploitabilité, et de leur capacité à réduire effectivement les tensions de manière satisfaisante. Enfin, lorsqu'il s'agit de consommer de la puissance réactive, et donc de maîtriser les tensions hautes, les réactances sont beaucoup moins coûteuses que les batteries, ou autres dispositifs de stockage de la puissance active.

Des dispositifs plus complexes, qui modifient la tension de manière statique ou dynamique, seront aussi expérimentés. Il peut s'agir par exemple des auto-transformateurs ou des régulateurs de tension en série (« *line voltage regulator* » en anglais). Toujours dans le cadre du projet Flex#Cantal, Enedis a décidé d'expérimenter un régulateur de tension en HTA dès que possible. Le principal intérêt de ce matériel est qu'il permet de réguler la tension de manière ciblée sur un seul départ HTA. En outre, il permet un réglage dynamique de la tension de consigne (« *compoundage* ») ce qui donne des marges de réglage importantes. En revanche, son coût est élevé.

En BT, certains dispositifs simples sont utilisés depuis longtemps ; d'autres, plus complexes, sont à l'étude, mais leur gisement d'intérêt technico-économique est limité

Plusieurs matériels de régulation de la tension en BT ont été successivement utilisés par Enedis. On peut citer le décaleur adaptateur de tension, le convertisseur triphasé/monophasé et surtout l'équilibreur de réseau triphasé. Toutefois, leur usage est resté très limité en volume car adapté à des situations de réseaux très spécifiques.

D'autres matériels plus récents, comme le régulateur de tension et le transformateur HTA/BT avec régleur en charge, ont par ailleurs fait l'objet d'études et d'expérimentations ces dernières années. En ce qui concerne ce dernier matériel, l'étude a montré que le gisement d'intérêt était très faible. Cependant, des analyses complémentaires pourraient être engagées pour prendre en compte les évolutions du contexte technique et du niveau d'insertion des EnR.

Le pilotage dynamique de la tension au poste source est une solution prometteuse, en cours d'expérimentation

La tension de consigne HTA au niveau des transformateurs HTB/HTA est fixe. Elle doit permettre à la fois d'éviter les tensions trop hautes en situation de production et d'éviter les tensions basses en situation de forte consommation. Toutefois, il est possible d'équiper le poste source d'un dispositif spécifique pour faire varier la tension de consigne de manière dynamique au cours de la journée pour s'adapter aux situations. En d'autres termes, le réglage dynamique de la tension de consigne permet d'abaisser cette dernière lorsque les tensions sont globalement hautes sur l'ensemble du réseau aval, et de l'élever lorsque les tensions sont globalement basses sur l'ensemble du réseau aval. Cette technologie est prometteuse, mais encore au stade de l'expérimentation : Enedis en expérimente actuellement le fonctionnement sur six postes sources en France.

À plus long terme, une révision de la structure même du réseau HTA pourrait être intéressante

L'exploitation du réseau HTA « bouclé » est une piste intéressante pour l'avenir des réseaux de distribution qui pourrait faciliter le raccordement des EnR, mais aussi faciliter le raccordement d'une consommation plus importante sur des réseaux existants. Des études de R&D sont en cours pour évaluer le potentiel. Toutefois, cette solution est encore loin d'un éventuel déploiement industriel, car elle nécessiterait l'adaptation du plan de protection actuel, et bouleverserait les pratiques actuelles de conduite et d'exploitation.

6.3. Les stockages : une source potentielle de services au réseau, en complément de leur *business model* principal

Les demandes de raccordement de stockages sur le RPD sont en augmentation :

- Sur le réseau HTA, on trouve principalement des batteries seules, parfois en aval de sites de production EnR. À la fin du troisième trimestre 2022 : 197 batteries raccordées pour environ 259 MW en service ; 113 projets en cours pour une puissance totale d'environ 164 MW, dont 71 projets avec des batteries seules.
- Sur le réseau BT, on trouve des batteries de petite taille couplées à des panneaux PV (autoconsommation, auto-production). À la fin du troisième trimestre 2022 : 8800 batteries de moins de 36 kVA.

Enedis raccorde les installations de stockage, propose un cadre contractuel pour l'accès au réseau et travaille en concertation avec les acteurs du stockage sur les prescriptions techniques applicables à ces installations, qui peuvent être vues comme des sites pouvant être, selon les moments, producteurs ou consommateurs.

Le stockage présente un profil de flexibilité intéressant pour les acteurs du marché, le système, et les réseaux électriques :

- **Une finalité système et réseaux intrinsèque en raison de l'absence de lien à un usage donné**, qui permet potentiellement une sollicitation accrue (contrairement à d'autres flexibilités de production ou de consommation qui, étant liées à un usage, sont généralement moins flexibles).
- **Une capacité de réaction rapide**, liée à la capacité de se décharger ou de se charger avec une très grande réactivité, dans la limite du stock d'énergie du stockage.
- **Une possibilité d'utilisation nomade et localisée sur le réseau**, en fonction des besoins, grâce à la transportabilité et à la mobilité des stockages (modularité et conteneurisation des batteries par exemple).

Le stockage peut ainsi rendre de nombreux services à de multiples acteurs du système électrique :

- Aux acteurs du marché pour de l'arbitrage sur les marchés de gros, pour participer aux marchés nationaux (équilibre offre/demande, effacement, capacité,

ajustement...); la principale application du stockage stationnaire, du fait de la réactivité des installations, est, à date, la fourniture des services système de réglage de fréquence (réglage primaire de fréquence).

- Aux producteurs d'électricité pour optimiser ou lisser leur production.
- Aux gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, pour fournir un levier de flexibilité locale au service de l'optimisation des réseaux.

La directive sur le marché de l'électricité du *Clean Energy Package* européen n'autorise pas les GRD à posséder, développer, gérer ou opérer des installations de stockage d'énergie, sauf si les stockages sont des composants intégrés au réseau et dans des cas dérogatoires approuvés par le régulateur. Les dispositions de la directive sont transposées en droit français (article L.352-2 du Code de l'énergie). Un décret en Conseil d'État est attendu pour préciser les situations dérogatoires dans lesquelles les GRD pourront être propriétaires et/ou exploiter des installations de stockage.

Dans le cadre de l'électrification rurale (nouvelles dispositions du CAS FACE), les autorités concédantes pourraient décider d'investir dans des installations de stockage sur le réseau de distribution d'électricité basse tension afin d'éviter ou de reporter des travaux d'adaptation du réseau. Le statut de ces installations de stockage et leurs modalités d'exploitation devront être définis.

