



Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050

Table des matières

<u>Résumé</u>	4
<u>Chapitre 1</u>	
1. Introduction	7
<u>Chapitre 2</u>	
2. Quatre scénarios pour étudier le futur du réseau public de distribution d'électricité	8
2.1. Scénario Stagnation : stagnation économique et transition écologique ralentie	9
2.2. Scénario Continuité : croissance économique régulière et poursuite des trajectoires de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	9
2.3. Scénario Transition : croissance économique régulière, production photovoltaïque prépondérante et sobriété choisie	9
2.4. Scénario Rupture : croissance forte de l'économie, de la population et de la production d'électricité décentralisée	9
<u>Chapitre 3</u>	
3. Pas de révolution à long terme du côté de la consommation raccordée au réseau public de distribution : croissance modérée et persistance des contrastes territoriaux	10
3.1. Le développement conjoint de l'efficacité énergétique et de l'électrification des usages modère la croissance de la consommation	10
3.2. La courbe de charge se déforme, mais la pointe de consommation annuelle évolue peu	12
3.3. Des contrastes entre territoires qui persisteront en fonction des caractéristiques locales	14
3.3.1. La répartition de la consommation entre régions devrait se maintenir	14
3.3.2. Les croissances les plus fortes sont attendues dans le sud et l'ouest du pays	15
3.3.3. Illustration des spécificités locales avec les régions de Bourgogne-Franche-Comté et de l'Île-de-France	16
3.3.4. Au-delà du niveau régional, des analyses à des mailles très fines	17



Chapitre 4

4. Le développement des énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution sera le facteur le plus déterminant pour Enedis	18
4.1. Des scénarios contrastés allant jusqu'à 100 % d'énergies renouvelables	19
4.2. Des scénarios territorialisés car la production solaire et éolienne sera répartie	20
4.2.1. L'éolien terrestre devrait rester concentré dans le nord du pays, tandis que le solaire en toiture pourrait ne pas se limiter aux zones les plus ensoleillées	20
4.2.2. Illustration des spécificités locales avec les régions des Hauts-de-France et Provence-Alpes-Côte d'Azur	22

Chapitre 5

5. Un réseau de distribution au cœur des transformations à venir	24
5.1. Le réseau de distribution pour partie dimensionné par la production locale	24
5.1.1. Un réseau de distribution à double sens	25
5.1.2. Des sollicitations plus fortes à l'échelle locale	25
5.2. L'intermittence à l'échelle des territoires	27
5.3. Le besoin de stockage	28

Chapitre 6

6. Des besoins d'investissements qui vont croissant avec le développement de la production décentralisée	30
---	-----------

Annexes

Hypothèses détaillées	32
Renouvelables : facteurs de développement corrélés avec leur développement à l'échelle communale	33
Le périmètre Enedis	34

■ Résumé

Les 30 prochaines années seront celles de la transition écologique. L'électrification des usages de l'énergie va s'intensifier, notamment avec la mobilité électrique et les pompes à chaleur, et la production d'électricité décentralisée prendra une part notable, voire prépondérante dans certains scénarios, de la capacité de production en France. Le réseau public de distribution d'électricité, interconnecté au réseau de transport, qui relie les lieux de consommation aux sites de production décentralisée, est au cœur de cette transformation.

Enedis consacre désormais environ 2 milliards d'euros d'investissements par an aux raccordements et extensions de réseau associées et a anticipé ce besoin d'ici à 2035 en cohérence avec les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). À l'horizon 2050, ce montant d'investissements varie principalement en fonction du nombre d'installations de production raccordées au réseau de distribution. Ce montant serait compris entre 6 et 8 milliards d'euros par an dans un scénario « 100 % renouvelable », qui repose en particulier sur un fort développement du réseau public de distribution d'électricité.



La France a défini une feuille de route à l'horizon 2050 pour lutter contre le changement climatique: la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC). C'est à cet horizon qu'Enedis anticipe l'évolution du réseau public de distribution d'électricité qu'elle gère. De par son ancrage local, sa connaissance fine des consommations et des productions, et en même temps sa dimension nationale, Enedis est à même de tenir compte des spécificités de chaque territoire en matière énergétique, et d'anticiper les effets locaux de la transition écologique.

Ces éléments de prospective sont clés pour trois raisons: ils éclairent l'avenir industriel d'Enedis ; ils concrétisent les futurs possibles de chaque territoire ; ils apportent des ordres de grandeur de coûts pour le réseau de distribution en fonction du développement des énergies renouvelables.

Quatre scénarios différents ont été définis pour anticiper plusieurs futurs possibles: **Stagnation**, **Continuité**, **Transition** et **Rupture**. Le scénario Stagnation correspond à un contexte économique dégradé et donc à un manque de moyens notables pour réaliser les investissements nécessaires à la transition écologique. Les scénarios Continuité et Transition correspondent, eux, à un contexte économique en ligne avec les tendances observées depuis deux décennies. Dans le scénario Continuité, le rythme de développement de l'éolien et du solaire visé par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie est prolongé à l'horizon 2050. Dans le scénario Transition, la production d'énergie renouvelable est dominante en 2050. Enfin, le scénario Rupture conjugue l'ensemble des hypothèses sollicitant le plus le réseau de distribution d'électricité: croissances économique et démographique fortes, mix électrique totalement renouvelable, intermittent et largement décentralisé, efforts d'efficacité et de sobriété énergétique limités, etc.

La consommation d'électricité des clients raccordés au réseau géré par Enedis devrait ainsi progresser entre 0,3 % et 1,2 % par an d'ici 2050. Ces niveaux de croissance seront inférieurs à ceux connus depuis le début du siècle, il s'agit donc d'une hausse modérée et maîtrisable pour le réseau public de distribution.

À l'échelle locale, les contrastes observés aujourd'hui entre territoires persisteront. Les niveaux de consommation les plus élevés seront associés aux zones les plus densément peuplées : Île-de-France, Auvergne-Rhône-Alpes, côtes méditerranéennes et atlantiques et métropoles.

À l'horizon 2050, le développement à grande échelle de la production d'électricité éolienne et photovoltaïque sera à l'origine des transformations les plus notables. La production locale de l'électricité sera le facteur dimensionnant d'une grande partie des nœuds du réseau. Le développement de capacités de stockage sera nécessaire, en particulier de stockage intersaisonnier pour assurer l'alimentation électrique l'hiver, période pendant laquelle la production solaire est réduite et les besoins de consommation plus importants.

Des optimisations locales entre production et consommation vont se développer. Toutefois, le système électrique national continuera à assurer la sécurité d'alimentation en toutes circonstances, les territoires étant toujours intrinsèquement interdépendants. Se dessine une géographie où ressortent les spécificités de chaque territoire : d'un côté des besoins de développement importants dans de grandes zones peu denses et dotées de grands gisements de production renouvelable, mais aussi quelques aires urbaines en fort développement ; et de l'autre, des agglomérations où les effets conjugués des efforts d'efficacité énergétique et d'une relative stabilisation de la croissance démographique devraient contenir le besoin d'investissement.

Enedis adaptera le réseau public de distribution en conséquence, renforcera sa contribution au système électrique national en lien avec RTE et développera les services publics nécessaires pour les utilisateurs du réseau de distribution.

Le coût d'adaptation du réseau à ces transformations dépend du taux de pénétration des énergies renouvelables dans le mix de production. Le rythme d'investissement, pour le développement du réseau, dans un scénario présentant à la fois une croissance économique régulière et la poursuite des trajectoires de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, est de 2 milliards d'euros par an. Ce montant pourrait s'établir entre 6 et 8 milliards d'euros par an dans un scénario 100 % renouvelable.

Bien entendu, ces éléments de prospective ont vocation à être enrichis au fil du temps par des analyses plus approfondies de différents paramètres. Ils sont complémentaires aux travaux conduits par RTE.



■ Chapitre 1



Introduction

Les trente prochaines années seront celles de la transition écologique, placée au cœur du Projet Industriel et Humain 2020-2025 d'Enedis. L'entreprise est un acteur clé de cette transformation. Gestionnaire du réseau public de distribution sur 95 % du territoire national, Enedis achemine vers les points de consommation les trois quarts de l'électricité consommée en France et réceptionne plus de 85 % de l'électricité éolienne et solaire produite en France.

Avec ces éléments de prospective à l'horizon 2050, celui de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) Enedis souhaite apporter un éclairage sur les transformations à long terme que le réseau de distribution doit anticiper, dans ses dimensions territoriale et nationale. Ce point de vue, peu documenté à date, complète les différentes analyses déjà conduites à cet horizon. Pour éviter toute ambiguïté, redisons ici que la démarche de prospective ne consiste pas à faire des prévisions et encore moins à présenter des trajectoires engageant Enedis.

Des scénarios contrastés permettent de décrire des futurs possibles. Il s'agit concrètement de combiner de manière cohérente différentes hypothèses en matière de tendances de fond observées depuis plusieurs années (démographie, efficacité énergétique, etc.) et de développement des nouveaux usages de l'électricité et des moyens de production localisés, le tout à l'échelle de chaque territoire (quartiers, communes, départements, régions). Il s'agit d'anticiper des futurs possibles, il ne s'agit pas de comparer différentes trajectoires permettant d'atteindre un même objectif futur comme par exemple la neutralité carbone en 2050.

La prise en compte de la diversité des territoires est d'autant plus nécessaire que les évolutions les plus notables attendues sont locales et donc différentes d'un territoire à

l'autre. C'est le cas notamment pour le développement des moyens de production répartie et de stockage.

Cette étude prospective permet d'identifier les adaptations du réseau à étudier et de donner un premier ordre de grandeur des investissements.

Ce rapport prolonge la perspective des 10 ans retenue par Eurelectric et E.DSO pour une première estimation à l'échelle européenne des investissements dans les réseaux de distribution qui seraient nécessaires pour accompagner la transition énergétique (rapport janvier 2021).

Ce rapport est plus un début qu'une fin. De nombreuses questions méritent d'être approfondies : c'est le cas de l'impact potentiel des technologies en développement comme l'intelligence artificielle, la blockchain, l'internet des objets. C'est aussi le cas des tendances sociologiques et leur impact sur nos comportements. Le sujet du stockage nécessite également des développements complémentaires. Un certain nombre de sujets seront approfondis avec RTE afin de prendre en compte la diversité des situations locales du réseau public de distribution pour assurer l'équilibre du système électrique.

Enedis aujourd'hui :

73% DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE EN FRANCE TRANSITE PAR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

87% DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE ET SOLAIRE EST DIRECTEMENT RACCORDÉE AU RÉSEAU DE DISTRIBUTION



■ Chapitre 2



Quatre scénarios pour étudier le futur du réseau public de distribution d'électricité

Les scénarios, au nombre de quatre, qu'Enedis a définis et retenus pour ce rapport correspondent à des futurs possibles et cohérents dans lesquels le réseau public de distribution d'électricité pourrait se situer d'ici 2050.

Ces scénarios ont pour objectif d'anticiper les possibles changements auxquels le réseau de distribution aurait à s'adapter. Il ne s'agit pas de comparer différentes variantes conduisant à la neutralité carbone en 2050. Les scénarios retenus sont volontairement contrastés quant à leurs conséquences sur le réseau de distribution. Et les scénarios de décroissance des usages de l'électricité ne sont pas abordés, car ils n'impactent pas au premier ordre le réseau de distribution.

Les quatre scénarios ci-dessous reposent sur des hypothèses de croissance économique plus ou moins forte et combinées avec des hypothèses de transition écologique plus ou moins

poussée ; en particulier pour ce qui concerne le photovoltaïque raccordé au réseau de distribution. Les principaux paramètres des scénarios sont en annexe du rapport.

Enedis a développé un outil de simulation des scénarios qui prend en compte plus de 300 déterminants locaux et 300 déterminants nationaux. Enedis y intègre ses connaissances spécifiques sur la production et la consommation d'électricité à la maille locale.

Parce que chaque territoire est différent et que le réseau de distribution alimente tous les territoires, Enedis a pris en compte pour cette analyse prospective des données locales chaque fois que cela était possible : démographie, logement, activité économique, météorologie, etc. Cette approche permet de donner des résultats à la maille nationale et à des échelles locales ciblées.



2.1. Scénario Stagnation : stagnation économique et transition écologique ralentie

La récurrence de crises (climatiques, pandémiques, économiques) entraîne 30 ans de stagnation économique. La capacité d'investissement est faible, la « décarbonation » de l'économie progresse peu et le changement climatique se fait de plus en plus intense.

Les systèmes de production centralisés, pilotables et « décarbonés » permettent de produire la plus grande part de l'électricité.

La consommation d'électricité se stabilise : faute de moyens financiers, les entreprises et les ménages ne peuvent pas investir dans l'amélioration de l'efficacité énergétique (isolation des bâtiments, remplacement des modes de chauffage carbonés) ni dans l'électrification massive des modes de transport (véhicules électriques, bus, etc.). Au premier ordre, l'évolution de la consommation suit donc l'évolution démographique. Au second ordre, elle est modérée par une sobriété énergétique subie due à la fragilité du pouvoir d'achat de la population.

2.2. Scénario Continuité : croissance économique régulière et poursuite des trajectoires de la PPE

En cohérence avec la trajectoire déterminée dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), l'éolien et le solaire se développent durablement et atteignent une part proche de 40 % de l'électricité produite en 2050, le solde étant produit par des moyens centralisés (nucléaire, hydraulique). La volonté politique pour « décarboner » l'économie se maintient et se traduit par des efforts en termes d'efficacité énergétique et d'électrification des usages. Les systèmes de production centralisés, pilotables et décarbonés permettent de produire une part significative de l'électricité.

En ligne avec les objectifs fixés par la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), des politiques incitatives parviennent progressivement à assurer la rénovation performante annuelle d'un million de bâtiments dans le résidentiel à partir de 2035 ; les industriels adoptent des procédés plus économes en énergie.

Une part croissante de la consommation est toutefois flexible et des politiques incitatives efficaces permettent en partie de lisser les pics de consommation.

2.3. Scénario Transition : croissance économique régulière, production photovoltaïque prépondérante et sobriété choisie

Poussée par un contexte géopolitique et économique mondial favorable, une R&D féconde, une population demandeuse de changement, la France, à l'instar de ses voisins européens, investit massivement dans l'éolien et le solaire, qui deviennent la part dominante de la production d'électricité, la part minoritaire étant assurée par un socle de production pilotable et centralisé.

