

L'électricité de la production à la consommation

pour
les nuls



Enguérand Renault



**Son histoire. Son organisation. Son fonctionnement.
Ses grands enjeux environnementaux.**

Enguérand Renault



L'électricité, de la production à la consommation

**pour
les nuls**

FIRST
ÉDITIONS

© Éditions First, un département d'Édi8, 2023.

Publié en accord avec John Wiley & Sons, Inc.

« Pour les nuls » est une marque déposée de John Wiley & Sons, Inc.

« For Dummies » est une marque déposée de John Wiley & Sons, Inc.

ISBN : 9782412078389

Dépôt légal : mars 2023

Directrice du développement éditorial et des partenariats :
Corinne Tran

Directrice éditoriale des partenariats : Véronique Chanson

Responsable éditoriale des partenariats : Delphine Depras

Responsable commerciale des partenariats : Isabelle Labarde

Lecture : Marie Minuit

Correction : Sylvie Rabuel

Mise en page : Stéphane Angot

Illustrations d'ouverture des parties : Stéphane Martinez

Autres illustrations : Julien Gremaud - © RTE ; à l'exception de
l'image de la p.167 : © [Freepik.com](https://www.freepik.com)

Infographies : Stéphane Vrielinck - © RTE

Éditions First, un département d'Édi8

92, avenue de France

75013 Paris – France

Tél. : 01 44 16 09 00

Fax : 01 44 16 09 01

E-mail : firstinfo@efirst.com

Site Internet : www.pourlesnuls.fr

Tous droits réservés. Toute reproduction, même partielle, du contenu, de la couverture ou des icônes, par quelque procédé que ce soit (électronique, photocopie, bande magnétique ou autre) est interdite sans autorisation par écrit des Éditions First.

Le Code de la propriété intellectuelle interdit les copies ou reproductions destinées à une utilisation collective. Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite par quelque procédé que ce soit, sans le consentement de l'Auteur ou de ses ayants cause est illicite et constitue une contrefaçon sanctionnée par les articles L335-2 et suivants du Code de la propriété intellectuelle.

Ce livre numérique a été converti initialement au format EPUB par Isako www.isako.com à partir de l'édition papier du même ouvrage.

À propos de l'auteur

Enguérand Renault est consultant. Il a pendant quinze ans été rédacteur en chef médias et technologies au *Figaro*, après avoir travaillé au sein du quotidien *Les Échos* de 2000 à 2007 et au *Monde* de 1997 à 2000. Il enseigne à Sciences Po.

Il a également été chroniqueur média sur France Info de 2014 à 2021 et sur France Culture de 2006 à 2012.

Introduction

Un soir d'hiver, en rentrant à la maison, vous rangez votre véhicule électrique au garage et prenez soin de le brancher afin de recharger la batterie. Chez vous, une douce chaleur vous accueille, qui contraste avec le froid mordant du dehors. Vous branchez machinalement votre smartphone sur son chargeur et ouvrez le frigo. Deux de vos enfants sont penchés sur leur ordinateur tandis que le troisième joue sur une console. Une soirée calme, dans un univers enveloppant : celui du confort électrique.

Dans nos pays modernes, ces dernières décennies, l'électricité apparaissait comme une énergie abondante et peu onéreuse. Mais le déclenchement de la guerre en Ukraine, en février 2022, faisant suite à une crise sanitaire mondiale, a entraîné une crise énergétique comparable dans son ampleur au premier choc pétrolier de 1973. En Europe, le prix du gaz a bondi de plus de 300 % et, entre août 2021 et août 2022, le prix de l'électricité sur le marché de gros a été multiplié par plus de dix ! Les consommateurs ont subitement pris conscience de la fragilité du système et de la nécessité d'être plus économes dans leur consommation énergétique.

Car, pour fournir cette énergie électrique à nos appareils ménagers, notre chauffage et nos véhicules à batteries, il faut des moyens de production et un système extrêmement complexes et robustes. L'électricité produite par une centrale nucléaire ou un champ d'éoliennes passe par un réseau de transport

puis par un réseau de distribution pour arriver jusqu'à notre foyer et, par l'intermédiaire du compteur, alimenter enfin nos prises de courant.

Peut-être aurez-vous du mal à le croire, mais l'histoire et le fonctionnement quotidien de ce système électrique sont aussi palpitants que la série que, peut-être, vous vous apprêtez à visionner sur Netflix !

Au début du xx^e siècle, la Belle Époque célébrait les bienfaits de la toute nouvelle Fée Électricité et Paris était baptisée la « Ville Lumière ». Des centaines d'entreprises ont développé la production, le transport et la distribution d'électricité, souvent sous le régime de la « concession de service public ». À la veille de la Seconde Guerre mondiale, 97 % des communes françaises avaient accès à l'électricité, même si 2,5 millions de Français en étaient encore privés.