Dès à présent, Enedis peut accéder à des systèmes de stockage tiers, en vue de répondre à ses besoins en flexibilités. Un stockage peut participer à un appel au marché lancé par Enedis sur une zone d'opportunité (6.1.2.3), s'il remplit l'une des conditions suivantes :

- Le stockage a déjà été raccordé et mis en service sur la zone, avant la date de lancement des appels d'offres.
- Le stockage a été mis en service sur la zone après la date de lancement des appels d'offres et avant leur date de fin, sous réserve d'informer Enedis de la mise en service et de l'éligibilité aux appels d'offres.

ENCART PÉDAGOGIQUE XXXVII

Une expérimentation en 2020-2021 des flexibilités offertes par un stockage sur le réseau

Afin de lever une contrainte de tension basse sur le réseau HTA, la direction régionale d'Enedis en Poitou-Charentes a expérimenté, en 2020 et 2021, l'utilisation de flexibilités issues d'un moyen de stockage. La demande de raccordement sur la zone d'une batterie de 1 MW/1 MWh a été une double opportunité :

- Pour Enedis, de tester les aspects juridiques, techniques et économiques d'une flexibilité en réactif (et sur des contraintes de tension).
- Pour l'acteur, d'expérimenter la fourniture simultanée de plusieurs services réseaux.

Le site de stockage était valorisé sur le mécanisme de réserve primaire de RTE (puissance active) et injectait également de l'énergie réactive pour Enedis dans le cadre du projet.

Le service attendu par Enedis était une injection d'énergie réactive et une limitation de la consommation d'énergie active.

L'expérimentation s'est déroulée en deux temps :

- 1^{re} phase d'expérimentation : les services ont été dissociés, sur un même jour, l'opérateur répondant soit à la réserve primaire soit au service de flexibilité d'Enedis.
- 2^e phase d'expérimentation : les services pouvaient être activés simultanément, afin de tester la capacité d'un stockage à fournir de manière concomitante des services en actif et en réactif.

Pour permettre une libre participation à la réserve primaire, Enedis a adapté son processus opérationnel :

- Notification en J-2 d'une activation en J.
- Activation par tranche de 4 h, calquée sur la réserve primaire.
- Aucune demande d'activation en infra-journalier, même en cas de prévision de contrainte supplémentaire.

L'expérimentation a été concluante pour Enedis : l'injection de réactif apporte bien l'effet attendu sur la diminution de la chute de tension. Les tests ont été menés en condition réelle, Enedis ayant repoussé la décision d'investissement initialement prise le temps de l'expérimentation.

L'opérateur de stockage est également satisfait de l'expérimentation : la batterie réagit conformément à la consigne Enedis de limitation de puissance active et à la consigne de puissance réactive.

L'expérimentation s'est terminée en juin 2021. Enedis poursuit cette démarche :

- Des travaux supplémentaires sont en effet nécessaires pour industrialiser le système de détection de contraintes de tension à la maille du départ afin de rendre possible la notification d'activation en J-2.
- La solution technique de référence est à instruire. Celle-ci pourrait être, par exemple, la mise en œuvre de matériels spécifiques posés sur le réseau (self, STATCOM...).

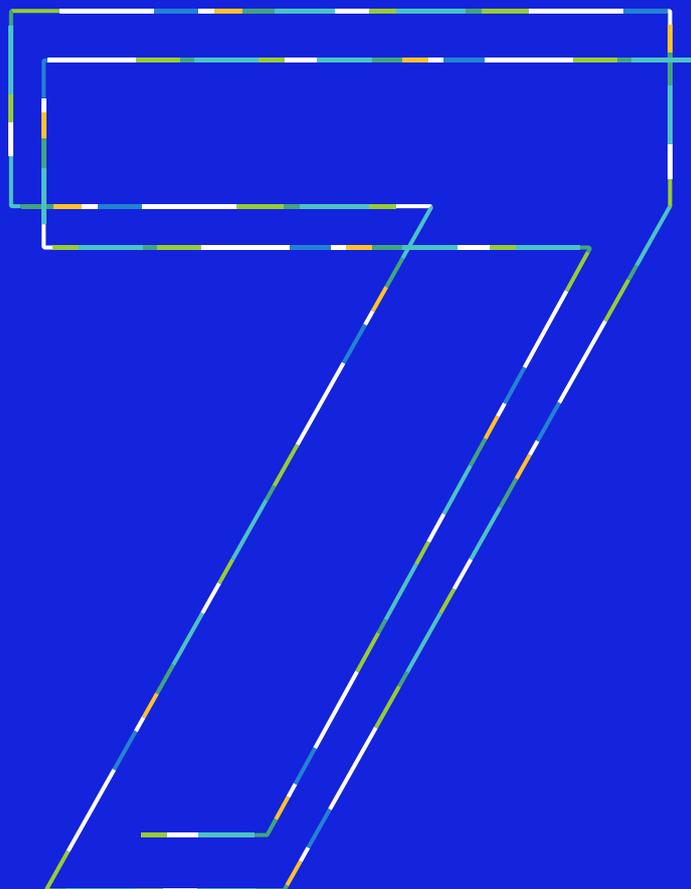
Un opérateur de stockage qui souhaiterait répondre à un appel d'offres avec une nouvelle installation de stockage devra donc se raccorder et mettre en service son installation sur la zone d'opportunité de flexibilité concernée avant la date de fin de l'appel d'offres ; dans la pratique, ce délai est trop court pour permettre le raccordement et la mise en service d'une nouvelle installation sur l'une des zones d'opportunité de flexibilité.

En termes de revenu financier, un stockage participant à un appel d'offres est un moyen de flexibilité parmi d'autres, et son activation dépendra de son interclassement avec les autres offres de flexibilité le cas échéant.

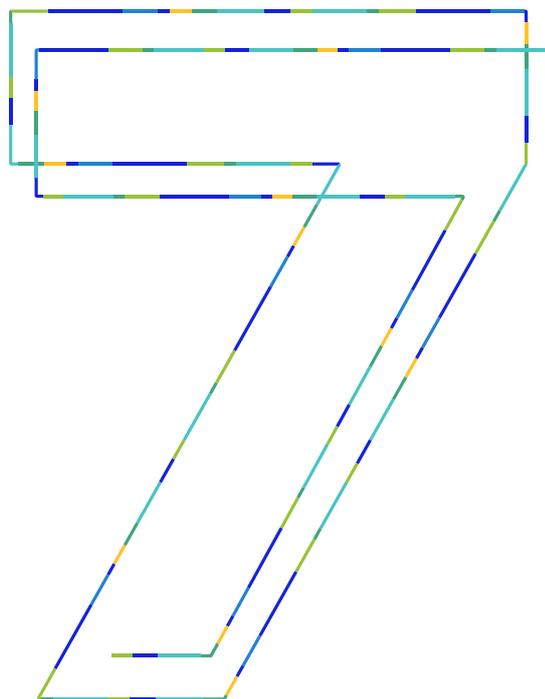
Si, à ce jour, la seule fourniture de services au réseau de distribution ne permet pas *a priori* de justifier un investissement dans un actif de stockage, elle pourra toutefois constituer une source de revenus additionnelle pour un opérateur de stockage afin d'améliorer la rentabilité de son actif.