Comme dans le scénario Continuité, l'efficacité énergétique se déploie en même temps que l'électrification de l'économie et des usages. En complément, les comportements de sobriété se généralisent.

2.4. Scénario Rupture : croissance forte de l'économie, de la population et de la production d'électricité décentralisée

Ce scénario, extrême à bien des égards, a été construit pour solliciter fortement le réseau public de distribution. La consommation d'électricité en France est portée par une plus forte croissance économique et démographique que les deux scénarios précédents, ainsi que par la politique en matière d'électrification des usages.

Quant au mix de production, il repose sur un parc totalement renouvelable et très fortement décentralisé, raccordé pour une bonne part sur le réseau public de distribution.

■ Chapitre 3



Pas de révolution à long terme du côté de la consommation raccordée au réseau public de distribution: croissance modérée et persistance des contrastes territoriaux

3.1. Le développement conjoint de l'efficacité énergétique et de l'électrification des usages modère la croissance de la consommation

Les hypothèses de chacun des scénarios et la prise en compte des caractéristiques de chaque territoire, permettent d'estimer la consommation d'électricité des clients raccordés au réseau de distribution géré par Enedis, ceci pour chaque territoire et à la maille nationale. Pour mémoire, le réseau géré par Enedis couvre 95 % du territoire et permet d'acheminer 73 % de l'électricité consommée en France.

Suivant les scénarios, la consommation des clients raccordés au réseau de distribution progresse en moyenne entre 0,3 % et 1,2 % par an.

Ces niveaux de croissance sont inférieurs à ceux connus depuis le début du siècle : la consommation avait augmenté à un rythme moyen d'environ 2 % par an avant la crise de 2008, avant de connaître une décennie de stabilisation à +0,2 % par an en moyenne. Il s'agit donc de hausses modérées au regard du passé, et maîtrisables pour Enedis et le réseau public de distribution (cf. figure 1).

À court terme, l'effet de la crise sanitaire de la COVID-19 entraîne une inévitable baisse de la demande d'électricité. La vitesse à laquelle le niveau de consommation d'avant crise sera retrouvé reste délicate à prévoir en fonction du nombre et de l'ampleur des confinements et plus largement des répercussions économiques par secteur d'activité, qu'elles soient à la baisse, mais aussi à la hausse (cf. figure 1).

Quant à la décomposition sectorielle de cette demande, celle-ci sera marquée par l'apparition des transports, principalement voitures et bus électriques. Ce secteur représentera d'ici 2050 l'équivalent de l'industrie dans la demande nationale au périmètre d'Enedis. Dans une moindre mesure, c'est le secteur du tertiaire qui, dans tous les scénarios, contribue lui aussi à la croissance de la consommation. Quant à l'industrie, sa contribution à la variation de la consommation se fait surtout ressentir dans le scénario Stagnation où le contexte macroéconomique est le plus dégradé (cf. tableau 1).

Demande d'électricité au périmètre Enedis

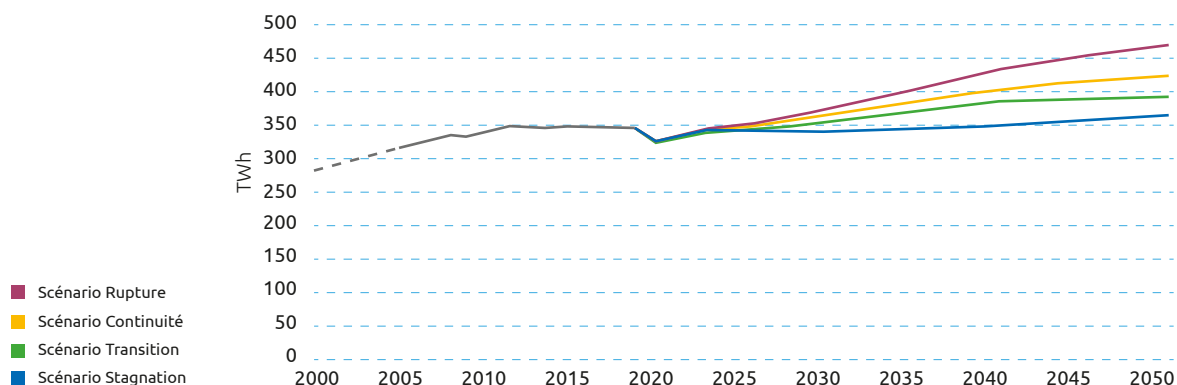


Figure 1 : Trajectoires de la consommation d'électricité au périmètre Enedis

Demande d'électricité au périmètre Enedis

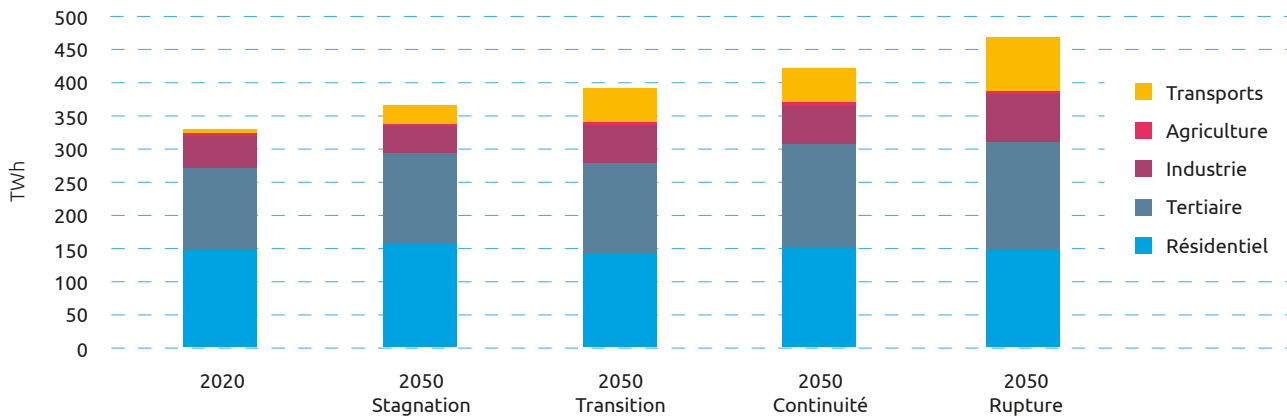
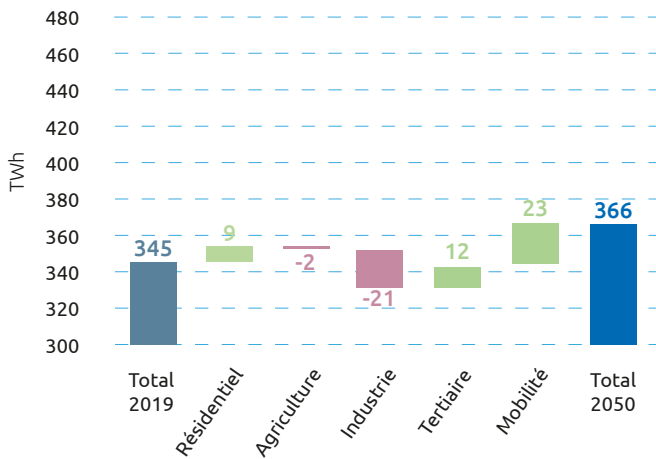
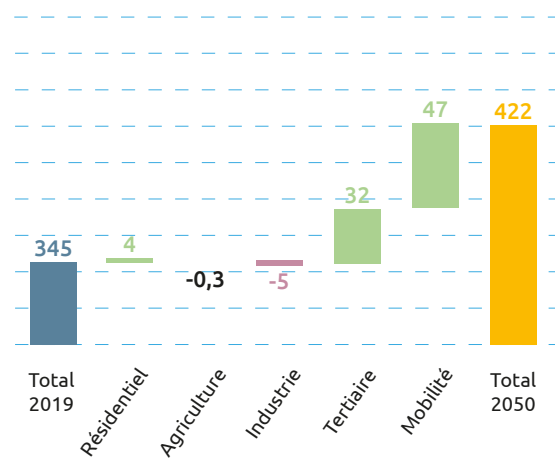


Figure 2 : Composition sectorielle de la demande d'électricité au périmètre Enedis

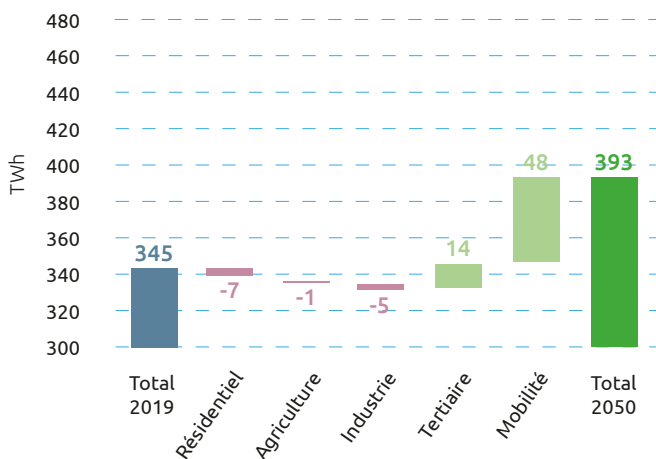
Scénario Stagnation



Scénario Continuité



Scénario Transition



Scénario Rupture

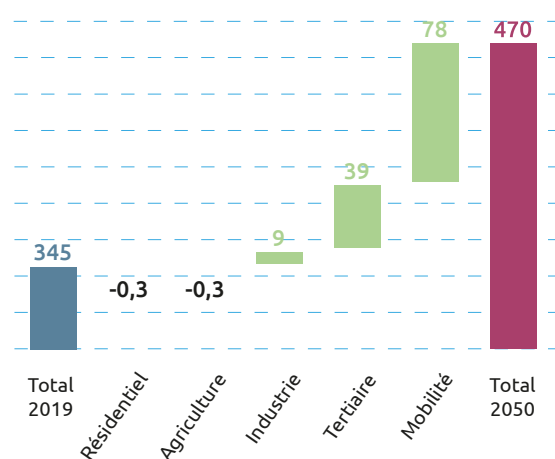


Tableau 1 : Contribution des différents secteurs d'activité à l'évolution de la consommation au périmètre Enedis

3.2. La courbe de charge se déforme, mais la pointe de consommation annuelle évolue peu

Le réseau électrique doit acheminer l'électricité à tout instant, en particulier lorsque la demande cumulée des clients est maximale, c'est-à-dire « à la pointe ». Aujourd'hui, la pointe de la demande annuelle est d'environ 80 GW de puissance électrique au périmètre Enedis. Elle est composée essentiellement par le résidentiel dans une moindre mesure par le tertiaire et l'industrie et a lieu en hiver.

En 2050, le niveau de la pointe nationale vue d'Enedis ne devrait globalement pas augmenter et restera situé durant la période hivernale. Cette stabilité, qui cache des disparités locales, s'explique par des facteurs d'évolution dont les effets se compensent : une hausse des usages électriques, mais avec plus d'efficacité et surtout un meilleur pilotage des moments d'utilisation. C'est tout particulièrement le cas des véhicules électriques (cf. figure 3).

L'impact des véhicules électriques sur la pointe nationale sera faible si leur recharge est dite « pilotée », c'est-à-dire si elle a lieu en dehors des périodes de pointe : durant la nuit, ou en milieu de journée pour profiter de la production photovoltaïque. Si aucun pilotage n'a lieu, et que les recharges ont lieu dès qu'un véhicule est garé à proximité d'une borne,

on parle de recharge « naturelle », alors la pointe nationale pourrait augmenter d'environ 10 %. À l'exception du scénario Rupture, tous les scénarios envisagent un pilotage compte tenu de l'existence de telles pratiques depuis des décennies pour des usages tels que celui des ballons d'eau chaude.

Quant à l'horaire de la pointe de consommation, il devrait lui aussi rester le même, c'est-à-dire en début de soirée, autour de 19h, le plus souvent, et dans une moindre mesure en début de journée autour de 9h du matin.

En revanche, l'allure de la courbe de charge sera quelque peu modifiée, essentiellement en raison de l'arrivée des véhicules électriques : hausse de la consommation en heures creuses en cas de pilotage de leur recharge, ou hausse à la pointe en cas d'absence totale de pilotage. Les trois courbes de charges ci-contre illustrent ce phénomène, en particulier dans le cas du pilotage où la contribution des véhicules électriques vient « remplir » les creux de consommation attendus durant la nuit et l'après-midi (cf. figure 4).