En 1946, sur les décombres d'un pays en ruine, le gouvernement regroupait les 1 400 concessionnaires privés au sein d'Électricité de France (EDF), un monopole d'État. Sous l'impulsion de l'État, EDF a lancé un vaste chantier de reconstruction et d'électrification du territoire français, accompagnant ainsi le développement de la société de consommation et l'aisance économique des fameuses Trente Glorieuses.

Depuis vingt ans, l'Europe mène une politique d'ouverture à la concurrence de tous les monopoles nationaux. EDF a vu arriver de nombreux fournisseurs « alternatifs » ainsi que des producteurs indépendants qui ont cru très tôt au potentiel des énergies renouvelables. S'ils animent la concurrence et contribuent à la diversification de notre production, ils ne doivent en aucun cas altérer la fiabilité du réseau, sous peine de pénaliser les consommateurs.

Dispenser une énergie électrique fiable en permanence, de façon sécurisée et illimitée, a mobilisé des générations d'ingénieurs, de techniciens et d'ouvriers tels que les « lignards », qui assemblent et réparent les milliers de kilomètres de lignes à haute tension, afin de bâtir un réseau électrique robuste et performant.

En l'absence de solution de stockage massif de l'électricité, le système doit équilibrer à tout moment la production et la consommation. Il doit être capable de faire face à un pic de consommation durant les journées les plus froides de l'hiver comme à un creux lors des soirées d'été.

Le pilotage d'un réseau électrique est donc extrêmement complexe. Il dépend d'un très grand nombre de paramètres. Il faut les surveiller attentivement pour éviter qu'un léger incident sur l'un des points de ce vaste réseau entraîne des accidents en cascade qui conduiraient à un écroulement du système, plongeant les habitants d'une ville, d'une région ou d'un pays dans un black-out géant.

L'histoire de ce réseau est aussi notre histoire. Celle d'une société qui doit aujourd'hui se poser la question de l'urgence climatique et adapter son mode de vie et ses pratiques de consommation pour préserver les générations à venir. Notre société doit devenir plus respectueuse de l'environnement sans revenir sur les bienfaits de la société de consommation ni devoir sacrifier son niveau de vie.

La COP 21 qui s'est tenue à Paris en 2015 a débouché sur le fameux accord international sur le climat. Les pays signataires ont pris des engagements très contraignants pour éviter une trop grande élévation des températures sur l'ensemble de la planète. Ces

engagements se traduisent aujourd'hui en France par des décisions politiques et stratégiques majeures pour mettre en place un système de production d'énergies décarbonées et renouvelables.

L'objectif affiché de l'État français est que notre pays devienne « neutre en carbone » d'ici à 2050. Concrètement, cela veut dire qu'il faut renoncer à utiliser les énergies fossiles telles que le charbon, le pétrole ou le gaz naturel. Aux côtés des bioénergies, l'électricité jouera un rôle majeur dans cette transition énergétique.

À travers cette transition écologique, c'est aussi la souveraineté énergétique française qui est en jeu, dans un contexte de tensions géopolitiques qu'illustre la guerre en Ukraine.

Notre pays a déjà connu plusieurs transitions énergétiques. Au début du xx^e siècle, l'électricité a remplacé le pétrole et le gaz de ville pour l'éclairage. Les centrales électriques au charbon et au fioul ont laissé place au nucléaire au milieu des années 1970. Depuis vingt ans, les énergies renouvelables prennent une place croissante dans notre mix énergétique. Ce changement majeur a déjà des conséquences importantes sur l'organisation du système électrique.

Comme dans les années 1970, l'État va déployer un arsenal de mesures en faveur d'une plus grande sobriété énergétique. Les Français seront incités à utiliser des énergies décarbonées dans le transport ou le chauffage en lieu et place des énergies fossiles.

Les citoyens doivent comprendre les enjeux de la transition énergétique, la complexité de sa mise en place, ses conséquences sur le système électrique et les nouvelles formes de consommation d'énergie. L'utilisateur

des années 1980 va laisser place à un acteur engagé dans la construction d'un nouveau monde énergétique pour réduire le réchauffement climatique et accroître la souveraineté énergétique du pays. Cet ouvrage aimerait modestement l'éclairer dans ses choix et sur ses responsabilités.

Pourquoi ce livre ?

Ce livre est destiné à expliquer au plus grand nombre le rôle joué par le système électrique dans notre société. La publication du livre correspond à un moment charnière, celui de la transition énergétique qui fera passer la France d'une société carbonée à une société neutre en carbone en 2050. Le système électrique est l'un des éléments centraux de cette transition.

Comment ce livre est organisé

Ce livre est découpé en six parties qui permettent de comprendre le fonctionnement de l'électricité, de la création du système électrique d'hier à celui de demain.

Première partie : Un siècle et demi d'histoire de l'électricité

L'histoire de l'électrification de la France, des premières centrales à charbon et hydroélectriques, à l'électrification de tous les foyers. Cette histoire est marquée par la nationalisation du secteur en 1946 et la création d'EDF. Elle l'est aussi par la crise énergétique de 1973, qui a conduit la France à miser sur le tout-nucléaire. Le début des années 2000 s'est caractérisé par l'ouverture du marché à la concurrence et le

démarrage difficile des énergies renouvelables. Aujourd'hui, nous vivons une nouvelle crise, liée notamment à un manque de moyens de production d'électricité en France.