En synthèse, les flexibilités que pourra proposer un stockage au RPD se feront *a priori* via réponse aux appels d'offres d'Enedis, et ne seront durablement qu'un éventuel complément à son *business model* principal.

Au-delà de ces principes généraux, Enedis continue à évaluer ces solutions pour ses besoins, dans le cadre d'expérimentations (voir [l'encart pédagogique XXXVII](#) : Une expérimentation en 2020-2021 des flexibilités offertes par un stockage sur le réseau).



Une démarche ambitieuse d'Enedis dans le domaine de la responsabilité sociétale d'entreprise



Le dérèglement climatique actuel est sans précédent sur une échelle de temps aussi courte. La température moyenne de la planète a déjà augmenté d'environ 1 °C depuis l'ère préindustrielle. Ce réchauffement s'accompagne d'une hausse du niveau de la mer, d'une augmentation, variable selon les régions du monde, de la fréquence et de la gravité des catastrophes naturelles et participe à une érosion de la biodiversité à l'échelle mondiale. Les risques climatiques, qu'ils soient physiques ou de transition, sont une réalité tangible dont les évolutions peuvent être critiques pour le rôle et la résilience du réseau de distribution d'électricité à long terme.

Au périmètre des investissements décrits dans ce PDR, la *responsabilité sociétale d'entreprise* (RSE) se concrétise tout d'abord au travers de l'aspect sociétal (7.1 à 7.3), puis de la stratégie d'achat (7.4) et également, au 7.5, des actions en faveur de l'environnement.

7.1. Enedis met ses engagements en matière de responsabilité sociétale d'entreprise au cœur de ses projets

Compte tenu de la durée de vie des ouvrages de distribution et des politiques mondiales relatives au climat, dont l'Accord de Paris, Enedis a élaboré un plan d'adaptation au changement climatique à l'horizon 2050, en se concentrant sur deux des [quatre scénarios climatiques du GIEC](#) : le scénario extrême RCP 8,5 W/m² et le scénario « raisonnablement optimiste » RCP 4,5 W/m² ⁴⁹. Les trajectoires d'investissement insérées dans ce PDR tiennent compte des éléments de ce plan.

Convaincue qu'il n'y aura pas de performance industrielle et économique sans exemplarité sociale et environnementale, Enedis place ses engagements en matière de RSE au cœur de son projet d'entreprise, notamment :

- La réduction de son empreinte carbone avec l'objectif de réduction des émissions de CO₂ de 20 % en 2025 par rapport à 2017 et la contribution à la neutralité carbone en 2050 sur l'ensemble de ses trois scopes avec par exemple :

- la réduction des déchets liés à ses activités et le développement de l'économie circulaire, comme le recyclage des compteurs déposés à l'occasion de leur remplacement par des compteurs communicants (34 millions à fin 2021), le recyclage des câbles ou des poteaux remplacés lors des travaux de rénovation programmée, etc. ;

49. En préparation du 5^e rapport d'évaluation du GIEC, publié en 2013-2014, les experts ont défini quatre RCP (*representative concentration pathways*) : trajectoires représentatives d'évolution des concentrations de gaz à effet de serre pour le XXI^e siècle et au-delà.

- la réutilisation de matériels, équipements, mobiliers, grâce au déploiement d'une plateforme de réemploi (avec un objectif d'atteindre un taux de valorisation matière des déchets de 99 % en 2025), appuyé par un développement de l'écoconception des matériels ;
 - l'investissement dans la mobilité électrique : Enedis projette de posséder une flotte de 100 % de véhicules électriques légers d'ici 2030, et au plus tard 2050 pour les engins de chantier ;
 - le remplacement progressif des groupes électrogènes actuels par des solutions batteries ou hydrogène à faible émission carbone d'ici fin 2025.
- Une exemplarité écologique, avec de nombreuses actions réalisées pour la protection de l'environnement et de la biodiversité, dont, entre autres :
 - l'éradication de l'utilisation de produits phytosanitaires, avec la mise en œuvre effective du « zéro phyto » en 2020 pour l'entretien des espaces verts attenants aux sites tertiaires qu'Enedis occupe, et à compter de 2024 pour les sites industriels (postes sources) ;
 - l'amélioration des techniques d'élagage pour tenir compte des espèces végétales et la sauvegarde d'espèces animales menacées, voire le recours à de nouvelles solutions fondées sur la nature pour limiter le volume des travaux ;
 - le respect exigeant de la réglementation et son anticipation dès que possible (loi sur l'Eau, artificialisation des sols, installations classées, zones protégées..) avec l'engagement de séquences « Éliminer – Réduire – Compenser » partagées avec les parties prenantes au titre du développement durable.
 - Des matériels et des politiques achat durables et responsables, dans le respect des exigences de la charte RSE fournisseurs et prestataires et de celles du label Relations fournisseurs et achats responsables (RFAR).

7.2. En maîtrisant les pertes techniques, les investissements contribuent à la réduction de l'empreinte carbone

Les pertes techniques sont un enjeu essentiel en matière d'efficacité énergétique du réseau (voir l'[encart pédagogique XXVIII](#) : Pertes techniques). Elles accroissent l'empreinte carbone du système électrique. La maîtrise des pertes techniques est au cœur des méthodes utilisées pour les études de réseau pour la conception et le dimensionnement des réseaux de distribution. C'est également un critère de choix essentiel dans la conception des composants du réseau et leur exploitation.

Pour chaque nouveau câble posé, les méthodes de dimensionnement d'Enedis impliquent en effet que le type de câble sera choisi de manière à minimiser la somme du coût d'investissement et du coût des pertes sur sa durée de vie : c'est le principe des sections économiques (voir l'[encart pédagogique XXIX](#) : Sections économiques). Par ailleurs, dans les études de renforcement, lorsque plusieurs solutions techniques sont possibles, Enedis retient celle qui minimise les

coûts pour la collectivité, ce qui inclut le coût des pertes (voir l'[encart pédagogique XXXI](#) : Le choix de la meilleure stratégie d'investissement).

En complément de ses pratiques systématiques d'optimisation économique incluant le coût des pertes lors de la conception des réseaux, Enedis choisit aussi les transformateurs qu'elle installe pour diminuer les pertes techniques, en imposant à ces matériels les spécifications détaillées ci-dessous.