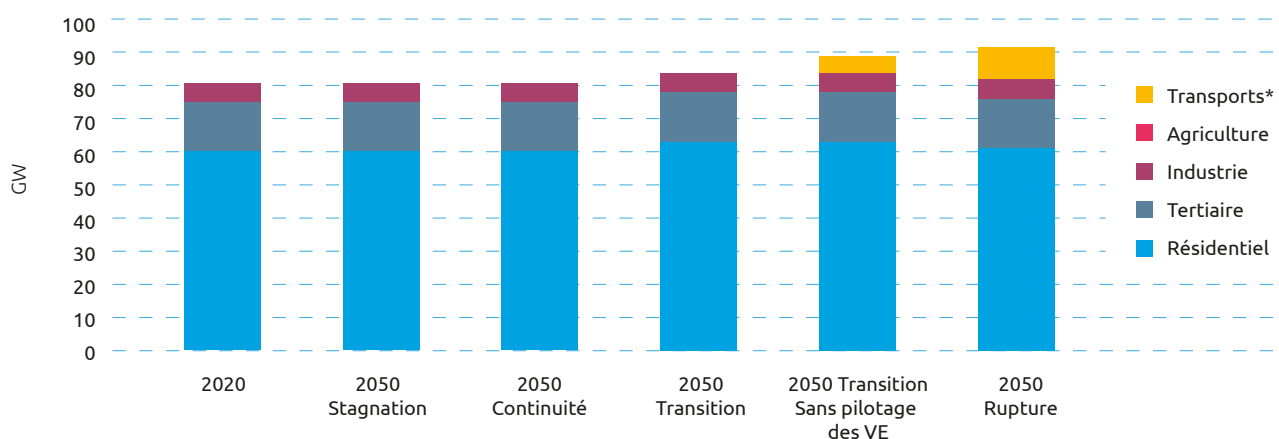


Figure 3 : Composition de la pointe nationale de consommation vue d'Enedis

*Voitures, bus, transports routiers, tramways (hors trains qui sont quant à eux alimentés par le réseau de transport électrique)

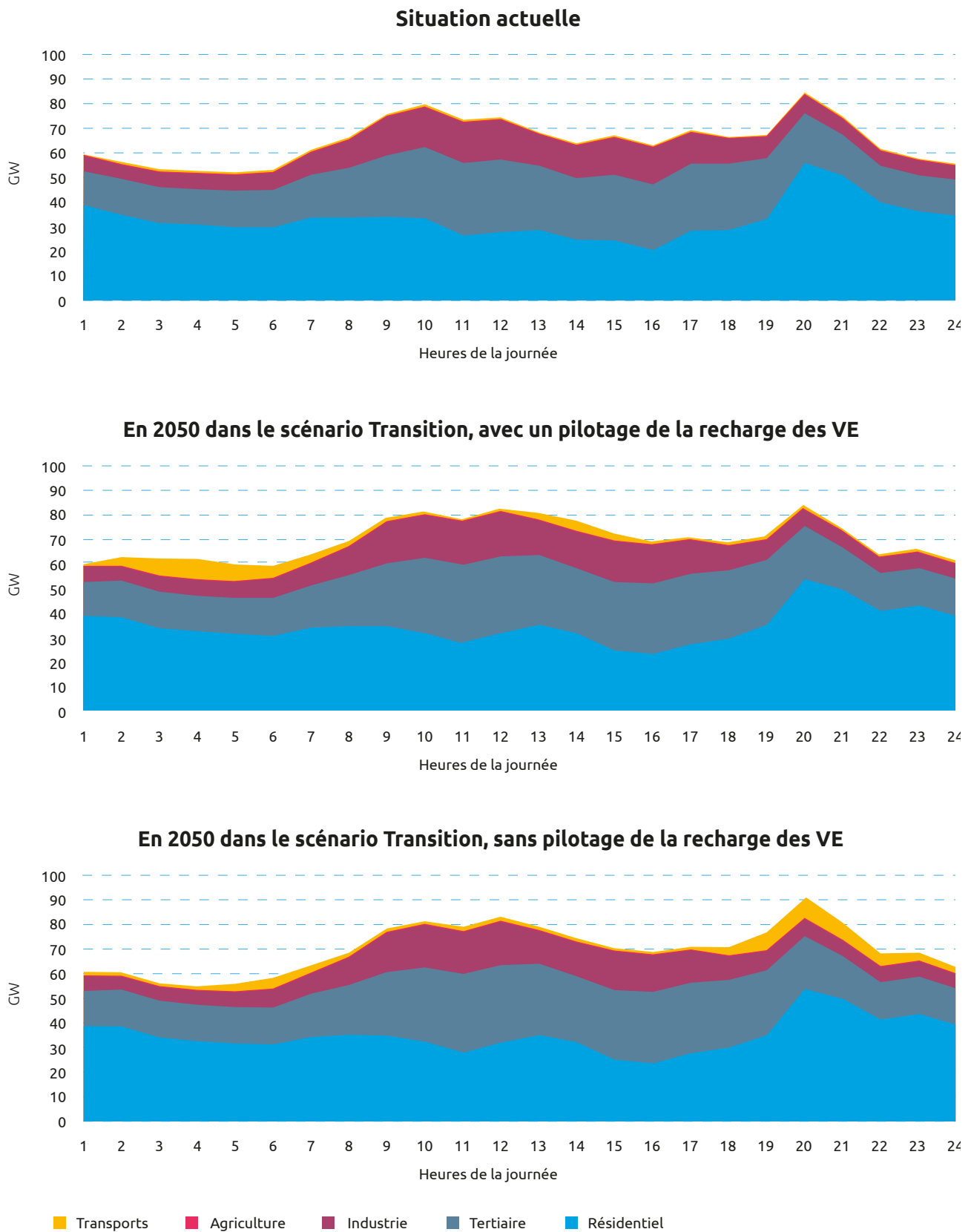


Figure 4 : Courbes de charge horaire durant une journée de pointe de consommation

3.3. Des contrastes entre territoires qui persisteront en fonction des caractéristiques locales

3.3.1. La répartition de la consommation entre régions devrait se maintenir

Comme indiqué plus haut, la prise en compte des caractéristiques locales permet de décliner les scénarios retenus et leurs résultats à différentes échelles géographiques. En matière de consommation d'électricité des territoires, on distingue deux grandes catégories : celles associées à la présence de populations, on parle de consommation présente et à l'inverse celles qui sont largement dissociées de la présence de population, on parle de consommation non présente. Dans la première catégorie figurent les consommations d'électricité des logements, des transports de personnes, mais également d'activités telles que le commerce de proximité, l'éducation ou la santé. Dans la seconde catégorie se retrouvent celles de secteurs tels que l'industrie, l'agriculture, les centres de recherche, les activités de conseil, etc.

Deux grandes hypothèses spécifiques sont associées à la scénarisation de ces deux types de consommation : l'évolution des consommations présentes est essentiellement

basée sur les prévisions démographiques locales de l'INSEE, tandis que celle des consommations non présentes est basée sur les corrélations mesurées depuis plusieurs décennies entre le contexte macroéconomique et la consommation d'électricité de chaque branche professionnelle. Ainsi, la trajectoire de consommation de chaque territoire dépend de son évolution démographique et de la structure actuelle de son tissu économique.

À l'échelle régionale, la part de l'électricité consommée dans chaque région et acheminée par le réseau de distribution géré par Enedis, devrait se maintenir dans la durée, à la fois pour la consommation totale, présente et non présente. Le maintien de cet interclassement entre régions s'explique ainsi par ce parti pris en matière de prospective pour tenir compte des importants effets d'inertie quant à l'évolution démographique et plus encore, économique des territoires.

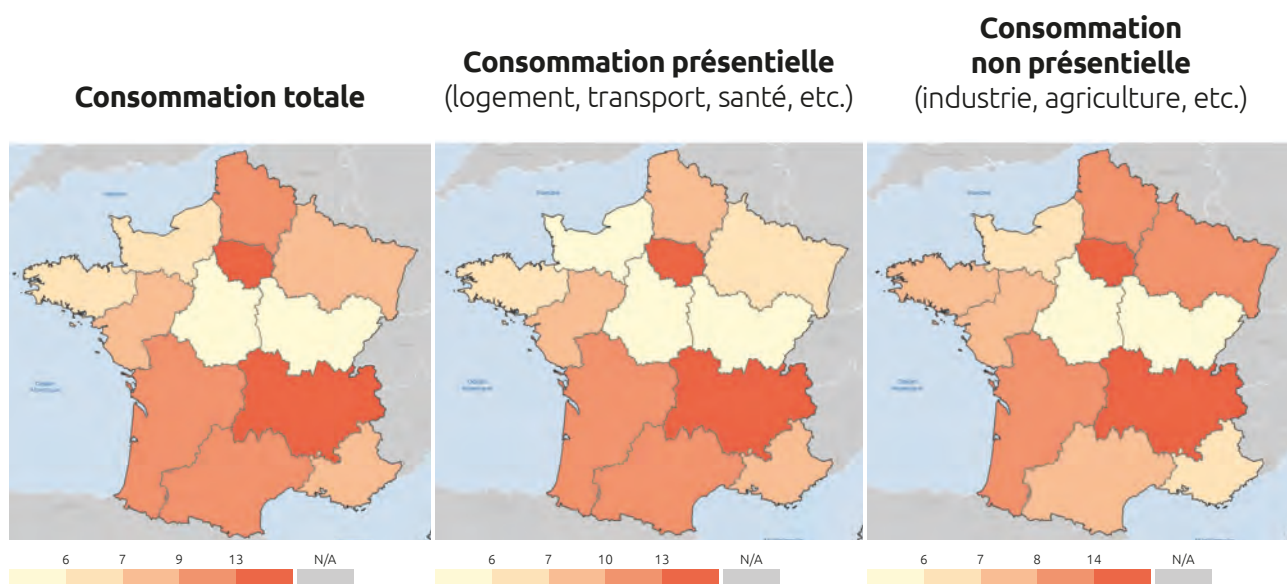


Figure 5 : Part de chaque région dans la demande d'électricité à distribuer par Enedis en 2020 (en %)

3.3.2. Les croissances les plus fortes sont attendues dans le sud et l'ouest du pays

La croissance de la consommation devrait être notable dans les régions de la moitié sud du pays, de l'Île-de-France et dans une moindre mesure de la Bretagne et des Pays de la Loire. Ces territoires sont en effet ceux dont la démographie et l'économie sont les plus à même de profiter d'une amélioration du contexte macroéconomique, mais aussi de résister à une dégradation globale de la conjoncture : taux de natalité et solde migratoires positifs, tissus économiques spécialisés dans des secteurs de pointe et à forte valeur ajoutée.

À l'inverse, la consommation des régions du quart Nord-Est du pays diminue dans le scénario Stagnation et, dans les autres scénarios, elle augmente mais proportionnellement moins que dans les autres régions du pays.

Ceci s'explique par l'importance de l'industrie dans leur consommation d'électricité, mais également par la nature

de leurs filières industrielles. Le niveau d'activité de secteurs industriels dans lequel est spécialisé le Nord-Est est plus sensible au contexte économique national, contrairement à celles des autres régions. En effet, dans les régions du quart Nord-Est, l'industrie est davantage spécialisée dans les filières d'équipements mécaniques, de la chimie lourde et des composants métalliques et plastiques, tandis que celle de l'Ouest est plus spécialisée dans l'agroalimentaire, les transports aériens et maritimes, et celle du Sud dans la chimie lourde et fine, mais aussi l'électronique et l'informatique.

Par ailleurs, y compris dans les scénarios avec un meilleur contexte économique, la croissance de la consommation d'électricité de ces secteurs est contenue par l'amélioration de la productivité et de l'efficacité énergétique des processus industriels.

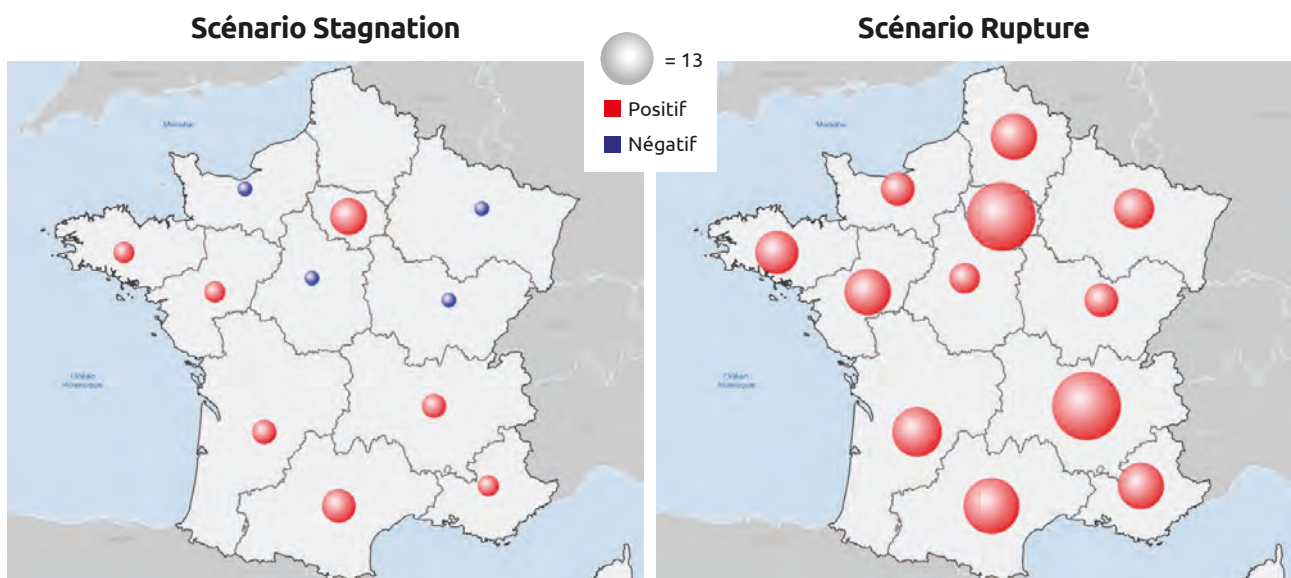
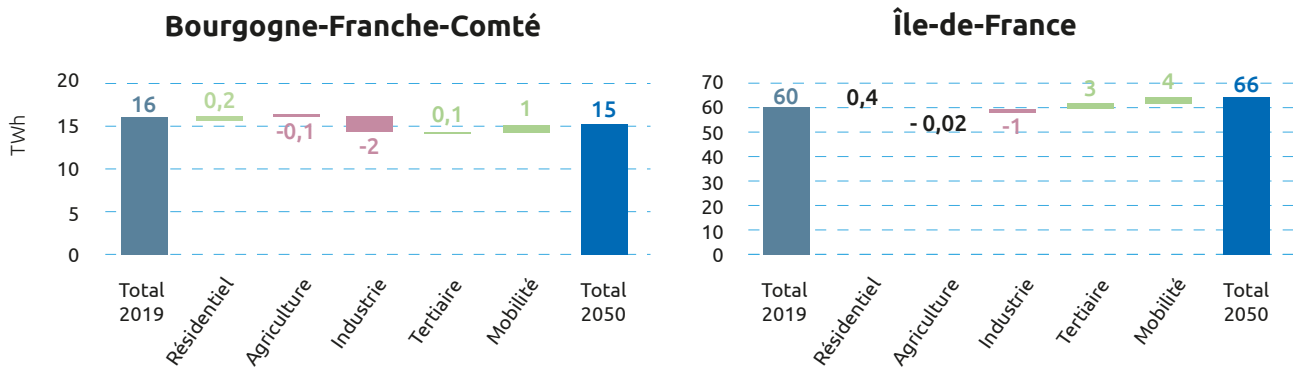


Figure 6 : Croissance de la consommation d'électricité au périmètre Enedis d'ici 2050 (en TWh)

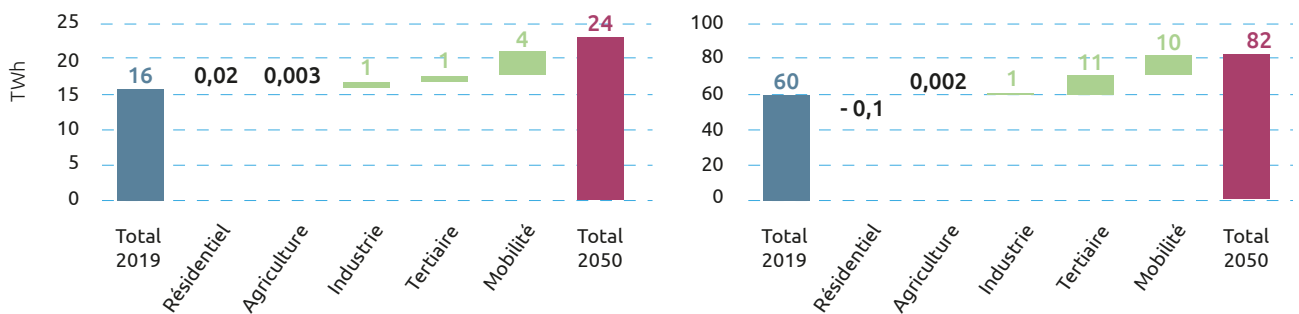
3.3.3. Illustration des spécificités locales avec les régions de Bourgogne-Franche-Comté et de l'Île-de-France

L'Île-de-France et la Bourgogne-Franche-Comté présentent des profils contrastés. L'Île-de-France est très nettement spécialisée dans le secteur tertiaire, et la Bourgogne-Franche-Comté, bien plus industrielle et agricole.