Deuxième partie : L'Europe de l'électricité

L'interconnexion des réseaux électriques des pays européens a permis la stabilisation du système par la mise en commun des électrons. Avec le Green Deal, l'Europe lance un plan ambitieux de transition vers les énergies renouvelables. La crise énergétique de 2022 pose de nouvelles questions au fonctionnement de l'Europe électrique.

Troisième partie : La consommation et la production d'électricité

À tout moment, le système électrique doit être parfaitement équilibré entre la consommation et la production d'électricité. La consommation varie dans le temps en fonction de différents paramètres, notamment les conditions météorologiques et l'environnement économique. La crise du Covid a évidemment eu un impact majeur sur la consommation. La production d'électricité dépend de nombreuses sources d'énergie comme le nucléaire ou les énergies renouvelables.

Quatrième partie : Les réseaux de transport et de distribution

Entre les centrales électriques et les consommateurs, le réseau électrique assure à la fois l'alimentation en électricité et la stabilité du système. Le réseau de transport à haute tension est confié à RTE et le réseau de distribution à Enedis et aux entreprises de distribution locales. Chacun a un rôle très précis.

Cinquième partie : L'équilibre du système électrique

À chaque instant, le système électrique doit être parfaitement équilibré afin d'éviter toute coupure de courant. Plongée dans un système extrêmement complexe qui mobilise minute par minute l'attention de tous les acteurs du système. Récit des « black out » les plus impressionnants de l'histoire.

Sixième partie : La partie des Dix

Les dix grands noms de l'électricité. Les dix gestes pour économiser l'électricité. Les dix objectifs de la transition énergétique.

Les icônes de ce livre

Au fil de l'ouvrage, nous avons ajouté au texte principal des informations supplémentaires en les signalant à l'aide de quatre icônes. Ce livre devrait ainsi toujours rester compréhensible, même si vous l'écrémuez en sautant les passages balisés par ces icônes, mais il vous procurera davantage d'agrément de lecture si vous les lisez.



Un détail, une information, une précision vient apporter un éclairage sur le propos qui est développé.



Des pourcentages, des taux, des chiffres qui permettent de préciser un propos.



Un point qui demande un développement un peu pointu est expliqué en marge du texte.



Focus sur un événement remarquable ou un acteur important.

Par où commencer ?

L'histoire du réseau électrique est un récit passionnant qui mêle évolutions technologiques, grandes décisions politiques et transformations sociales. C'est plus de cent cinquante ans de l'histoire de France.

Partie 1

Un siècle et demi d'histoire de l'électricité



Dans cette partie...

Commençons par explorer l'histoire de l'électrification de la France, qui a débuté à la fin du XIX^e siècle, des premières expérimentations jusqu'aux débats actuels sur la transition énergétique. L'arrivée de l'électricité a progressivement modifié la façon de vivre des Français dans leur logement, leurs déplacements, mais aussi sur leur lieu de travail. En un peu plus d'un siècle, des ingénieurs et des techniciens ont construit à la fois des centrales produisant l'électricité et un réseau pour transporter cette énergie en tous les points du territoire. Tous les cinquante ans environ, notre système électrique a connu des mutations majeures.

DANS CE CHAPITRE

Les premiers usages de cette nouvelle invention

•

L'enjeu du transport de l'électricité

•

La création et l'interconnexion des réseaux

Chapitre 1

Le temps des pionniers

À la fin du ^{xix}^e siècle, plusieurs inventeurs, dont Thomas Edison et Nikola Tesla (voir [chapitre 22](#) « Dix grands noms de l'électricité »), ont posé les bases de l'utilisation à grande échelle d'une nouvelle source d'énergie, l'électricité, qui a permis de lancer la deuxième révolution industrielle. Entre la Première et la Seconde Guerre mondiale, de nombreuses entreprises ont déployé des centrales électriques pour produire cette énergie, et des réseaux pour la transporter et la distribuer sur tous les territoires.

L'histoire de l'électricité est celle d'une énergie naturelle domestiquée par la science au profit du développement de la société. Après quelques décennies où l'électrostatique a été un simple amusement de salon, les pionniers lui ont assigné, dans la seconde moitié du ^{xix}^e siècle, le rôle de moteur du développement industriel, et ont consacré l'électricité comme le symbole d'une certaine modernité. Juste après la

Seconde Guerre mondiale, l'électricité a été, entre les mains de l'État, un élément clé du redressement du pays. Un des objectifs des gouvernements successifs a été de fournir de l'électricité à tous afin de construire une nouvelle ère de prospérité. Après le choc pétrolier de 1973, le développement de l'électricité d'origine nucléaire a permis d'assurer l'indépendance énergétique du pays. Aujourd'hui, la transition écologique vers une société utilisant une électricité décarbonée est une préoccupation majeure. Cela nécessite notamment de repenser le système électrique en accordant une place importante aux énergies renouvelables et d'accroître la maîtrise de la consommation.