Le règlement n° 548/2014 de la Commission du 21 mai 2014, relatif à la mise en œuvre de la directive 2009/125/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les transformateurs de faible, moyenne et grande puissance, a fixé de nouvelles conditions pour la mise sur le marché ou la mise en service de transformateurs d'une puissance minimale de 1 kVA, dans une logique d'écoconception.

Enedis l'a pris en compte dans la constitution de ses appels d'offres pour l'établissement des marchés de transformateurs.

L'application du règlement modifie la conception des transformateurs. Désormais, ils doivent répondre aux critères suivants :

- Les transformateurs à puissance inférieure ou égale à 3150 kVA ne doivent pas excéder les valeurs de pertes en charge et à vide maximales définies par le règlement.

- Les transformateurs à puissance supérieure à 3150 kVA voient leur performance définie par une valeur minimale de l'indice d'efficacité maximale (PEI, *Peak efficiency index*), fonction de valeurs définies par le règlement.

Enedis n'acquiert désormais que des transformateurs répondant à ces caractéristiques.

7.3. Recherche de la minimisation de l'impact visuel des réseaux et postes

Enedis travaille sur l'impact visuel des réseaux et postes et leur intégration dans l'environnement :

- Comme cela est décrit au paragraphe 1.4, un financement spécifique des travaux est prévu concernant l'amélioration esthétique des ouvrages existants, qui peut inclure l'enfouissement des réseaux électriques basse tension (investissements « article 8 »). Pour mémoire, les nouveaux réseaux de haute et basse tension sont très majoritairement construits en technique souterraine.

- Des aspects plus artistiques (« l'art électrique ») permettent à Enedis de travailler, depuis plus de 20 ans, avec des associations d'insertion, des collectivités territoriales, des artistes de *Street art*, et des techniciens d'Enedis, pour embellir le patrimoine industriel qu'elle exploite et mieux intégrer les infrastructures dans l'environnement. Parmi les associations partenaires, les régies de quartier ont ainsi mis sur pied de nombreux chantiers d'insertion pour embellir l'aspect externe des postes de distribution.

7.4. Une stratégie d'achat responsable

Les activités d'achat d'Enedis sont menées dans le respect des contraintes réglementaires, de la politique d'entreprise et des ambitions affichées au travers des labels visant à se distinguer.

7.4.1. Contraintes réglementaires pour la libre concurrence

Le principe de libre concurrence est l'une des obligations imposées aux États membres par le traité de Rome du 25 mars 1957, et plus récemment par le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne – dit traité de Lisbonne –, en vigueur depuis le 1^{er} décembre 2009.

Enedis fait partie des entreprises relevant des secteurs dits spéciaux tels que l'eau, l'énergie, les transports et les services postaux. De par leur situation particulière dans le tissu économique général et en tant qu'entités adjudicatrices, ces entreprises sont soumises pour la passation de leurs marchés à la directive européenne n° 2014/25/UE du 26 février 2014 telle que transposée en droit national, qui impose notamment les trois principes suivants :

- la mise en concurrence ;
- la transparence ;
- l'égalité de traitement.

Ces textes visent à garantir aux fournisseurs le libre accès à la commande publique, en ouvrant les marchés à la concurrence quel que soit leur montant.

7.4.2. La politique d'achat d'Enedis

La politique d'achat d'Enedis vise à garantir la performance des achats et des approvisionnements pour répondre aux besoins des utilisateurs dans les meilleures conditions de qualité, de prix et dans le respect de la réglementation :

- Dans une logique de coût complet, elle prend en compte les attendus de la politique industrielle, de sous-traitance et de maîtrise du risque « fournisseurs ».
- Elle contribue à la performance des activités d'Enedis, dans toutes ses composantes : technique, économique,

propriété intellectuelle, financière, sociale et environnementale.

- Elle intègre les exigences de la politique de RSE d'Enedis.
- Elle vise à préserver l'image d'Enedis et le respect de ses valeurs par l'ensemble des parties prenantes internes et externes.

Cette politique vise à renforcer les synergies entre les acheteurs, les prescripteurs et les utilisateurs des marchés par une meilleure compréhension de l'ensemble des enjeux associés aux achats et aux approvisionnements.

Actualisée suite à la mise à jour de la politique RSE, et dans la volonté de renforcer la dynamique des achats responsables, la politique d'achat d'Enedis retient dans ses orientations le recours aux fondamentaux suivants :

1. la coopération des acteurs ;
2. le respect des lois et règles internes juridiques, éthique et conformité ;
3. le respect des délais de paiement ;
4. les relations et conditions de travail ;
5. l'environnement ;
6. l'ancrage territorial, et le recours aux secteurs STPA (*secteur du travail protégé et adapté*) et SIAE (*structures de l'insertion par l'activité économique*) ;
7. le coût global d'acquisition ;
8. la charte RSE fournisseurs et prestataires d'Enedis ;
9. le suivi et le pilotage d'indicateurs.

[La charte RSE](#) fournisseurs et prestataires d'Enedis a pour but de partager l'engagement d'Enedis pour la protection de l'environnement, le respect des droits de l'Homme et des normes du travail ainsi que la lutte contre la corruption. Elle s'applique à toutes les relations contractuelles qu'Enedis entretient avec ses différents fournisseurs.

7.4.3. Enedis, labellisée RFAR depuis 2019

Le médiateur des entreprises est un dispositif gouvernemental d'aide aux entreprises, qui a pour mission de faire évoluer positivement et durablement les comportements et les pratiques vers des achats responsables pour des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs. Le *Conseil national des achats* (CNA) est une association qui rassemble plus de 10 000 acheteurs et a pour but de promouvoir le rôle stratégique des acheteurs, de professionnaliser la fonction achat tout en anticipant et en identifiant les évolutions du métier.

Créé à l'initiative de ces deux entités, le label Relations fournisseurs et achats responsables (RFAR) distingue les entreprises qui construisent au quotidien des **relations durables et équilibrées** avec leurs prestataires. Il a été le premier label

en la matière remis par les pouvoirs publics. Attribué pour une période de trois ans sous réserve de satisfaire à des évaluations annuelles de suivi, il a été décerné pour la première fois le 20 décembre 2012 aux entreprises Legrand, Société Générale, SNCF et Thales. Depuis, une cinquantaine d'entreprises ont été ainsi labellisées.

Les pouvoirs publics ont attribué ce label à Enedis en 2019. Le maintien de la labellisation d'Enedis en 2021 – à l'unanimité des membres du comité – se fonde ainsi sur l'avis « largement favorable » émis par un cabinet d'audit indépendant, évaluant les démarches RSE sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement.