Dans le scénario Stagnation, la baisse de la Bourgogne-Franche-Comté s'explique majoritairement par celle de l'industrie, alors que pour l'Île-de-France, la croissance de la consommation du secteur tertiaire et des transports aboutit à une hausse de la demande totale. En revanche, dans le scénario Rupture, les hausses de la consommation sont expliquées par les mêmes secteurs, à savoir le tertiaire et les transports.



Évolution de la consommation - Scénario Stagnation



Évolution de la consommation - Scénario Rupture

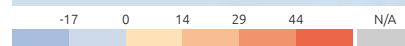
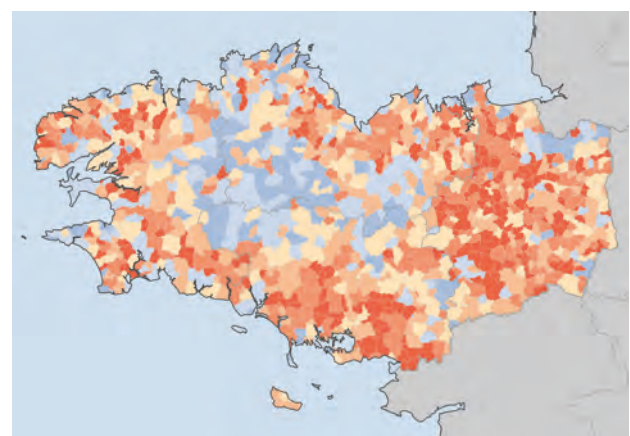
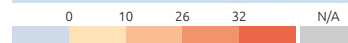
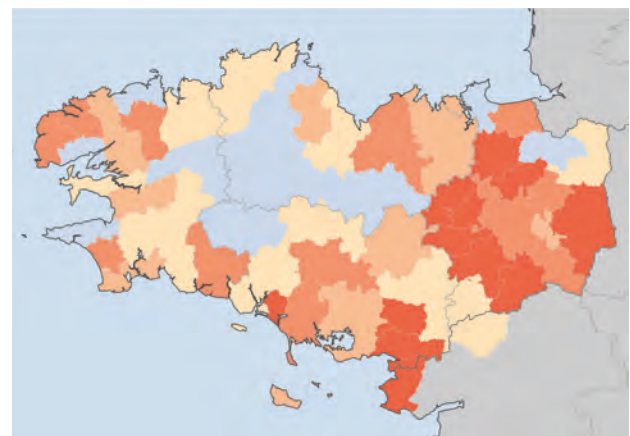
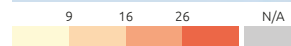
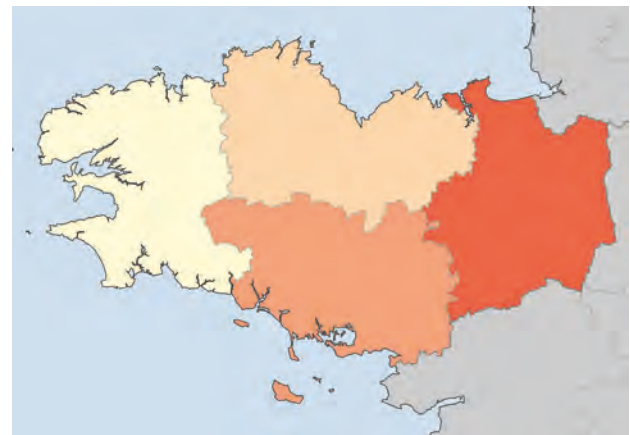
3.3.4. Au-delà du niveau régional, des analyses à des mailles très fines

Enedis effectue une grande part des modélisations à des échelles plus fines telles que les départements ou les communes. Cette finesse d'analyse s'avère nécessaire pour correctement caractériser les phénomènes liés à la vie quotidienne, comme le logement, le chauffage ou les transports, qui resteront très spécifiques d'une commune à une autre, et leur impact local sur le réseau de distribution.

La démographie, par exemple, présente des dynamiques spécifiques à chaque territoire dont l'appréciation dépend des mailles géographiques considérées. En témoigne la série de cartes ci-contre, au périmètre de la Bretagne, où sont représentés, pour les scénarios Continuité et Transition, les taux de croissance de la population des départements, des intercommunalités (EPC) et des communes.

La géographie de peuplement est en effet un facteur fondamental pour le réseau public de distribution. En premier lieu, à cause de la prépondérance du secteur résidentiel dans la demande d'électricité : près de 50 % de la demande actuelle au périmètre du réseau de distribution, contre un peu plus d'un tiers à l'échelle de l'ensemble du système électrique. Et en second lieu par la consommation d'électricité de l'ensemble des activités économiques répondant aux besoins quotidiens des habitants, appelés secteurs présents : commerces, éducation, santé, etc. Ces activités présentes représentent environ 70 % des effectifs du secteur tertiaire, lui-même représentant un peu plus du tiers de l'électricité distribuée par Enedis aujourd'hui.

Enedis a modélisé l'évolution de la géographie de peuplement en s'appuyant d'une part sur les scénarios départementaux établis par l'INSEE et d'autre part, à une échelle plus locale (intercommunalités et communes), en tenant compte des tendances en matière d'habitat : saturation relative des cœurs d'agglomération les plus denses, achèvement de l'étalement urbain autour des principales métropoles et attractivité des zones littorales vis-à-vis des retraités.



Taux de croissance de la population entre 2020 et 2050 dans les Scénarios Continuité et Transition (%), région Bretagne

■ Chapitre 4



Le développement des énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution sera le facteur le plus déterminant pour Enedis

À fin 2020, plus de 30 GW de capacités de production sont raccordées au réseau de distribution géré par Enedis. Il s'agit pour l'essentiel d'éolien terrestre (15 GW) et de solaire (9 GW), soit respectivement 86 % et 88 % du parc total en France continentale. Suivant leur puissance, ces installations

sont alimentées par le réseau public de distribution en Basse Tension (BT), ou en moyenne tension (HTA). L'éolien terrestre est raccordé en moyenne tension sauf exception, le solaire est raccordé pour moitié environ en basse tension.



4.1. Des scénarios contrastés allant jusqu'à 100 % d'énergies renouvelables

Les scénarios ont été construits pour couvrir une large plage de développement des énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution: de 100 à près de 300 GW à l'horizon 2050, comme le montre le tableau 2. Trois situations de mix électrique national ont été retenues: un mix à parts égales entre les renouvelables réparties et moyens centralisés pilotables (scénarios Stagnation et Continuité), un mix où le nucléaire deviendrait nettement minoritaire (scénario Transition), enfin un mix totalement renouvelable et le plus décentralisé possible (scénario Rupture).

Le mix des scénarios Stagnation et Continuité s'approche du mix dit « N0 » publié pour étude par RTE dans son rapport de « Consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios » en janvier 2021. En revanche, le mix du scénario Transition est similaire au mix M1 (mêmes capacités installées en matière de photovoltaïque et éolien terrestre) et à la structure de parc de M2 (sites renouvelables de grande capacité), tandis que le mix du scénario Rupture reprend la structure de parc du mix M1 (parc renouvelable diffus) et l'absence de parc pilotable du mix M0 (parc 100 % renouvelable et intermittent).

Le paramètre qui différencie le plus ces scénarios est la quantité d'installations solaires et en particulier les installations de petite taille raccordées en basse tension. Dans le scénario Rupture, nous faisons l'hypothèse que chaque toiture des 33 millions de bâtiments de France continentale est équipée d'une installation photovoltaïque de 3,5 kW (moyenne des installations solaires sur des petites toitures). Ce qui conduit à une puissance cumulée de 116 GW.

Au total, la production solaire raccordée au réseau de distribution varie de 48 à 232 GW selon les scénarios.

Quant à l'éolien terrestre, les écarts entre scénarios pour 2050 sont moindres: entre 38 et 43 GW selon les scénarios, soit une multiplication du parc actuel par trois. Cette moindre incertitude s'explique par des fondamentaux qui semblent moins sujets à évolution que le solaire: technologies mécaniques plus matures, effet repoussoir certain dans les zones les plus peuplées (à l'inverse du solaire en toiture), mais aussi des constantes de temps plus longues en raison du coût et de l'ampleur des ouvrages en question.

En janvier 2021, RTE a ouvert la consultation publique sur les futurs scénarios de son Bilan Prévisionnel 2050. Cette consultation comprend une première description de huit scénarios de mix électrique, répartis en deux catégories : des mix sans nouveau nucléaire (M0, M1, M2 et M3) et avec nouveau nucléaire (N0, N1, N2, N3). Parmi ceux-ci, le N0 présente une part du nucléaire de 50 % dans le mix électrique, le M1 prévoit un maximum de moyens de production diffus et répartis sur l'ensemble du territoire, le M2 donne la priorité aux moyens de production renouvelables de grandes capacités, et enfin le M0 est une variante du M2 incluant une sortie du nucléaire.

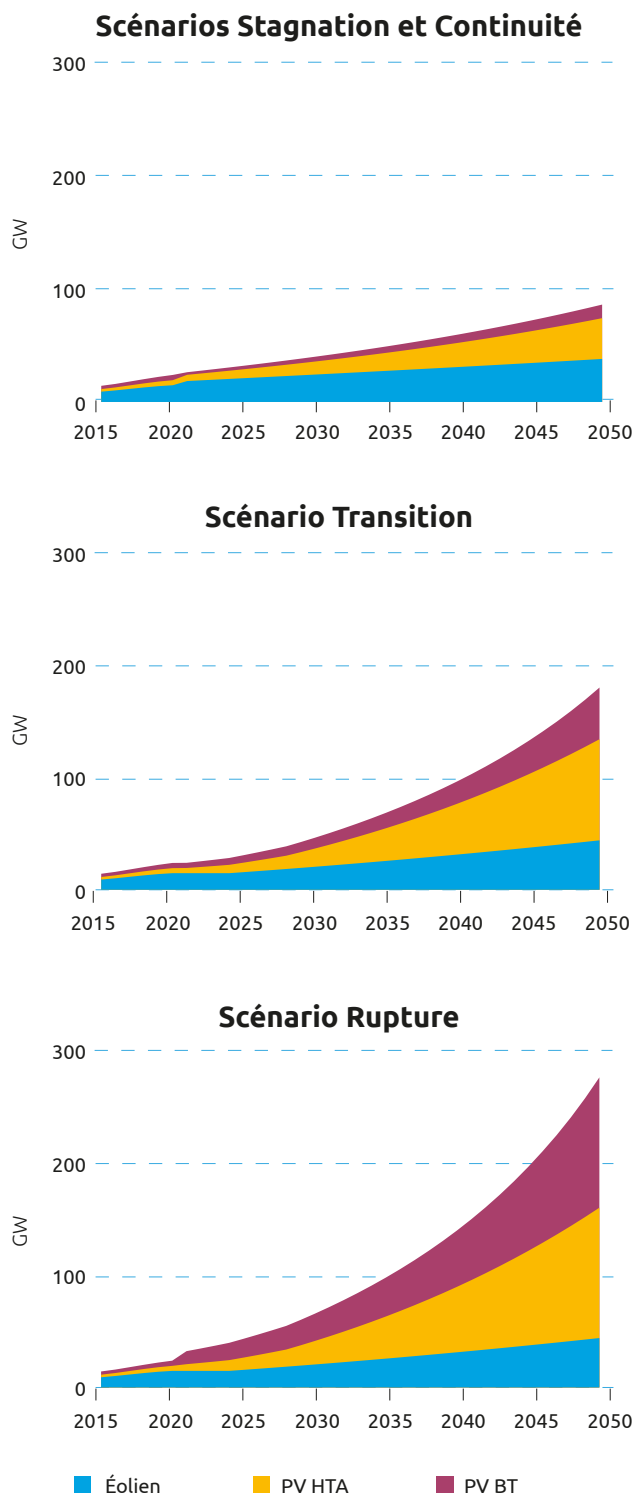


Tableau 2 : Trajectoires des parcs éoliens et photovoltaïques raccordés au réseau de distribution d'ici 2050

4.2. Des scénarios territorialisés car la production solaire et éolienne sera répartie

À l'instar de la consommation, Enedis prend en compte les caractéristiques locales de chaque territoire pour décliner ses scénarios aux différentes échelles géographiques. En effet, c'est important pour la crédibilité des scénarios de chaque territoire et décisif pour la planification locale du réseau de distribution, en particulier pour anticiper les besoins de raccordements.

Pour ce faire, Enedis a construit un modèle statistique et géographique permettant de comprendre et d'anticiper le développement de chaque filière renouvelable à la maille locale : éolien terrestre, photovoltaïque au sol et sur toiture.