L'électricité obéit à plusieurs critères, mesurables de la manière suivante :

- Le **volt** (V) est l'unité de mesure de la **tension** électrique dans un circuit entre un point A et un point B. Le courant électrique est un déplacement d'électrons. Pour les faire se déplacer, il faut qu'un générateur de courant crée un déséquilibre de charge. Ce déséquilibre est appelé « tension électrique ». Le volt doit son nom à Alessandro Volta, inventeur de la pile électrique (voir [chapitre 22](#) « Dix grands noms de l'électricité »).
- L'**ampère** (A) est l'unité de mesure de l'**intensité** d'un courant électrique, c'est-à-dire du flux d'électrons dans un conducteur. L'intensité peut être comparée à un débit d'eau. L'ampère doit son nom à André-Marie Ampère, inventeur de l'électro-aimant (voir [chapitre 22](#) « Dix grands noms de l'électricité »).

- Le **watt** (W) est l'unité de mesure de la **puissance électrique** délivrée par un système. La quantité d'énergie correspondant à la fourniture de 1 watt pendant 1 heure est donc 1 wattheure. Il doit son nom à James Watt, à l'origine du développement de la machine à vapeur (voir [chapitre 22](#) « Dix grands noms de l'électricité »).
- La **puissance électrique** est égale à la **tension multipliée par l'intensité**. Si on prend l'image d'un jet d'eau, la puissance électrique serait l'équivalent de la pression dans le tuyau quand le robinet est fermé (tension) multipliée par le débit d'eau quand le robinet est ouvert (intensité).

1870-1890 : les années d'innovation

Si les manifestations naturelles de l'électricité comme la foudre fascinent les hommes depuis l'Antiquité, c'est l'invention de la pile électrique, première source d'énergie en courant continu, par Alessandro Volta en 1799, qui lance la production et l'utilisation de cette nouvelle source d'énergie.

Presque quarante ans plus tard, les premiers trains électriques voient le jour (en 1837 précisément) à Aberdeen, en Écosse, et les premières voitures électriques arrivent vers 1880. Mais c'est l'ingénieur américain Thomas Edison, inventeur de la lampe électrique à incandescence en 1879, qui lance véritablement l'histoire industrielle de l'électricité. Il crée la même année à New York le premier réseau électrique alimenté par une centrale de faible puissance (30 kW) et un réseau de distribution à 110 V en courant continu.



Jules Verne était fasciné par l'**électricité** ! Comme tout homme de la fin du ^{xix}^e siècle, le grand romancier de l'anticipation était fasciné par l'irruption de l'électricité dans la société française. Mais à quelques années d'écart, son sentiment a radicalement changé.

En 1860, dans un roman de jeunesse intitulé *Paris au ^{xx}^e siècle*, il décrit le quotidien d'un jeune homme, Michel, dans le Paris imaginé des années 1960. L'électricité y règne en maître, mais cette technologie est selon Jules Verne un véritable facteur de déshumanisation de la société et signe la mort de l'art. Une dystopie avant l'heure ! Ce roman, refusé par l'éditeur Hetzel, ne sera finalement publié qu'en 1994 par Hachette et le Cherche-Midi.

Quelques années plus tard, en 1869-1870, le grand écrivain signe l'un de ses chefs-d'œuvre, *Vingt Mille Lieues sous les mers*, dans lequel le capitaine Nemo dresse l'éloge de l'électricité qui fait fonctionner son sous-marin, le *Nautilus*.

Le passage au courant alternatif

Les ingénieurs de l'époque s'aperçoivent vite que la question des « pertes en ligne » limite l'utilisation du courant continu dans un faible rayon autour de la centrale. Afin de transporter l'électricité sur une plus longue distance, il faudrait pouvoir, à volonté, augmenter sa tension puis la rabaisser à des valeurs compatibles avec les appareils domestiques...

Il faut pour cela attendre l'invention du courant alternatif et des transformateurs par Lucien Gaulard et John Dixon Gibbs. En 1883, ils réussissent à transporter

l'électricité sur une distance de 40 km en l'élevant à 2 000 V.

Dans une bataille restée célèbre, les opposant notamment à Thomas Edison, Nikola Tesla et George Westinghouse parviennent ensuite à imposer le courant alternatif et construisent les premières infrastructures de distribution électrique. Les grandes métropoles comme New York et Paris peuvent ainsi, grâce à l'électricité, devenir des symboles de la nouvelle civilisation industrielle et moderne.

La deuxième révolution industrielle

L'électricité s'impose rapidement en Europe et aux États-Unis. Elle est à l'origine de la deuxième révolution industrielle, après celle de la vapeur, au début du XIX^e siècle, qui a permis de développer l'industrie textile et le chemin de fer.