Cette labellisation est une reconnaissance des valeurs qui animent les équipes d'Enedis et des actions qu'elle mène. C'est aussi une exigence d'amélioration continue, notamment dans la relation avec ses fournisseurs.

7.5. La préservation de l'environnement et de la biodiversité

7.5.1. Réduction des émissions de SF6 des ouvrages gérés par Enedis, et utilisation de solutions alternatives n'utilisant pas cet isolant

Le SF6 (hexafluorure de soufre) est un gaz largement utilisé dans les applications hautes tensions. C'est en effet un excellent isolant (2,5 fois plus que l'air), il a une bonne capacité à couper un arc électrique (10 fois mieux que l'air), il est non toxique et non combustible. Parmi les ouvrages gérés par Enedis, on le trouve dans les matériels à haute tension et moyenne tension des postes sources et des postes HTA/BT de distribution publique.

Le SF6, s'il est sans équivalent dans les matériels exploités à haute tension, est un gaz à effet de serre à fort pouvoir de réchauffement global : le risque pour l'environnement est donc sa libération dans l'atmosphère (un kilogramme de SF6 engendre le même effet de serre que 23 500 kg de CO₂).

La réglementation européenne sur les gaz fluorés (règlement UE n° 517/2014 du 16 avril 2014, dit F-gaz) a pour objectif de protéger l'environnement en réduisant les émissions de gaz à effet de serre fluorés.

En conséquence, la politique d'Enedis en matière de SF6 prévoit notamment :

- La réduction des émissions de SF6 des postes sources, en particulier par la réparation par colmatage, ou par le renouvellement des *postes sous enveloppe métallique* (PSEM, technologie qui utilise du SF6) les moins hermétiques (cette action fait partie du plan de management environnemental d'Enedis).
- Le maintien d'une filière d'élimination/recyclage spécifique pour les matériels en fin de vie.
- Pour la partie HTA des postes sources, le déploiement d'une solution sans SF6 pour les tableaux neufs sous enveloppe métallique, basée sur la technologie de la coupure dans le vide.
- Pour la partie HTB, la relance de l'utilisation de la technologie des *postes intégrés modulaires* (PIM) en alternative aux PSEM lorsque cela est possible (contraintes d'emprise au sol).
- Des expérimentations au travers de partenariats avec des fournisseurs de solutions sans SF6 pour les tableaux HTA et même, à court terme, une ouverture du marché d'approvisionnement de tableau à ces solutions.

7.5.2. La décontamination et l'élimination des appareils contenant du PCB

Les polychlorobiphényles (PCB) sont des isolants électriques presque ininflammables dotés d'excellentes caractéristiques diélectriques et de conduction thermique. C'est pourquoi ils ont été massivement utilisés dans les anciennes générations de transformateurs, mais également pour d'autres usages tels que des peintures. Les PCB sont toxiques, et en France, fabriquer et utiliser des PCB est interdit depuis 1987.

Conformément au plan particulier de décontamination et d'élimination des appareils contenant des PCB, qu'elle a établi, Enedis poursuit son action d'élimination et de dépollution des transformateurs contenant des PCB (plus de 50 ppm).

Ainsi, l'ensemble des transformateurs concernés aura été traité d'ici fin 2025, respectant ainsi la réglementation en vigueur, notamment l'article 4 de l'arrêté du 3 juillet 2014.

7.5.3. La politique amiante d'Enedis

Enedis a établi des marchés qui permettent de mettre en œuvre sa politique propre en matière d'amiante et de respecter la réglementation afférente. En particulier, des évaluations

périodiques des postes HTA/BT concernés par l'amiante sont réalisées. L'ensemble des actions engagées garantit la sécurité des intervenants dans les postes afin qu'ils ne soient pas exposés au risque amiante.

7.5.4. Agir pour la biodiversité

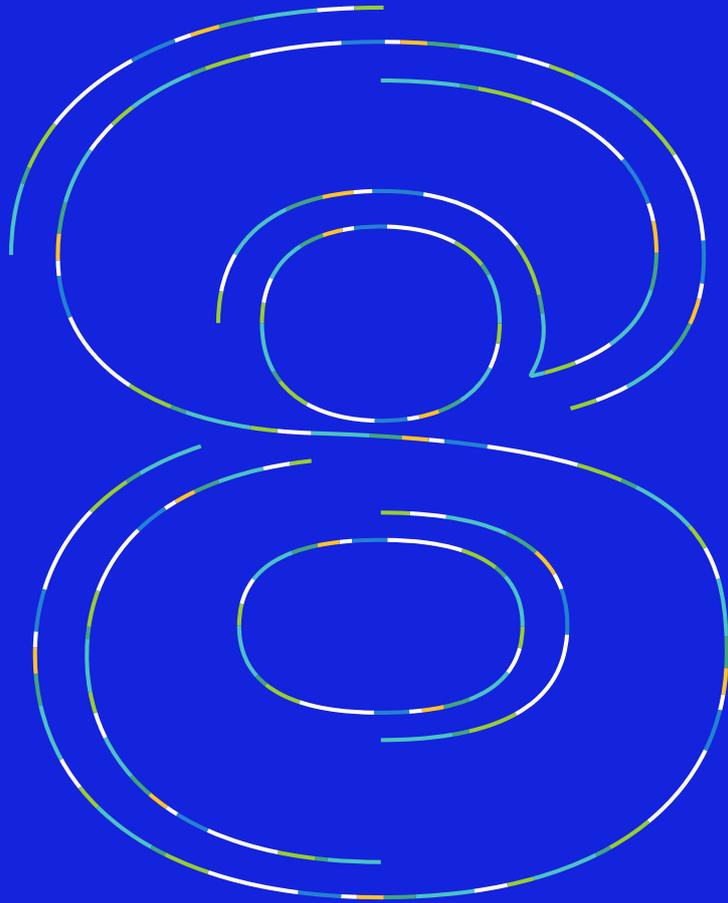
Concernant la biodiversité, Enedis a rejoint, en 2021, l'alliance des Entreprises engagées pour la nature (anciennement Act4Nature). Cette labellisation se traduit par la prise de huit engagements propres à Enedis en complément de dix engagements génériques, destinés à préserver la biodiversité.

Ces engagements influent aussi sur la politique d'investissements d'Enedis. À titre d'exemple, depuis plus de 10 ans, Enedis investit dans la diminution des impacts du réseau public de distribution sur l'avifaune, notamment en améliorant la visibilité des lignes électriques pour les oiseaux en installant des spirales ou des balises, en les équipant de protections (voir [figure 76](#)), en posant des perchoirs sur les poteaux et en enfouissant des lignes. Avec l'aide des associations naturalistes locales et en partenariat avec la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO), Enedis définit un plan d'actions, ainsi que les périodes d'interventions non gênantes pour l'avifaune.