Le développement de la production éolienne et solaire est ainsi corrélé à des paramètres des territoires, qui sont pour certains favorables, pour d'autres défavorables. En faisant l'hypothèse que ces corrélations observées sur la période des dix dernières années se maintiennent sur le long terme, on peut en déduire des scénarios de développement locaux sur ce long terme.

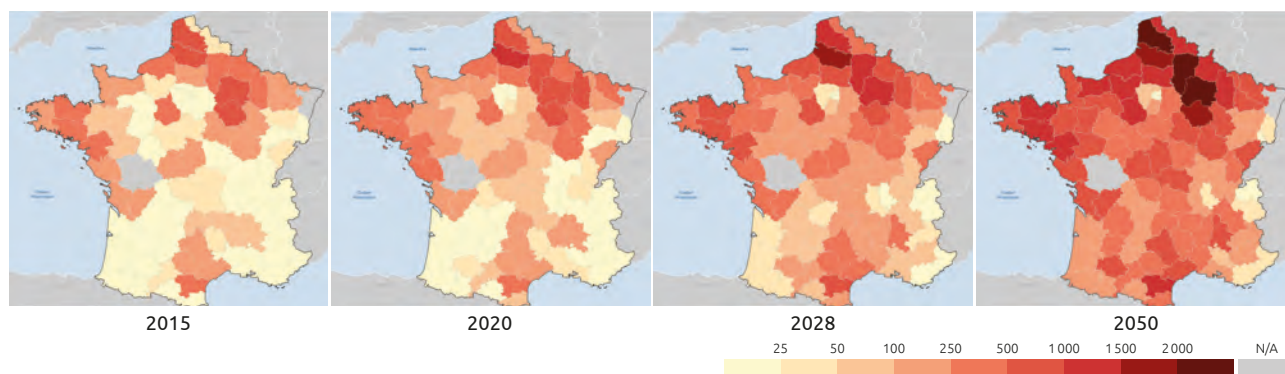
Les facteurs qui ont une influence sur le développement de l'éolien et du solaire sont indiqués en annexe. On peut citer par exemple les enjeux de préservation de paysages, la présence de zones touristiques, la présence de certaines filières agricoles, etc.

4.2.1. L'éolien terrestre devrait rester concentré dans le nord du pays, tandis que le solaire en toiture pourrait ne pas se limiter aux zones les plus ensoleillées

L'éolien terrestre devrait continuer de privilégier les régions peu denses et venteuses. D'où le fait que l'implantation de l'éolien terrestre reste concentrée dans les Hauts-de-France,

le Grand Est, la Bourgogne et dans une moindre mesure la côte atlantique et l'Occitanie.

Évolution du parc de production éolien au périmètre Enedis (exprimés en MW)



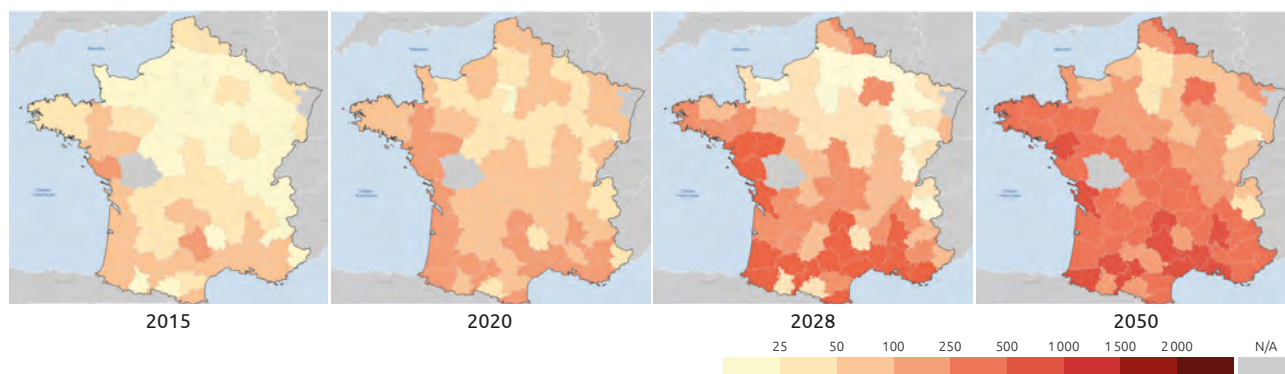
Éolien terrestre: Scénario Rupture

Le photovoltaïque raccordé en basse tension, très majoritairement composé de panneaux installés sur des toitures, est aujourd'hui principalement localisé au Sud et à l'Ouest du pays. L'explication tient essentiellement aux meilleures conditions d'ensoleillement. Cependant à l'avenir, comme cela est déjà attendu et favorisé par les politiques énergétiques (PPE, SNBC, mais aussi la réglementation énergétique des bâtiments), l'installation de panneaux solaires pourrait devenir la règle pour un nombre croissant de bâtiments. Cette filière pourrait alors s'étendre et se rééquilibrer en faveur de territoires bien moins ensoleillés, mais disposant de très grandes surfaces de toitures disponibles.

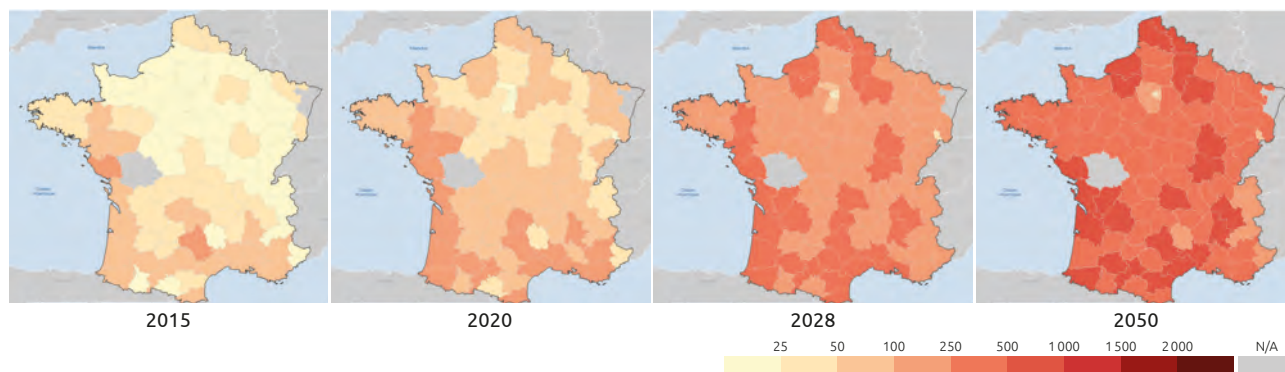
Ce mouvement est d'ores et déjà engagé, en témoigne la carte des capacités de photovoltaïque raccordées en basse tension en 2020 par département : si les départements les plus équipés restent situés dans le Sud-Ouest du pays (Aveyron, Pyrénées-Orientales, Bouches-du-Rhône, etc.), certains départements du quart Nord-Est comme la Marne ou le Nord sont déjà dotés de parcs équivalents à des départements du Sud-Ouest et de superficie équivalente, tels que l'Aude ou le Tarn.

Ainsi, à l'horizon 2050, le scénario Rupture conduit à la présence généralisée sur le territoire de photovoltaïques sur toiture. À l'inverse, dans les scénarios Stagnation et Continuité, où son développement se poursuit sans rupture majeure, il restera majoritairement situé dans un grand quart Sud-Ouest.

Évolution des parcs de production solaire sur toiture (raccordés en basse tension) au périmètre Enedis (exprimés en MW)



PV toiture (réseau basse tension) : Scénarios Stagnation et Continuité

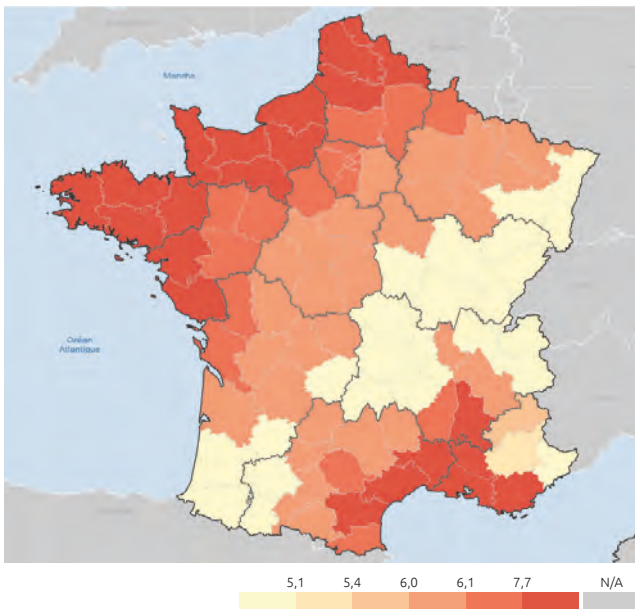


PV toiture (réseau basse tension) : Scénario Rupture

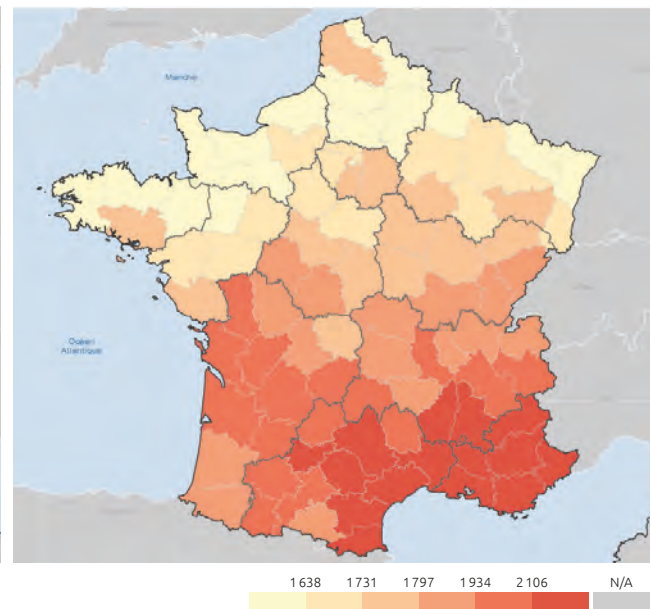
4.2.2. Illustration avec les régions des Hauts-de-France et Provence-Alpes-Côte d'Azur

Les régions des Hauts-de-France et de Provence-Alpes-Côte d'Azur fournissent une bonne illustration de l'importance des caractéristiques locales pour expliquer le développement contrasté des renouvelables. En effet, ces deux territoires se

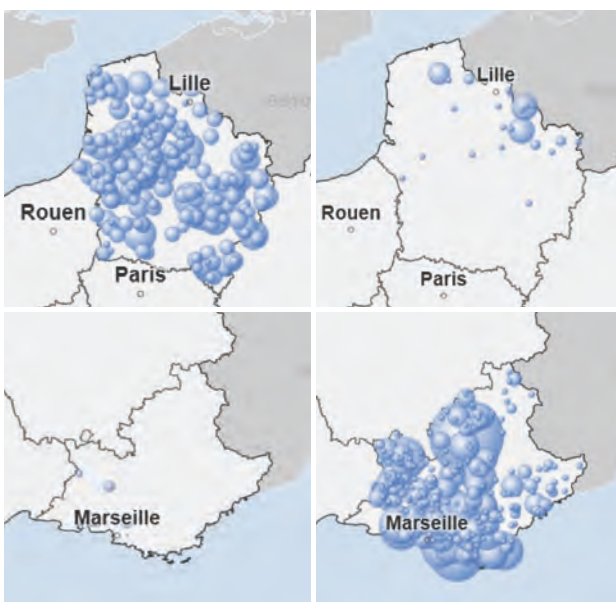
caractérisent a priori par des gisements naturels marqués : des vitesses de vent parmi les plus importantes du pays dans les deux régions et un très bon ensoleillement uniquement en région PACA.



Vitesse moyenne du vent (m/s)



Nombre d'heures d'ensoleillement par an



Capacités de production d'éolien terrestre installées en 2019 au périmètre Enedis (MW)

● 80 MW

Capacités de production de photovoltaïque installées en 2019 au périmètre Enedis (MW)

● +77 MW

Or, si les Hauts-de-France présentent effectivement l'un des premiers parcs éoliens du pays, c'est loin d'être le cas pour PACA, dont le parc renouvelable est essentiellement photovoltaïque. Par ailleurs, malgré un ensoleillement réduit, des parcs photovoltaïques tout à fait notables sont d'ores et déjà présents dans les Hauts-de-France, en particulier dans le département du Nord. Les gisements naturels (vent et ensoleillement) n'expliquent donc pas à eux seuls le développement local des énergies renouvelables.

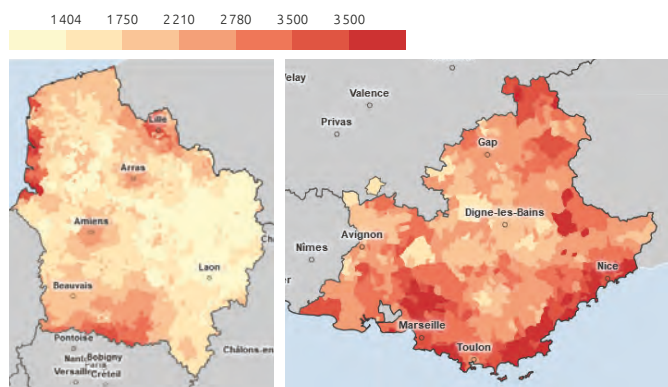
De fait, pour ces deux régions, d'autres facteurs locaux sont corrélés avec leurs trajectoires d'énergies renouvelables respectives.

Dans le cas de l'éolien terrestre, les facteurs locaux les plus corrélés, après le potentiel en vent, sont le prix du logement et la densité de population. Ces deux facteurs sont négativement corrélés avec le développement de l'éolien terrestre : plus le prix des surfaces habitables est important et plus la population est dense, moins la filière se développe. Dans une moindre mesure, les facteurs liés à l'activité agricole présentent également des corrélations notables : la présence de filières d'élevage, en particulier de bovins, est négativement corrélée avec le développement de l'éolien terrestre.