Dès 1888 apparaissent les premiers compteurs électriques permettant de mesurer et donc de facturer la consommation d'électricité. Cette nouvelle énergie peut désormais entrer de plain-pied dans la société marchande. Elle contribuera à la développer nettement.

Grâce à l'électricité, le monde se convertit à l'industrie, à la chimie, au cinéma, ou encore au téléphone. En 1899, la voiture électrique « Jamais contente » bat le record mondial de vitesse d'un véhicule sur route en atteignant les 100 km/h ! En 1907, plus d'un tiers des voitures produites aux États-Unis sont électriques. Des villes comme Paris, Londres, New York s'illuminent et affirment leur puissance lors des expositions universelles. L'apparition des ascenseurs permet la construction de gratte-ciel. La Fée Électricité éclaire les

nuits de la Belle Époque passées au théâtre, dans les bals ou dans les cafés.



KWh ou kW/h ? Si la vitesse d'une voiture s'exprime bien en kilomètres par heure (km/h), une consommation d'électricité s'exprime en revanche en kilowattheures (kWh), correspondant à la consommation d'électricité de 1 kilowatt pendant 1 heure... La puissance d'un appareil électrique, c'est donc un peu sa « vitesse électrique », le nombre de kilowattheures qu'il consomme... par heure !

Entre la production et la consommation, le transport

Pour s'imposer comme source d'énergie dans ce nouveau monde qui célèbre la vitesse et la productivité, l'électricité a dû démontrer qu'elle était capable d'être transportée. C'est ce qui lui permettra de supplanter définitivement la vapeur, dont la puissance motrice doit être couplée avec son unité de production.

Transporter cette nouvelle énergie, c'est tout l'enjeu et toute l'histoire du système électrique.

Dès 1891, en Allemagne, une première ligne électrique est tirée entre une centrale hydroélectrique située à Lauffen, sur le Neckar, et Francfort, distante de 175 km. La modernité enivre quelques capitales, mais il faut encore la diffuser à l'ensemble des territoires. Au début du xx^e siècle, seules 7 000 communes françaises sont électrifiées.

Des réseaux locaux sans interconnexion

En France, jusqu'à la Première Guerre mondiale, les premiers réseaux électriques se développent localement autour des centrales thermiques et hydrauliques. Les premières régions électrifiées sont donc les bassins houillers du Nord et de l'Est, alimentés par des centrales à charbon, et les vallées de montagne des Alpes, des Pyrénées ou du Massif central, alimentées par des barrages hydroélectriques, une source d'énergie baptisée la « houille blanche ».

La métropole parisienne, pour sa part, est alimentée par de grandes centrales thermiques au charbon implantées en périphérie de la ville. Cette production locale permet à la population de s'éclairer, se divertir, se déplacer et de travailler dans de nombreuses industries dont celle, naissante, de l'automobile, à Paris intra-muros ou dans la banlieue est.

La France électrique est coupée en trois réseaux, qui ne sont pas connectés, et de vastes régions comme l'Ouest ou le Centre ne sont pas électrifiées. Ces régions sont donc tenues à l'écart de la modernité et de l'industrialisation. Une « fracture énergétique » et économique menace le pays.

L'État fait appel à l'initiative privée, et des centaines de concessions locales pour la production et la distribution d'électricité se développent à travers le pays par « plaques » : la France électrique de l'entre-deux-guerres est encore un véritable patchwork. L'unification viendra d'autres transporteurs : les chemins de fer.

Le rôle central des compagnies de chemin de fer

Alors que le gouvernement français a décidé, dès 1879, d'imposer le chemin de fer sur l'ensemble du territoire

français, avec un réseau en étoile dont le point central est Paris, et un maillage secondaire extrêmement dense, le réseau électrique est totalement décentralisé, non maillé.

Les deux leviers de la modernité et du développement économique – le train et l'électricité – ne peuvent pas travailler ensemble. Or, les grandes compagnies de chemin de fer comme celle de Paris-Orléans ou la Compagnie du Midi désirent électrifier leurs lignes. Ce qui est impossible, car il n'existe pas de réseaux électriques partant de Paris et rejoignant toutes les villes de France. Pour y remédier, ces deux compagnies joueront un grand rôle dans le développement d'un réseau électrique national et maillé.

Tout au long des années 1920 et 1930, le grand enjeu sera de relier les très nombreux réseaux électriques locaux, ce qui est pratiquement fait en 1938, à la veille de la Seconde Guerre mondiale. Les réseaux locaux sont alors connectés par les premières lignes à haute tension de 220 000 V.



Sous l'impulsion de la Compagnie des chemins de fer du Midi, en 1922, cinq producteurs d'électricité s'unissent au sein de l'Union des producteurs d'électricité des Pyrénées occidentales (Upepo). L'enjeu est d'exporter le surplus de production d'une région riche en barrages hydroélectriques (200 millions de kilowattheures) vers des consommateurs d'autres régions dépourvues de moyens de production.