Figure 76 : protections avifaune



© Enedis



Annexes

8.1. Glossaire

ACB

Analyse coût/bénéfice

ACR

Agence de conduite régionale

ADEeF

Association des distributeurs d'électricité en France

AODE

Autorité organisatrice de la distribution d'électricité

ASGARD

Agence de supervision et de gestion des accès au réseau de distribution

BEX

Bureau d'exploitation

BT

Basse tension

CAPEX

Dépenses d'investissement (« *capital expenditure* »)

CARD

Contrat d'accès au réseau de distribution

CARD-I

Contrat d'accès au réseau de distribution pour les sites en injection

CAS

Compte d'affectation spéciale

CCPS

Comité de concertation des producteurs et des opérateurs de stockage

CMA

Client mal alimenté, au sens du décret « qualité »

CPI

Câbles à isolation papier imprégné

CPL

Courant porteur en ligne

CRAC

Compte-rendu d'activité de concession

CRE

Commission de régulation de l'énergie

CSDPE

Comité du système de distribution publique d'électricité

CSPE

Contribution au service public de l'électricité

CURDE

Comité des utilisateurs du réseau de distribution

DAC

Dossier annuel de criblage

DDDP

Dossier de diagnostic détaillé et de préconisation

DEIE

Dispositif d'échange d'informations d'exploitation

DGEC

Direction générale de l'énergie et du climat

DRR

Disjoncteurs à ré-enclenchement en réseau

DT-DICT

Déclaration de projet de travaux – déclaration d'intention de commencement de travaux

DTR

Documentation technique de référence

eDEIE

Nouvelle génération du dispositif d'échange d'informations d'exploitation

eIPF

Indicateur de défaut parafoudre connecté

ELD

Entreprise locale de distribution

EMIS

Équipement modulaire d'instrumentation et de supervision

END

Énergie non distribuée

ENI

Énergie non injectée

EnR

Énergie renouvelable

ER

Électrification rurale (au sens du décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale)

FACE

Fonds d'amortissement des charges d'électrification

FIRE

Force d'intervention rapide électricité

FNCCR

Fédération nationale des collectivités concédantes et régies

GE

Groupes électrogènes

GIEC

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

GRD

Gestionnaire de réseau de distribution

GRT

Gestionnaire de réseau de transport

HTA

Haute tension A. Tension supérieure à 1000 volts et inférieure à 50 000 volts, au sens de l'article 3 du décret n° 88-1056 du 14 novembre 1988 pris pour l'exécution des dispositions du livre II du Code du travail (titre III : Hygiène, sécurité et conditions du travail) en ce qui concerne la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques

HTB

Haute tension B. Tension supérieure à 50 000 volts, au sens de l'article 3 du décret n° 88-1056 du 14 novembre 1988 pris pour l'exécution des dispositions du livre II du Code du travail (titre III : Hygiène, sécurité et conditions du travail) en ce qui concerne la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques

IA

Intelligence artificielle

ICS

Information commercialement sensible

ILDc

Indicateurs lumineux de défaut connectés

IoT

Internet des objets connectés (« *Internet of Things* »)

IRVE

Infrastructure de recharge de véhicule électrique

LOM

Loi d'orientation des mobilités (Loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités)

LPO

Ligue pour la protection des oiseaux

MALTEN

Mise à la terre du neutre

MAPTAM

Modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles

MCO

Maintien en condition opérationnelle

MCS

Maintien en condition de cybersécurité

NOME

Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité

OMT

Organe de manœuvre télécommandé

ORA

Offre de raccordement alternative, telle que décrite dans la DTR.

La terminologie ORA comprend

- Un certain nombre de cas en écart avec l'ORR (exemple : raccordement de l'utilisateur sur un autre poste source). Dans ce cas, l'utilisateur n'a pas de surcoût à payer s'il n'a pas demandé ce raccordement spécifique.
- Le cas de l'ORA à modulation de puissance (connu antérieurement sous le nom d'offre de raccordement intelligente, ORI), qui est une flexibilité demandée à l'utilisateur pour permettre un raccordement optimisé à son bénéfice.

ORA-MP

Offre de raccordement alternative à modulation de puissance

ORR

Offre de raccordement de référence

PCB

Polychlorobiphényle

PCCN

Poste contrôle-commande numérique

PDL

Point de livraison

PDR

Plan de développement de réseau. Le document actuel est une version préliminaire du PDR : il est désigné par le terme « PDR » dans le texte pour plus de simplicité

PIM

Poste intégré modulaire

PPE

Programmation pluriannuelle de l'énergie

PPI

Programme pluriannuel des investissements

PSEM

Poste sous enveloppe métallique

PV

Photovoltaïque

RFAR

Relations fournisseurs et achats responsables

RGPD

Règlement général sur la protection des données

RP

Rénovation programmée

RPD

Réseau public de distribution

RPT

Réseau public de transport

RSE

Responsabilité sociétale des entreprises

S3REnR

Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables

SAS

Système d'alerte et de sauvegarde

SDDR

Schéma décennal du développement du réseau

SDI

Schéma directeur des investissements

SDIRVE

Schéma directeur de déploiement d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques

SF6

Hexafluorure de soufre

SFEC

Stratégie française énergie-climat

SIAE

Structures de l'insertion par l'activité économique

SNBC

Stratégie nationale bas carbone

SRADDET

Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

STATCOM

Compensateur statique synchrone

STC

Simulateur de téléconduite, logiciel de gestion prévisionnel

STPA

Secteur du travail protégé et adapté

TRV

Tarif réglementé de vente

TURPE

Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

VE

Véhicule électrique

ZAC

Zones d'aménagement concerté



[Retour au sommaire](#)

8.2. Références des publications d'Enedis

Chapitre 1 :

Enedis, Documentation Technique d'Enedis - État des publications au 1er septembre 2021, septembre 2021.

<https://www.enedis.fr/media/2062/download>

Enedis, L'essentiel - TURPE 6 HTA / BT (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), août 2021.

<https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/enedis-essentiel-turpe6.pdf>

Enedis, TURPE 6 HTA/BT Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité, août 2021.

<https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/enedis-brochure-tarifaire-turpe6.pdf>

Enedis, Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050, avril 2021.

<https://www.enedis.fr/presse/le-reseau-public-de-distribution-delectricite-en-2050>

Chapitre 2 :

Enedis et ADEeF, Valorisation économique des Smart Grids, 2017.

<https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/rapport-valorisation-economique-des-smart-grids.pdf>

Enedis, Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution, octobre 2019.

<https://www.enedis.fr/media/2360/download>

Enedis, Feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités, février 2020.