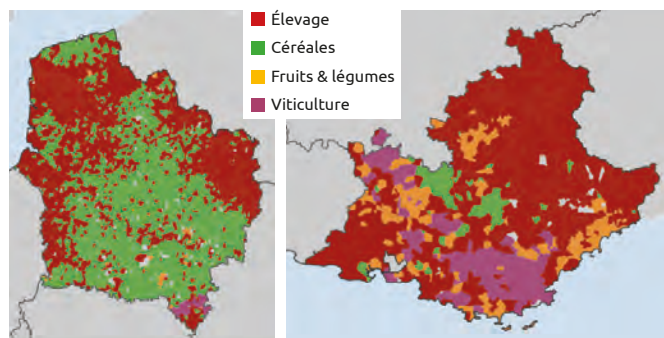
Quant au photovoltaïque, les deux facteurs locaux les plus corrélés après l'ensoleillement sont les surfaces de toiture (pour le solaire raccordé en basse tension uniquement) et le prix des surfaces habitables. La corrélation avec le prix des surfaces habitables n'est pas du même signe selon les segments de puissance : positive pour les installations solaires de moins de 36 kW, c'est-à-dire les plus petites installations installées le plus souvent sur des maisons ou de petits bâtiments et négative pour les installations de plus de 36 kW, ceux-ci allant des grandes toitures jusqu'aux grandes fermes au sol.

Cette conjonction de facteurs explique pourquoi les Hauts-de-France pourraient disposer d'un parc photovoltaïque parmi les plus importants du pays. Nous précisons que cela n'empêchera pas la quantité d'énergie produite d'être inférieure à celle des régions plus ensoleillées.

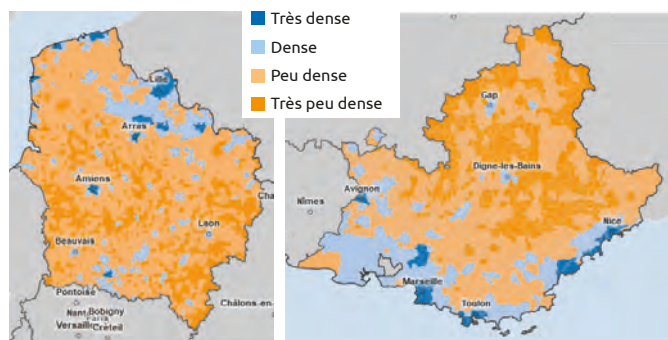
Concernant la région PACA, où le grand niveau d'ensoleillement a déjà suscité un important développement du solaire, des nuances peuvent être apportées dans les territoires dont l'agriculture est spécialisée dans la viticulture. De fait, cette filière est négativement corrélée avec le développement du solaire, très certainement en raison de la concurrence dans l'occupation des sols. Cela s'observe par le développement plus limité du photovoltaïque, en particulier des sites installés au sol, entre Avignon et Fréjus où sont présents de nombreux vignobles.



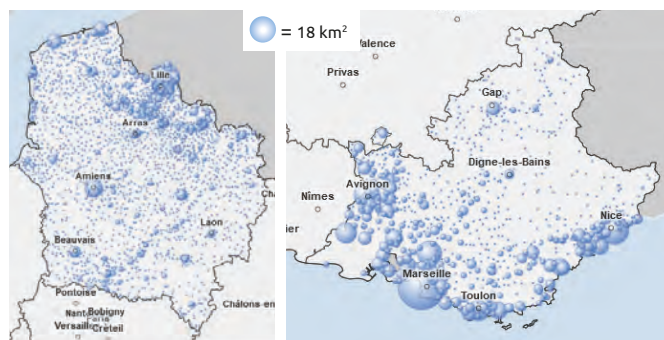
Prix des surfaces habitables (€/m²)



Activité agricole dominante



Densité de population par grappe



Surfaces de toitures (km²)

■ Chapitre 5



Un réseau de distribution au cœur des transformations à venir

Sans connaître à l'avance l'ampleur des évolutions, des transformations se dégagent des scénarios et concernent le réseau public de distribution. La production locale sera déterminante pour le dimensionnement du réseau de distribution. Les déséquilibres locaux entre production locale et consommation locale seront permanents. Ils conduiront

à un développement d'optimisations locales avec des moyens de pilotage et de stockage et renforceront les liens entre les réseaux de transport et de distribution qui assure l'équilibre à chaque instant du système électrique. C'est l'intérêt des analyses prospectives d'identifier les évolutions qui mériteraient une adaptation dans la durée.

5.1. Le réseau de distribution pour partie dimensionné par la production locale

Le réseau de distribution est aujourd'hui très majoritairement dédié à l'acheminement de l'électricité vers les points de consommation. Il en résulte que, tout au long de l'année sauf exception, le réseau de transport injecte le courant vers le réseau de distribution.

Ce flux entre le réseau de transport et de distribution transite à travers les nœuds du réseau électrique, des postes de transformation de la tension électrique, appelés « postes

sources ». Ces postes sources, environ 2 200 exploités par Enedis, sont capables de faire transiter une puissance électrique de l'ordre de 100 MW en moyenne. Le besoin d'accès au réseau public de distribution peut s'évaluer, en partie, par les capacités de transit de ces postes sources. Les besoins doivent être satisfaits poste source par poste source, ce qui conduit à une analyse locale des évolutions dans la durée.



5.1.1. Un réseau de distribution à double sens

Les postes sources sont dimensionnés par le flux maximum d'électricité qu'ils voient transiter chaque année : on parle de dimensionnement « à la pointe ». Aujourd'hui, sur les 2 200 postes sources gérés par Enedis, moins de 10 % d'entre eux sont dimensionnés par des pointes associées à une production locale d'électricité. Selon les scénarios, les postes sources en 2050 seront pour 40 % à 80 % d'entre eux dimensionnés par la pointe de production.

Les postes sources qui resteront définis par la demande d'énergie seront ceux des zones les plus densément peuplées : grandes agglomérations et préfectures, côtes

atlantique et méditerranéenne, mais aussi les zones de montagne les plus touristiques. (cf. figure 7)

Aujourd'hui, quelques postes sources concentrés dans les territoires des Hauts-de-France et du Grand Est sont dimensionnés par la production d'énergie en raison de leur importantes installations éoliennes. Ce dimensionnement des postes sources en fonction des contraintes d'évacuation de la production locale pourrait se généraliser sur l'ensemble du territoire si l'éolien terrestre, mais surtout le photovoltaïque au sol et en toiture venait à se généraliser (cf. figure 8).

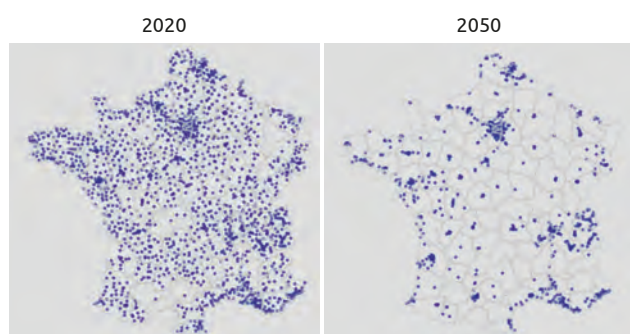


Figure 7 : Postes sources Enedis définis par la demande d'énergie dans le scénario Rupture

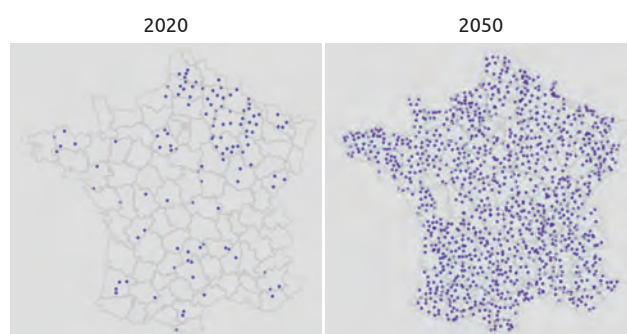


Figure 8 : Postes sources Enedis définis par la production d'énergie dans le scénario Rupture

5.1.2. Des sollicitations plus fortes à l'échelle locale

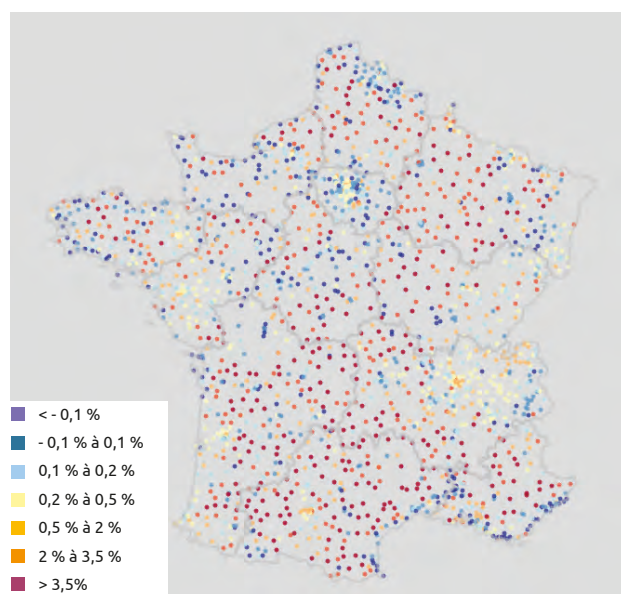


Figure 9 : Taux de croissance annuel moyen entre 2020 et 2050 de la puissance maximum des postes sources dans le scénario Continuité (%)

Si, à l'échelle nationale la pointe de consommation n'évolue que modérément (au plus de 0,5 % par an dans le scénario Rupture, cf. 3.2), à l'échelle des postes sources, la situation sera bien plus contrastée.

En témoigne la carte ci-contre représentant le taux de croissance moyen de la puissance électrique maximum transitant par chacun des 2 200 postes sources d'Enedis. Elle confirme que la grande part des zones en rouge et en orange, correspondant aux taux de croissance les plus importants, recouvre les zones associées au développement massif des énergies renouvelables : régions des Hauts-de-France, du Grand Est et de la Bourgogne-Franche-Comté pour l'éolien, et les régions de la moitié sud du pays pour le photovoltaïque, voire la conjonction de ces deux filières pour ce qui concerne l'Occitanie.

Globalement, la proportion des postes sources concernés par des rythmes de croissance très importants (plus de 2% par an en moyenne) de leur pointe de puissance pourrait varier de 17 % dans le scénario Stagnation, jusqu'à 54 % dans le scénario Rupture, en passant par 26 % dans le scénario Continuité et 47 % dans le scénario Transition.

Sur cette carte, le contraste entre les points rouges et les points bleus montre la diversité des situations au niveau local.

En plus de ces variations locales sur le niveau de la pointe, c'est plus largement le profil temporel de la puissance électrique transitant quotidiennement sur le réseau de distribution qui sera différencié selon les territoires. De fait, compte tenu de son rôle essentiellement descendant aujourd'hui, les profils de puissance électrique locaux sont dans l'ensemble similaires avec un plateau allant du début à la fin de la journée, ponctué d'une pointe de consommation autour de 19h associée au retour au domicile des habitants. Mais dans l'hypothèse d'un développement massif et généralisé de la production renouvelable, les profils vont de plus en plus dépendre des potentiels de production locaux.

La comparaison des profils de puissance transitant aux bornes de deux postes sources actuels, l'un situé en Seine-et-Marne et l'autre dans la Loire, en 2020 et en 2025 dans le scénario Transition permet d'illustrer ce point.

Le changement de profil est très marqué pour le poste situé dans la Loire avec l'apparition d'une pointe négative

(c'est-à-dire due à de la production) : c'est un poste qui, dans le scénario Transition, devient dimensionné par la production et dont la pointe se déplace de l'hiver à l'été. Par ailleurs, on note que son niveau de consommation reste du même ordre qu'aujourd'hui : c'est un territoire où l'évolution de l'activité et de la démographie est modérée.

Concernant celui situé en Seine-et-Marne, si son profil ne varie qu'à la marge avec un remplissage des heures creuses dû aux nouveaux usages pilotés tels que le véhicule électrique, c'est surtout le niveau de sa pointe qui change notablement en se rapprochant d'un doublement en trente ans. Ici, l'explication provient d'une capacité de développement démographique et économique important, caractéristique des territoires aujourd'hui à la périphérie de grandes métropoles et encore susceptibles d'accueillir de nouveaux habitants à l'avenir. Par ailleurs, contrairement au premier poste source, sa pointe devrait, elle, rester située durant la période hivernale et en fin de journée comme aujourd'hui (cf. tableau 3).