L'Upepo coordonnera la production, le transport grâce à un réseau à 150 000 V, la distribution et la commercialisation de l'électricité. À la veille de la nationalisation et de la création d'EDF, en 1946, l'Upepo rassemblera 18 adhérents et 52 centrales produisant chaque année 2 TWh (milliards de kilowattheures), à

comparer à la production nationale actuelle de quelque 500 TWh par an.

Relier le Massif central à Paris

C'est sous l'impulsion de la compagnie Paris-Orléans que la première connexion entre une centrale hydroélectrique du Massif central et Paris est amorcée, en 1927, avec une ligne à 90 000 V qui sera poussée à 220 000 V en 1932. La capitale est enfin alimentée par la « houille blanche », ce qui permet aux voyageurs de circuler en train électrique de Paris à Toulouse.

Dans l'entre-deux-guerres, huit groupes régionaux d'interconnexion coexistent. Celui du Sud-Ouest, l'Upepo, est le mieux organisé, suivi de peu par celui reliant le Massif central à Paris. La première salle de dispatching des réseaux a vu le jour rue de Messine, à Paris, dans le VIII^e arrondissement. Les autres groupes – Sud-Est, Bourgogne, Centre, Est, Nord et Ouest – sont moins bien organisés.

Mais le mouvement est lancé. Tout au long des années 1930, les ingénieurs français seront animés par la « mystique de l'interconnexion ». Le réseau de haute et très haute tension de l'époque (110 000 à 220 000 V) passera de 899 km en 1923 à 12 403 km en 1945.

Relier la France à la Suisse et à l'Allemagne

Les premières interconnexions internationales ont été très limitées du fait d'une grande méfiance politique. Un débat a animé la société française, prompt à condamner idéologiquement tout transfert international de l'énergie produite en France. Toutefois,

de rares liaisons ont été lancées entre la France et la Suisse – grande productrice d'électricité d'origine hydraulique – et entre la France et l'Allemagne, le puissant voisin industriel. En 1939, ces interconnexions ne représentent toutefois que 5 % des besoins électriques de la France.

DANS CE CHAPITRE

Offrir l'électricité à tous les Français

•
La nationalisation des outils de production et de distribution

•
Le pari du nucléaire

Chapitre 2 L'ère du monopole

Au sortir de la Seconde Guerre mondiale, le système électrique français est pratiquement ruiné. Le gouvernement de coalition décide de nationaliser le secteur en créant EDF afin de reconstruire un système électrique unifié. L'objectif est d'électrifier chaque foyer. La France assure ainsi son indépendance énergétique.

Après la victoire de 1945, le gouvernement de coalition formé entre gaullistes et communistes entreprend de mener à bien le programme du Comité national de la Résistance (CNR). Celui-ci prévoit notamment la nationalisation des entreprises du secteur de l'énergie. À la Libération, le pays présente une infrastructure électrique totalement désorganisée. S'ensuivront de graves pénuries d'énergie électrique qui dureront jusqu'au début des années 1950. Les Français ayant vécu cette époque se souviennent de fréquentes coupures de courant.

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 nationalise toutes les sociétés d'électricité et de gaz. C'est le communiste Marcel Paul (voir [chapitre 22](#) « Dix grands noms de l'électricité »), ministre de la Production industrielle du général de Gaulle, qui porte la loi de nationalisation. À l'Assemblée nationale, les débats sont très animés. Si un consensus se dégage pour la nationalisation des outils de production et du réseau de transport, la question de la nationalisation de la distribution reste sensible : elle vide de son sens le système des concessions attribuées par les communes. Marcel Paul imposera sa vision d'un véritable monopole d'État intégré, des centrales en amont jusqu'à la distribution de l'énergie aux particuliers en aval : seules quelques régies publiques locales de distribution y échapperont.

Les cinquante années qui suivent verront le système électrique se transformer à l'ère du monopole d'EDF.