<https://www.enedis.fr/media/2361/download>

Enedis, Rapport sur l'intégration de la mobilité électrique dans le réseau public de distribution d'électricité, novembre 2019.

<https://www.enedis.fr/presse/integration-de-la-mobilite-electrique-au-reseau-public-de-distribution-delectricite>

Enedis et RTE, Les besoins électriques de la mobilité longue distance sur autoroute, juillet 2021.

<https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/enedis-etude-les-besoins-electriques-de-la-mobilite-longue-distance-sur-autoroute.pdf>

Enedis, Pilotage de la recharge de véhicules électriques, opportunité pour le consommateur et le réseau public de distribution d'électricité, décembre 2020

<https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/enedis-rapport-pilotage-de-la-recharge-de-vehicules-electriques.pdf>

Chapitre 6 :

Enedis, Quelle est la valeur socio-économique de la continuité d'alimentation du Réseau Public de Distribution géré par Enedis ?, décembre 2021.

<http://www.enedis.fr/media/3017/download>

Chapitre 7 :

Enedis, Projet REFLEX : Enedis dégage des capacités d'accueil supplémentaires dédiées aux EnR, février 2022.

<https://www.enedis.fr/media/2953/download>

Enedis, REFLEX (Flexibilités des énergies Renouvelables) – Note méthodologique de l'expérimentation, février 2022.

<https://www.enedis.fr/media/2954/download>

Enedis et ADEeF, Valorisation économique des Smart Grids, 2017.

<https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/rapport-valorisation-economique-des-smart-grids.pdf>

Enedis, Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution, octobre 2019.

<https://www.enedis.fr/media/2360/download>

Enedis, Feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités, février 2020.

<https://www.enedis.fr/media/2361/download>

Enedis, Résultats des Appels d'Offres de flexibilités locales 2020, janvier 2020.

<https://www.enedis.fr/media/2367/download>

 Retour au sommaire

8.3. Table des encarts pédagogiques

Chapitre 1 :

Encart pédagogique I	Les investissements sur le réseau de distribution se traduisent par des travaux de génie civil	22
Encart pédagogique II	Éléments de prospective 2050	29
Encart pédagogique III	Futurs énergétiques 2050	30
Encart pédagogique IV	Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR)	31
Encart pédagogique V	Schéma directeur des investissements – programme pluriannuel des investissements	32
Encart pédagogique VI	Les conférences départementales NOME	33
Encart pédagogique VII	Le comité du système de distribution publique d'électricité (CSDPE)	34
Encart pédagogique VIII	Illustration d'un dialogue avec les territoires au sujet de l'urbanisme et du foncier postes sources	35
Encart pédagogique IX	Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale	37

Chapitre 2 :

Encart pédagogique X	Différence entre une flexibilité pour les services nationaux et une flexibilité locale	48
Encart pédagogique XI	L'avenir du raccordement des EnR dans les régions : des évolutions réglementaires et de processus nécessaires pour accompagner l'accélération du développement des raccordements	66
Encart pédagogique XII	L'ORA à modulation de puissance pour producteur	67
Encart pédagogique XIII	Le projet REFLEX	68
Encart pédagogique XIV	Le développement de l'autoconsommation	69
Encart pédagogique XV	Performance énergétique des bâtiments	74
Encart pédagogique XVI	Une flexibilité obtenue par appel au marché, c'est quoi ?	75
Encart pédagogique XVII	MALTEN : mise à la terre du neutre	80

Chapitre 3 :

Encart pédagogique XVIII	Quelques objets connectés au service d'Enedis	86
Encart pédagogique XIX	Linky, un système communicant essentiel à la performance au service des clients	87
Encart pédagogique XX	Utilisation cartographie 3D crues	93
Encart pédagogique XXI	Utilisation du big data pour la priorisation du renouvellement	96

Chapitre 5 :

Encart pédagogique XXII	Le critère B	108
Encart pédagogique XXIII	Le cadre réglementaire de la qualité	110
Encart pédagogique XXIV	L'END	111
Encart pédagogique XXV	Le plan de tension	114
Encart pédagogique XXVI	Les différentes typologies de réseaux influencent les types de contraintes susceptibles d'apparaître	116
Encart pédagogique XXVII	Cartographie des réseaux – exemple de la zone d'Alençon	119
Encart pédagogique XXVIII	Pertes techniques	122
Encart pédagogique XXIX	Sections économiques	123
Encart pédagogique XXX	Surestimation des puissances de raccordement	127
Encart pédagogique XXXI	Le choix de la meilleure stratégie d'investissement	130
Encart pédagogique XXXII	Le guide de conception des ouvrages	132

Chapitre 6 :

Encart pédagogique XXXIII	Calcul de la capacité libérée dans le cadre de REFLEX	141
Encart pédagogique XXXIV	Identification d'un gisement de flexibilité	148
Encart pédagogique XXXV	Zoom sur le cas de Moussac	152
Encart pédagogique XXXVI	La puissance réactive	162
Encart pédagogique XXXVII	Une expérimentation en 2020-2021 des flexibilités offertes par un stockage sur le réseau	165

 [Retour au sommaire](#)

8.4. Table des figures

Chapitre 1 :

Figure 1	Description du système électrique	19
Figure 2	Ouvrages du réseau géré par Enedis (à fin 2021)	19
Figure 3	Un poste source [63 kV à 20 kV] au cap Ferret	20
Figure 4	Poste de distribution publique aérien : réseau HTA à gauche, transformateur HTA/BT sur poteau, réseau torsadé BT à droite	20
Figure 5	Le site d'Enedis dédié à la mise à disposition de données ouvertes	21
Figure 6	Liens entre les métiers techniques du distributeur	25
Figure 7	Carte des périmètres Enedis/ELD (maille communes Insee 2022)	26
Figure 8	Place du PDR dans l'ensemble des dispositifs de dialogue sur les investissements	28
Figure 9	Flux d'investissements sur le réseau de distribution réalisés par Enedis et les autorités concédantes	36
Figure 10	Chiffres clés du scénario de référence	42
Figure 11	Plan du PDR	43

Chapitre 2 :