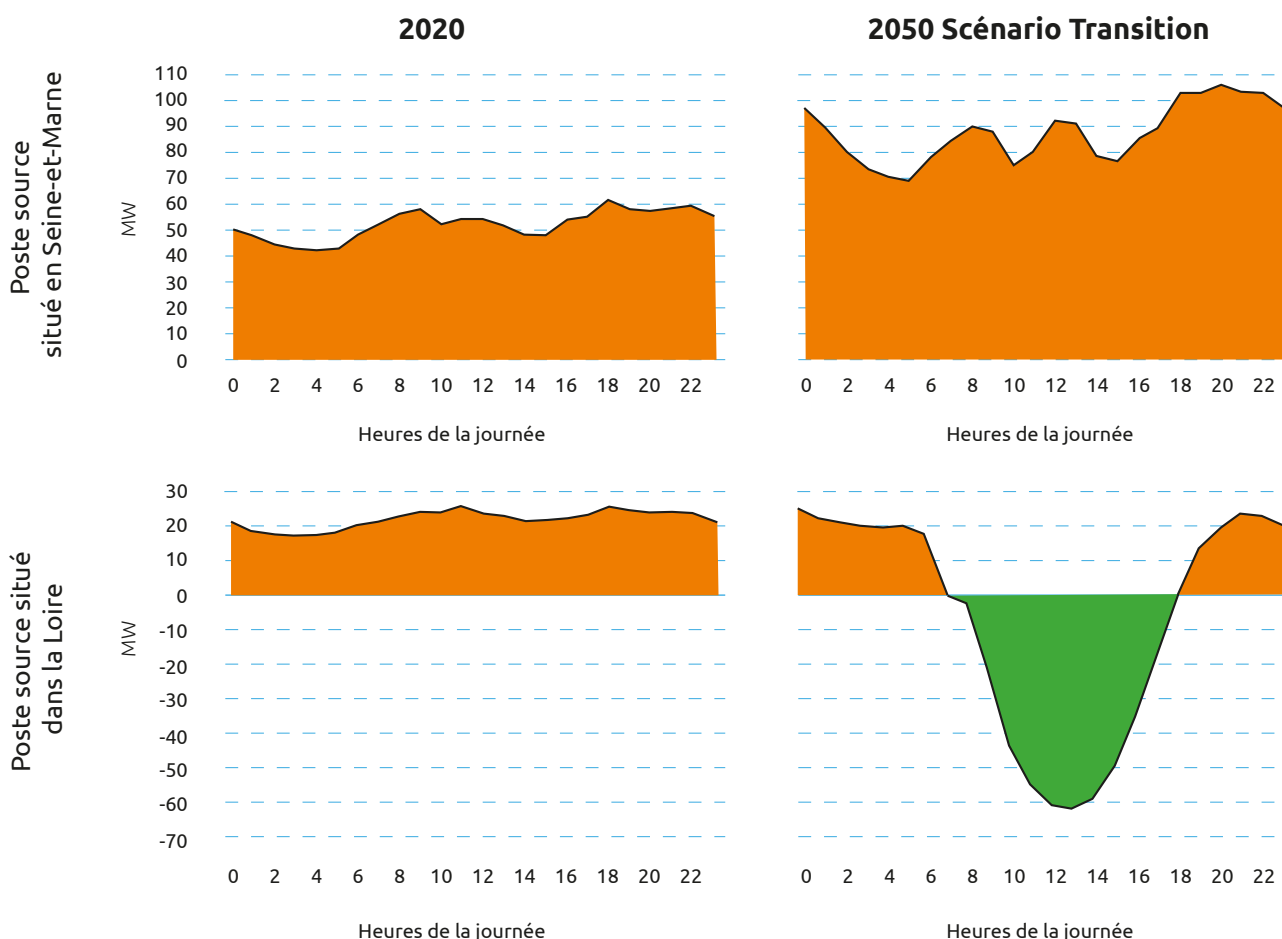


Tableau 3 : Comparaison du profil de puissance horaire au jour de pointe annuelle

5.2. L'intermittence à l'échelle des territoires

Dans la plupart des territoires, il y aura des capacités de production renouvelable et des points de consommation. La production intermittente des installations solaires et éoliennes et les besoins de consommation ne coïncident pas ni en volume, ni dans le temps.

Prenons l'exemple de la région Occitanie qui dispose d'un important potentiel de production solaire et éolien, mais qui comprend des zones peu denses et de grandes agglomérations en croissance continue.

Les deux graphiques ci-après présentent, pour l'année 2050 dans le scénario Transition, l'évolution des flux d'électricité consommés et produits dans la région durant une semaine

au périmètre du réseau de distribution. Le premier graphique se situe durant la période hivernale, et le second durant l'été. Dans les deux cas, des alternances marquées sont observées entre les périodes où la consommation dans la région excède la production dans la région et les périodes où la situation est inversée. Les moments d'excédent de production, zones en vert dans le graphique, correspondent aux pointes de production solaire en milieu de journée. La nuit, lorsque d'autres usages sont en fonctionnement (chauffage, ballon d'eau chaude, véhicule électrique), la consommation excède la production (cf. figures 10 et 11).

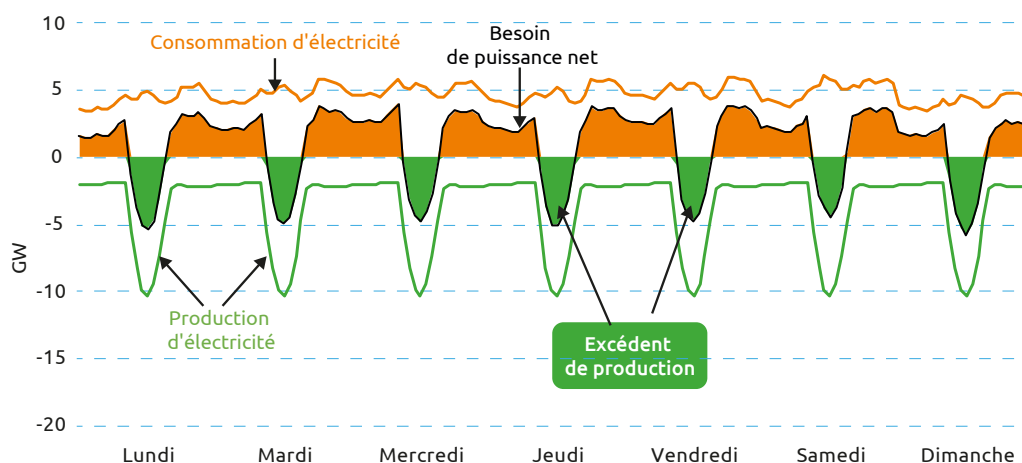


Figure 10 : Profil de production et de consommation en Occitanie en 2050 dans le scénario Transition durant une semaine d'hiver au périmètre du réseau de distribution

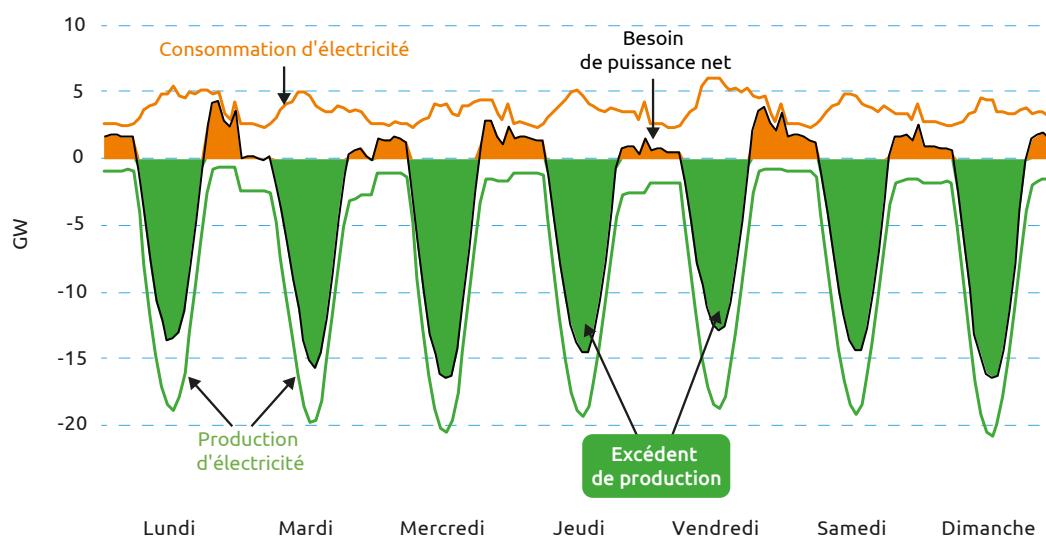


Figure 11 : Profil de production et de consommation en Occitanie en 2050 dans le scénario Transition durant une semaine d'été au périmètre du réseau de distribution

Jusqu'à présent, la consommation dans un territoire disposant d'un moyen de production centralisé était en général inférieure à la production générée sur le même territoire. Et à l'inverse, la consommation dans un territoire ne disposant pas de moyen de production centralisé était satisfaite par l'électricité acheminée par les réseaux de transport et de distribution, produite en dehors du territoire.

Avec un développement soutenu de la production décentralisée, des optimisations locales vont se développer (pilotage des usages en heures creuses et plus globalement amélioration de la flexibilité du profil de consommation), mais cette situation perdurera : en fonction des moments dans la journée, de la météo ou des saisons, la production

générée dans chaque territoire sera soit inférieure soit supérieure à sa propre consommation.

Les territoires sont et seront interdépendants en matière d'électricité, les réseaux de transport et de distribution continueront à assurer l'équilibre du système à tout moment, la disponibilité de la puissance pour les utilisateurs du réseau électrique et la satisfaction de la collectivité.

Pour y arriver, RTE, Enedis et les autres gestionnaires de distribution, devront surmonter une complexité grandissante, à minima celle de combiner les optimisations locales, et les contrats correspondants, les variations de la production éolienne et solaire au gré de la météorologie, et la multiplicité des acteurs concernés.



5.3. Le besoin de stockage

L'équilibre entre la production et la consommation est aujourd'hui assuré par un pilotage des moyens de production centralisés (centrales nucléaires, hydrauliques ou thermiques), mais aussi du côté de la consommation (marchés d'effacement, ballons d'eau chaude pilotés en heures creuses). D'ici 2050, deux tendances vont se développer :

- L'accentuation du besoin de stockage par l'accroissement de la production renouvelable, en particulier entre les périodes d'été et d'hiver,

- La diversification des moyens offrant des flexibilités pour le pilotage du système électrique et l'optimisation du réseau de distribution. L'usage des batteries à cette fin va s'amplifier.

En effet, compte tenu de l'intermittence des technologies photovoltaïques et éoliennes, comme illustré dans les chapitres précédents, les périodes de production et de consommation maximum d'électricité ne seront pas synchronisées

et ceci quelles que soient les échelles territoriales. Au quotidien, les pics de production photovoltaïque du milieu de journée ne correspondront pas aux horaires d'utilisation des équipements électriques dans le logement. Par ailleurs, la production hivernale des mêmes panneaux solaires ne pourra suffire à combler la demande en cette saison. Quant à l'éolien, sa production n'est pas aussi régulière que le photovoltaïque et ne pourra pas systématiquement garantir sa participation à la satisfaction de la demande. Ainsi, lorsque l'excédent de production ne pourra pas trouver de débouché (exportations vers les pays voisins, ou d'un territoire à un autre), alors des moyens de stockage seront nécessaires.

En regard de ces besoins croissants en matière de stockage, plusieurs solutions pourront être mobilisées en fonction de leur coût, de leur capacité en puissance et en énergie, de leur acceptabilité sociale, mais aussi de leur faculté à stocker sur des temps courts (quelques heures, il s'agit de stockage à court terme) ou longs (plusieurs mois, il s'agit de stockage intersaisonnier).

De nombreux modes de stockage d'énergie sont d'ores et déjà connus : mécaniques (élévation de charges lourdes, volant d'inertie, etc.), thermiques (réseaux de chaleur, ballons d'eau chaude, etc.), électrochimiques (batteries) ou encore magnétiques (supraconducteurs). D'ici 2050, au moins trois catégories de technologies pourraient être mobilisées, chacune avec un type d'usage spécifique.

En premier lieu, nous citons les barrages et les stations d'élévation et de pompage d'eau (STEP), déjà bien maîtrisées à l'heure actuelle. Les barrages assurent naturellement un rôle inter saisonnier. Les STEP apportent une souplesse d'utilisation qui s'adapte au stockage journalier en alternant des phases de pompage et de turbinage presque quotidiennement.

En second lieu figureront les batteries électrochimiques, déjà disponibles aujourd'hui et dont les progrès techniques se poursuivront. Celles-ci auront, pour l'essentiel, une contribution journalière au système électrique en alternant quotidiennement et tout au long de l'année, des phases de charge et de décharge vers le réseau.

Enfin le stockage par la production de gaz de synthèse, par exemple l'hydrogène, technologie encore peu mature et compétitive à l'heure actuelle, pourrait émerger compte tenu des importants volumes d'électricité produits par les renouvelables. Ces technologies pourraient jouer un rôle saisonnier avec des phases de stockage concentrées au printemps et en été pour capter la production photovoltaïque, puis des phases de déstockage presque quotidiennes durant l'hiver. Leur rôle pourra donc être similaire

à celui du stockage hydraulique, mais avec des capacités potentiellement plus importantes.

Le chemin pour y arriver comporte plusieurs étapes dont l'issue n'est pas encore connue. Il s'agit bien sûr de la compétitivité de la production d'hydrogène décarboné, de son transport, mais aussi de la manière d'amener l'hydrogène sur le lieu de sa transformation en électricité. Faut-il qu'il soit produit sur le lieu de sa transformation en électricité, faut-il au contraire qu'il soit produit là où se produit l'électricité nécessaire à la production de l'hydrogène ? Le transport de l'hydrogène se fait-il par camion, ou par un réseau, les réseaux utilisés pour le gaz naturel aujourd'hui ? Les analyses technico-économiques de ces différentes solutions restent à conduire et partager auprès des décideurs.

Outre les performances techniques et économiques de ces technologies, leur positionnement géographique par rapport au réseau de distribution est essentiel pour l'optimisation du système électrique. Tel est le cas des batteries mobiles des véhicules électriques pour des opérations de *vehicle-to-grid*. De même, la localisation des batteries installées pour les particuliers et les entreprises souhaitant valoriser une partie de leur propre production électrique (panneaux solaires essentiellement) peut également permettre de limiter les pics de production ou de demande sur le réseau de distribution. Enfin, selon leur localisation, les capacités de stockage peuvent permettre de valoriser la flexibilité de l'offre ou de la demande d'électricité localement.

En conséquence, ces moyens de stockage, en plus d'assurer la continuité de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité tout au long de l'année, pourraient suivant leurs coûts également permettre de diminuer ou retarder les renforcements de réseau en atténuant les pointes de puissance électriques y transitant, qu'elles soient liées à une production ou à une demande.

Aujourd'hui, une grande incertitude demeure quant à la quantité précise de moyens de stockage nécessaires : rendement et coût des différentes technologies, profil de consommation et de production d'énergie et d'électricité, capacité des interconnexions et des pays voisins, etc. Des ordres de grandeur peuvent toutefois être établis. Ainsi, selon la part des modes de production intermittents, les capacités de stockage nécessaires pourraient aller de l'ordre de quelques dizaines de GW si des moyens de productions pilotables sont disponibles (scénarios Stagnation et Continuité), à de l'ordre de 200 GW pour un parc de production tout renouvelable.

■ Chapitre 6



Des besoins d'investissements qui vont croissant avec le développement de la production décentralisée

Le réseau public de distribution a accompagné le développement économique et s'est adapté aux besoins des clients et aux choix en matière de politique énergétique. Ce sera également le cas pour les 30 ans qui viennent.

Les investissements nécessaires pour adapter le réseau aux quatre scénarios étudiés dans ce rapport sont différents d'un scénario à l'autre.