La loi de 1946 et la création d'EDF

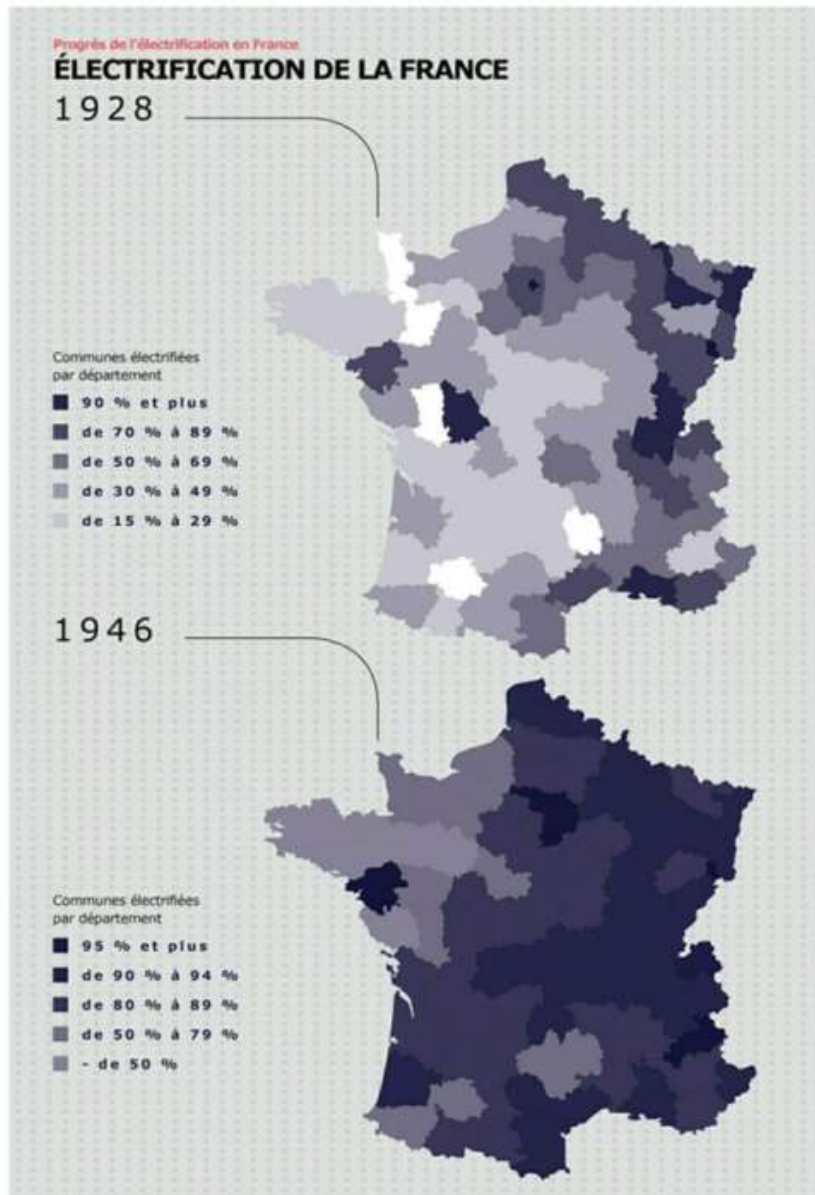
À la veille de la nationalisation, environ 200 entreprises privées assurent la production d'électricité, une centaine gèrent le transport et plus de 1 000 entités se chargent de la distribution de l'électricité jusqu'au consommateur. En conséquence, les prix de l'électricité diffèrent selon les prestataires et les régions. L'objectif du gouvernement français est de fournir à tous ses habitants une électricité au même prix, comme c'est le cas avec le timbre-poste.

La loi de nationalisation porte l'ambition de créer un grand service public de l'énergie autour d'EDF pour l'électricité et de Gaz de France (GDF) pour le gaz, qui permettra à la France de mener une véritable politique de souveraineté énergétique. Elle établit la nationalisation de la production, du transport, de la distribution, de l'importation, de l'exportation et de la fourniture d'électricité et de gaz naturel.

La loi organise le dédommagement des quelque 1 450 propriétaires des entreprises nationalisées qui toucheront pendant cinquante ans un pourcentage des recettes d'exploitation des monopoles. Elle laisse toutefois leur indépendance aux 200 régies déjà publiques, les entreprises locales de distribution (ELD), dont l'une des plus importantes est Électricité de Strasbourg. Couvrant 5 % de la population, elles représentent alors également 5 % de la consommation nationale d'électricité. C'est toujours le cas aujourd'hui.

Surtout, la loi crée un tarif unique pour l'ensemble des consommateurs, quelles que soient leur localisation et la nature des centrales électriques qui les alimentent, selon le principe de la péréquation nationale des tarifs. Il s'agit de simplifier pour encourager l'utilisation de l'électricité.

Et il y a urgence ! En 1947, les Français ont l'une des consommations électriques annuelles les plus faibles des pays industrialisés avec 650 kWh par habitant contre 1 200 kWh pour la Grande-Bretagne, 1 500 kWh pour les États-Unis et 2 000 kWh pour la Suisse.



Pour reconstruire la France, ces nouveaux monopoles ont aussi, dans l'esprit du législateur, un double rôle social. Tout d'abord, apporter l'électricité à tous réduira les inégalités liées aux territoires. Ensuite, au sein même de la nouvelle entreprise EDF, le gouvernement veut promouvoir une nouvelle politique sociale avantageuse. La loi de 1946 accorde un pourcentage qui ne pourra être inférieur à 1 % des recettes d'exploitation des industries électriques et gazières de France (EDF et GDF) aux œuvres sociales des salariés.