Figure 12	Évolution des bornes de recharge pour véhicules électriques raccordées au RPD (source : données ouvertes d'Enedis https://data.enedis.fr/)	50
Figure 13	Répartition de la puissance appelée par trois points de charge	53
Figure 14	Les trois principales architectures techniques d'alimentation de bornes de recharge en parking de résidence collective	54
Figure 15	Scénario de référence - nombre annuel de créations de dérivations individuelles et de colonnes horizontales pour le raccordement des IRVE	56
Figure 16	Résultats de l'étude commune d'Enedis et RTE –évaluation de la demande prévisionnelle de recharges haute puissance sur 415 aires d'autoroute	57
Figure 17	Résultats de l'étude commune d'Enedis et RTE –Estimation des coûts d'évolution des réseaux électriques nécessaires à l'accompagnement de la demande électrique des recharges haute puissance sur les aires d'autoroute	58
Figure 18	Trajectoires des investissements annuels prévus pour l'intégration au réseau de la mobilité électrique : raccordement des IRVE (milliards d'euros)	59
Figure 19	Parc d'installations de production décentralisée raccordées au RPD par Enedis (source : données ouvertes d'Enedis https://data.enedis.fr/)	60
Figure 20	Production PV –puissance et nombre d'installations raccordées (source : données ouvertes d'Enedis https://data.enedis.fr/)	61
Figure 21	Production éolienne –puissance et nombre d'installations raccordées au réseau géré par Enedis (source : données ouvertes d'Enedis https://data.enedis.fr/)	62
Figure 22	Scénario de référence –production EnR cumulée raccordée	63
Figure 23	Trajectoire des investissements annuels prévus pour raccorder les producteurs d'EnR (milliards d'euros)	71
Figure 24	Scénario de référence -Nombre annuel de clients consommateurs raccordés, par catégorie	72
Figure 25	Trajectoire des investissements annuels prévus pour le raccordement des consommateurs hors mobilité électrique (milliards d'euros)	73
Figure 26	Trajectoire des investissements annuels prévus pour le renforcement du réseau (milliards d'euros)	76
Figure 27	Typologie des transferts d'énergie par couplage entre les différents réseaux urbains	77
Figure 28	Trajectoire des investissements annuels prévus en réponse à la réglementation et aux demandes des tiers (milliards d'euros)	80

Chapitre 3 :

Figure 29	Illustration relative au pilotage du réseau	83
Figure 30	Apports de la chaîne Linky	88
Figure 31	Scénario de référence - nombre annuel de compteurs communicants installés	88
Figure 32	Exemples de cartes d'aléas climatiques, pour les risques vent, neige et givre (au risque vicennal)	89
Figure 33	Programme de remplacement des réseaux HTA « plan aléas climatiques » - longueur de réseau à risque climatique avéré	90
Figure 34	Le traitement des antennes à risque climatique avéré	90
Figure 35	Évolution des longueurs de CPI HTA et du nombre d'incidents sur les ouvrages HTA souterrains	91
Figure 36	Programme « rénovation programmée » - longueur cumulée de réseau traité par la rénovation programmée	95
Figure 37	Programme de renouvellement des câbles incidentogènes HTA - longueur de câbles CPI HTA et synthétique 1re génération en exploitation	97
Figure 38	Trajectoire des investissements annuels prévus pour la modernisation (milliards d'euros)	98

Chapitre 4 :

Figure 39	Chiffres clés du scénario de référence	101
Figure 40	Un ensemble de programmes couvrant tous les ouvrages	102
Figure 41	Montants d'investissements au périmètre d'Enedis à l'horizon 2032, décomposés par finalités principales d'investissement	103
Figure 42	Chronique des CAPEX d'Enedis par grandes catégories	105

Chapitre 5 :

Figure 43	Illustration des variations possibles de la tension sur un départ HTA, dans les situations de production maximale et de faible consommation, ou d'absence de production et de forte consommation	115
Figure 44	Exemple de départ HTA susceptible de connaître des contraintes de tension basse, du fait de sa grande longueur (en partie due aux contraintes géographiques de relief), et de la présence de charges significatives en bout de départ	116
Figure 45	Exemple de départ HTA susceptible de connaître des contraintes d'intensité, du fait de la densité importante de charges	117
Figure 46	Description d'une artère source à source	118
Figure 47	Une visualisation du réseau HTA, aérien et souterrain, qui alimente la zone d'Alençon	119
Figure 48	Visualisation simplifiée des réseaux alimentés par le poste source Alençon ainsi que ceux de ses postes sources secourants	120
Figure 49	Sections économiques consommateur en 20 kV	123
Figure 50	Dimensionnement du réseau lors d'un raccordement et utilisation ultérieure	127
Figure 51	Schéma décisionnel d'une étude délibérée	128
Figure 52	Éléments de calcul d'un bilan actualisé	130

Chapitre 6 :

Figure 53	Comparaison technique des leviers de flexibilité destinés à la modulation des injections et des soutirages	136
Figure 54	Schéma de principe d'une ORA à modulation de puissance pour producteur HTA	138
Figure 55	Le processus d'évaluation des gains que permettrait la mise en oeuvre de REFLEX	140
Figure 56	Le processus de dimensionnement dans le cadre de REFLEX	141
Figure 57	Composantes des bilans économiques des stratégies de dimensionnement des ouvrages du RPD sur un périmètre d'expérimentation dans le cadre de l'utilisation de flexibilités REFLEX	142
Figure 58	Localisation des expérimentations d'ORA à modulation de puissance pour consommateurs HTA	144
Figure 59	Caractéristiques des expérimentations d'ORA à modulation de puissance pour consommateurs HTA	144
Figure 60	Illustration de la date optimale d'investissement et du coût d'anticipation	148
Figure 61	Illustration de la flexibilité en report d'investissement	148
Figure 62	Représentation de la flexibilité en report d'investissement	149
Figure 63	Cas où un service de flexibilité idéal est moins performant que l'investissement	150
Figure 64	Cas où un service de flexibilité idéal est plus performant que l'investissement	150
Figure 65	Propension à payer de la collectivité pour reporter l'investissement par l'intermédiaire d'un service de flexibilité et valeur générée pour la collectivité	151
Figure 66	Illustration d'un incident transformateur sur le poste source de Moussac	152
Figure 67	Les trois fuseaux où une offre de flexibilité pourrait être envisagée	153
Figure 68	Répartition de la défaillance sur les différents fuseaux	153
Figure 69	Répartition de la défaillance en fonction des mois, des jours de la semaine et des plages horaires	154
Figure 70	Les étapes historiques de la construction de l'appel au marché d'Enedis	157
Figure 71	Carte des appels d'offres 2020	158
Figure 72	Carte des appels d'offres 2022	159
Figure 73	Carte d'opportunité de flexibilité	159
Figure 74	Illustration des caractéristiques des produits de flexibilité attendus	160
Figure 75	Outil de vérification de l'éligibilité des PDL à une opportunité de flexibilité	160

Chapitre 7 :

Figure 76	Protections avifaune	173
-----------	----------------------	-----

Enedis - Tour Enedis
34, place des Corolles
92079 Paris La Défense Cedex

[enedis.fr](https://www.enedis.fr)

SA à directoire et à conseil de surveillance
Capital de 270 037 000 €
R.C.S. de Nanterre 444 608 442

ENEDIS