Une première analyse a été réalisée afin de les évaluer. Elle consiste à comparer le réseau en 2050 avec celui d'aujourd'hui et d'en déduire le besoin en travaux et équipements.

Elle est fondée sur une approche économétrique qui permet d'établir une fonction de coût, à savoir une relation entre la valeur en euros du réseau et des paramètres déterminants comme le nombre de clients, la puissance souscrite, l'énergie consommée et la capacité de production connectée.

Cette analyse prend en compte les caractéristiques locales du réseau BT : la structure de réseau est en effet différente entre zones urbaine, semi-urbaine, rurale... et fonction notamment de la densité de population, de la part du réseau souterrain, de la longueur moyenne de réseau par client, de la part de clients résidentiels, professionnels et entreprises, etc.

L'analyse prend également en compte l'évolution du dimensionnement des postes sources soit par la pointe d'injection, soit par la pointe en soutirage suivant les scénarios. En distinguant les différentes parties du réseau (branchements, basse ou moyenne tension), une valeur du réseau a ainsi été déterminée à horizon 2050 en faisant varier certains paramètres entrants suivant les hypothèses clés de chacun des scénarios (notamment la production installée sur le réseau de distribution).

Les montants d'investissements estimés ci-dessous reflètent les installations réseaux nécessaires à l'intégration des installations nouvellement raccordées dans la période 2020-2050. **Ces investissements ne recouvrent pas l'ensemble des enjeux industriels d'Enedis** (ne sont notamment pas inclus les investissements associés à la modernisation du réseau : le renouvellement de réseaux anciens, le remplacement de matériels obsolètes, l'enfouissement des réseaux et les investissements liés au développement de nouveaux outils de pilotage du réseau...). Par ailleurs, ces trajectoires sont construites en conservant les règles d'urbanisme actuelles et ne présupposent pas d'éventuelles évolutions réglementaires. Des travaux complémentaires sont en cours afin de prendre en compte les coûts associés aux raccordements des moyens de stockage suivant leurs localisations.

Afin de pouvoir analyser l'impact de la production décentralisée dans l'estimation des investissements, des simulations spécifiques ont été faites en faisant varier la part de production implantée sur le réseau de distribution en conservant un même niveau de consommation pour les différents scénarios.

Le scénario **Continuité** prévoit une part de production éolienne et solaire proche de 40 % en 2050 de la production totale. Dans l'estimation des investissements, la puissance de production raccordée sur le réseau de distribution géré par Enedis est d'environ 80 GW.

La trajectoire d'investissements associée à ce scénario est estimée entre 1,5 et 2 milliards d'euros par an pour le raccordement de nouvelles installations sur la période 2020-2050.



Le scénario **Transition** est basé sur un mix de production d'énergies renouvelables prépondérantes avec le maintien d'un socle de production pilotable et centralisée. Dans ce scénario, la puissance de production raccordée sur le réseau de distribution géré par Enedis est de 171 GW.

La trajectoire d'investissements associée à ce scénario est estimée entre 3,5 et 4 milliards d'euros par an pour le raccordement de nouvelles installations sur la période 2020-2050.

Le scénario **Rupture** est, quant à lui, construit suivant les hypothèses d'une transition écologique très exigeante pour le réseau de distribution. Nous considérons ainsi une production installée de 261 GW à la maille du réseau de distribution géré par Enedis.

Les investissements associés aux raccordements de nouvelles installations seraient compris dans ces hypothèses entre 6 et 8 milliards d'euros par an sur la période 2020-2050.

Comme indiqué, ces résultats sont issus de premières analyses. **Des travaux complémentaires vont se poursuivre** en affinant notamment les hypothèses relatives au stockage (impact de la localisation sur le réseau, besoin de gaz de synthèse, ...), aux mécanismes de flexibilité, à l'implantation des parcs de production, ainsi qu'à l'évolution possible des différentes zones d'habitat (étalement ou de la densification de l'habitat...) qui peuvent affecter à la hausse ou à la baisse ces résultats.

■ Annexes



Hypothèses détaillées

Catégorie	Indicateur	Scénario Stagnation	Scénario Continuité	Scénario Transition	Scénario Rupture
Climat	Scénario GIEC	RCP 8.5	RCP 4.5	RCP 4.5	RCP 8.5
Démographie	Nombre d'habitants	71 millions	71 millions	71 millions	73 millions
Économie	Taux de croissance moyen du PIB	0%	1,3%	1,3%	1,7%
Efficacité énergétique	Nombre de rénovations annuelles moyennes entre 2015 et 2050	400 000	657 000	657 000	657 000
Efficacité énergétique	Réduction de consommation unitaire des équipements	-25 %	-30 %	-30 %	-25 %
Sobriété énergétique	Facteur d'amplification des évolutions tendanciennes du taux d'utilisation de chaque équipement électrique dans le résidentiel	0	0	2	1
Efficacité énergétique	Surplus d'efficacité énergétique dans l'industrie sur la demande totale d'électricité annuelle par branche	20 %	40 %	40 %	20 %
Tertiaire	Indice d'évolution moyen de la consommation par employé du secteur tertiaire entre 2015 et 2050	1,06	1,06	0,92	1,06
Usages électriques	Taux d'électrification des modes de chauffage dans le résidentiel	37 %	50 %	50 %	50 %
Usages électriques	Taux d'électrification des modes de cuisson dans le résidentiel	30 %	60 %	60 %	60 %
Véhicules Électriques	Taux d'électrification du parc automobile	33 %	81 %	81 %	81 %
Véhicules Électriques	Efficacité kilométrique du parc roulant	13 kWh/100 km	13 kWh/100 km	13 kWh/100 km	18 kWh/100 km
Énergies renouvelables	Parc de production éolien raccordé au réseau de distribution	38 GW	38 GW	43 GW	43 GW
Énergies renouvelables	Parc de production solaire au sol raccordé au réseau de distribution	36 GW	36 GW	90 GW	116 GW
Énergies renouvelables	Parc de production solaire en toiture raccordé au réseau de distribution	12 GW	12 GW	47 GW	116 GW

Renouvelables : facteurs de développement corrélés avec leur développement à l'échelle communale

Les facteurs pour lesquels des corrélations significatives ont été trouvées avec le développement local du photovoltaïque, en toiture et au sol, et de l'éolien terrestre sont présentés dans les tableaux ci-dessous. Ils ont été établis grâce à l'analyse des données communales de l'ensemble du périmètre Enedis depuis plus d'une décennie. Ils permettent de reconstituer a posteriori le développement de chacune de ces filières renouvelables dans chaque commune, mais aussi, en scénarisant l'évolution de ces facteurs, de réaliser des prévisions locales.

Ces facteurs sont variés dans leur nature et leur impact: nationaux ou locaux, favorables ou défavorables, et plus ou moins variables dans le temps. Ils permettent notamment de tenir compte et de quantifier les différents niveaux d'acceptabilité des territoires en matière de production renouvelable.

Par ailleurs, et en plus des facteurs extérieurs, Enedis a tenu compte et modélisé les effets d'entraînement, ou au contraire de saturation, du développement local de chaque type de renouvelable. Pour cela, Enedis a tenu compte de facteurs dits endogènes, c'est-à-dire de la corrélation locale entre le volume de chaque renouvelable à une année donnée avec celui de l'année précédente. Il se trouve que le coefficient de corrélation est positif avec le volume précédent, mais négatif avec le volume précédent élevé au carré. Cela permet de modéliser les effets d'entraînement, lorsque les volumes sont encore relativement bas, des effets de saturation, lorsque les volumes commencent à être relativement hauts. En matière de prévision locale, ce type d'approche limite le risque d'aboutir à des trajectoires irréalistes.

Photovoltaïque en toiture (réseau BT)	Facteurs nationaux	Facteurs locaux
Facteurs favorables	<ul style="list-style-type: none"> - Rentabilité d'un dispositif d'autoconsommation - Niveau du tarif d'achat de l'électricité produite 	<ul style="list-style-type: none"> - Ensoleillement - Superficie - Surface de toitures - Population - Proportion de logement en maison - Prix du foncier [pour les sites de moins de 36 kW] - Nombre d'exploitations agricoles - Surface agricole - Territoire agricole dominé la culture des fruits
Facteurs défavorables	<ul style="list-style-type: none"> - Coût des panneaux photovoltaïque 	<ul style="list-style-type: none"> - Altitude - Densité de grappe - Proportion de résidences secondaires - Prix du foncier [pour les sites de plus de 36 kW] - Territoire agricole dominé par la viticulture
Photovoltaïque au sol (réseau HTA)	Facteurs nationaux	Facteurs locaux
Facteurs favorables	<ul style="list-style-type: none"> - Subventions collectées par la filière (ex-CSPE) 	<ul style="list-style-type: none"> - Ensoleillement - Population - Proportion de logement en maison - Territoire agricole dominé par des filières d'élevage, de grandes cultures ou de fruits
Facteurs défavorables		<ul style="list-style-type: none"> - Altitude - Proportion de résidences secondaires - Surface agricole - Territoire agricole dominé par la viticulture, les céréales ou la polyculture
Éolien terrestre (réseau HTA)	Facteurs nationaux	Facteurs locaux
Facteurs favorables	<ul style="list-style-type: none"> - Subventions collectées par la filière (ex-CSPE) 	<ul style="list-style-type: none"> - Vitesse moyenne du vent - Altitude - Surface agricole - Territoire agricole dominé par la filière des cultures générales
Facteurs défavorables		<ul style="list-style-type: none"> - Densité de grappe - Proportion de résidences secondaires - Prix du foncier - Nombre d'exploitations agricoles - Territoire agricole dominé par l'élevage de bovins

Le périmètre Enedis

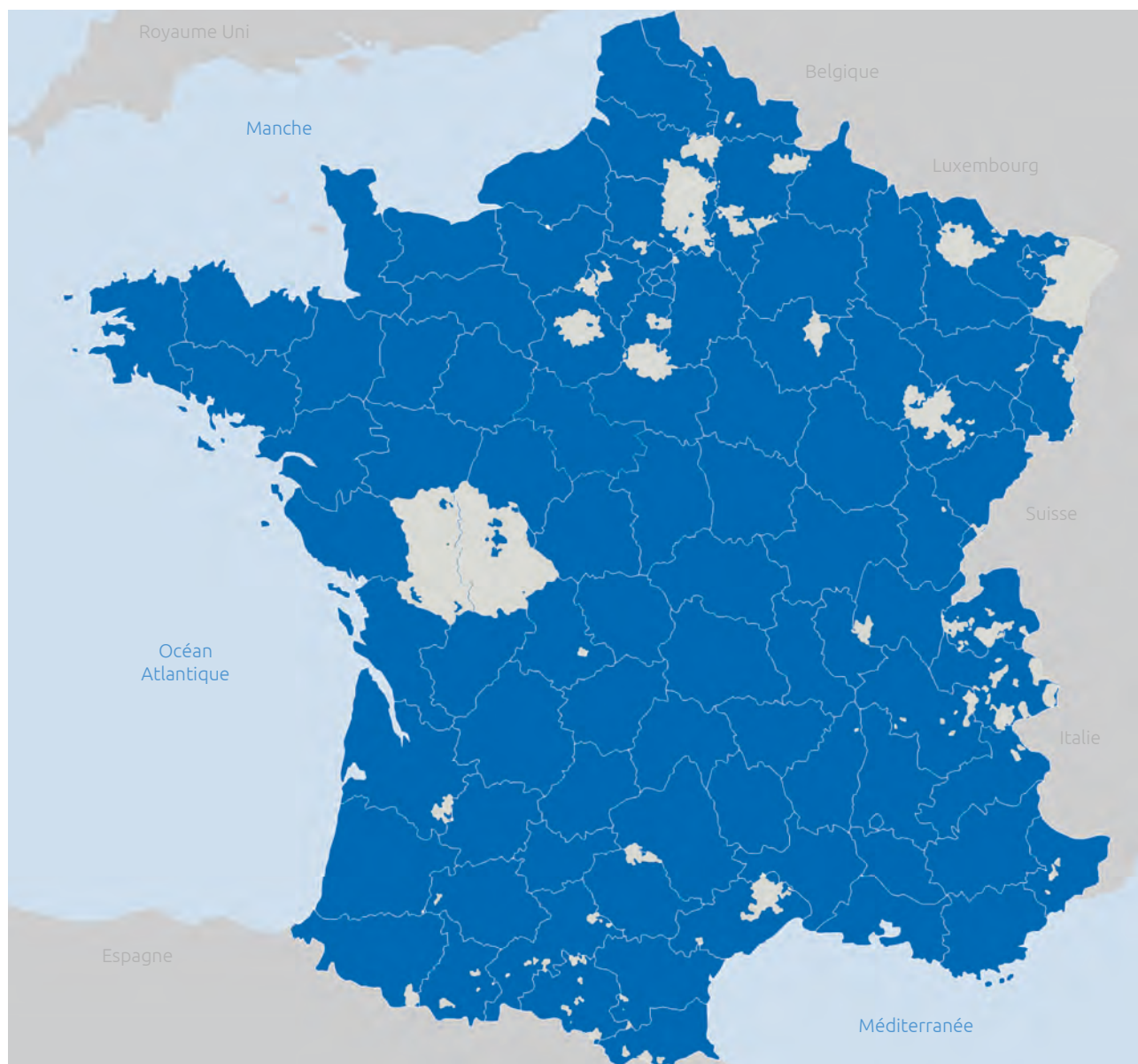


Tableau 4 : Carte des territoires où Enedis assure la gestion du réseau public de distribution (bleu)

Enedis est une entreprise de service public,
gestionnaire du réseau de distribution d'électricité.
Elle intervient sur 95% du territoire, en France métropolitaine (hors Corse).
Elle développe, exploite, modernise le réseau électrique et gère les données associées.
Elle réalise les raccordements, le dépannage 24 h/24, le relevé des compteurs
et toutes les interventions techniques.
Elle est indépendante des fournisseurs d'énergie qui sont chargés de la vente
et de la gestion du contrat de fourniture d'électricité.

Retrouvez-nous sur Internet



enedis.fr



[enedis.officiel](https://www.facebook.com/enedis.officiel)



[@enedis](https://twitter.com/enedis)



[enedis.officiel](https://www.youtube.com/enedis.officiel)