Ancien résistant, membre du Parti communiste, Marcel Paul devient ministre de la Production industrielle en novembre 1945, dans le gouvernement de Gaulle. À cette date, la France fait face à de graves pénuries d'alimentation, de charbon, mais aussi d'électricité. Paris connaît alors chaque jour de très nombreuses coupures de courant. Le 7 décembre 1945, Marcel Paul présente

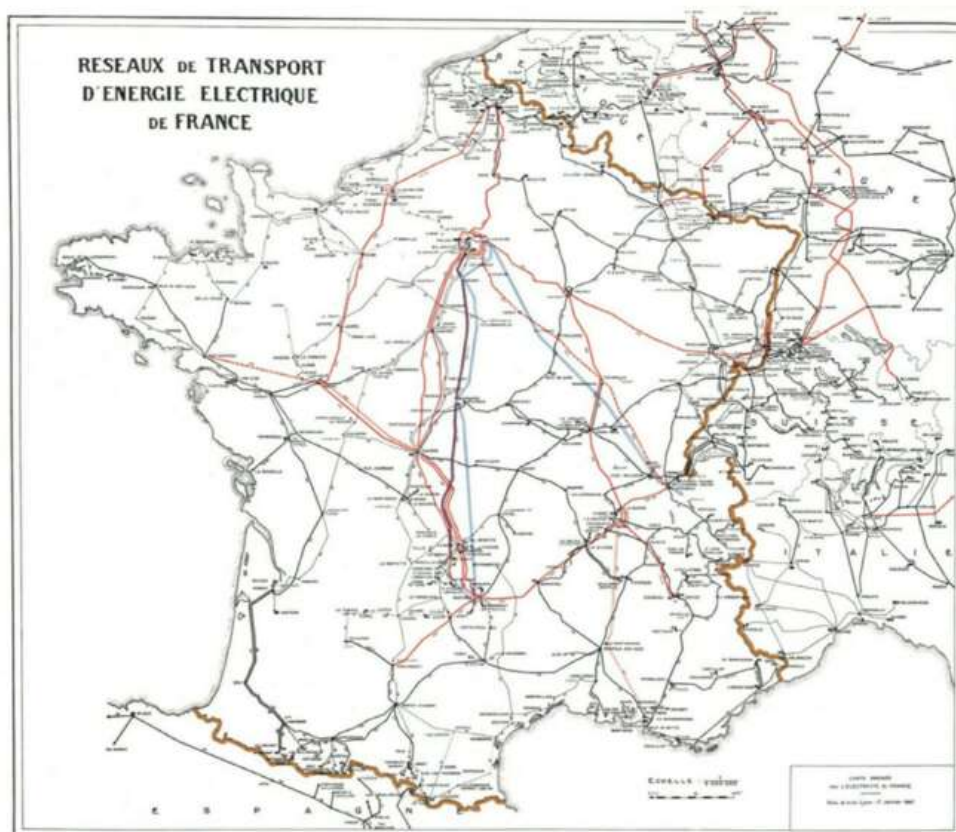
son projet de nationalisation du gaz et de l'électricité, une mesure inspirée du programme élaboré par le Conseil national de la Résistance. Le débat à l'Assemblée nationale est houleux, mais débouchera sur l'adoption de la loi du 8 avril 1946 créant EDF et GDF. Pierre Simon est alors désigné premier président d'EDF, tandis que Georges Reclus prend la tête de GDF.

1946-1965 : la phase de reconstruction

Dès sa création, la nouvelle entreprise EDF se mobilise sur tous les fronts et lance de très grands chantiers en partie financés grâce au plan Marshall octroyé par le gouvernement américain. En deux décennies, de nouvelles centrales hydroélectriques sortent de terre. Des retenues d'eau géantes noient certains villages dont les habitants seront relogés. Entre les années 1950 et 1960, EDF investit aussi massivement dans des centrales thermiques fonctionnant principalement au charbon puis au fioul.

En moins de vingt ans, la production d'électricité croît de 18,4 TWh/an en 1945 à 101 TWh/an en 1965, soit une multiplication par 5,6. La production d'hydroélectricité a été multipliée par près de 5 pour atteindre 46,5 TWh/an, tandis que les énergies fossiles assurent une production à peu près équivalente à partir de charbon (36 TWh/an) et de fioul (10 TWh/an).

Les autres filières de production restent embryonnaires. La France veut certes démontrer sa maîtrise de la technologie nucléaire et civile, avec la mise en service de la première centrale électrique nucléaire à Chinon en 1963, mais celle-ci ne produit que 1 TWh par an.



LÉGENDE — LIGNES

Tensions pour lesquelles les lignes sont prévues			400 kV	220 kV	100 a 150 kV	45 a 90 kV	Cas particulier des lignes 220 kV à 2 ternes transformables en lignes 400 kV à terre
Lignes prévues pour 1 terre	existantes						
	en construction						
	en projet	Projets en cours d'étude en vue d'une réalisation prochaine					
		Principaux projets envisagés ultérieurement					
Lignes prévues pour 2 ternes	existantes	avec 1 terre installé					
		avec 2 ternes installés					
	en construction						

							
	en projet	Projets en cours d'étude en vue d'une réalisation prochaine					
		Principaux projets envisagés ultérieurement					

CENTRALES & POSTES

Centrales			Postes		
Nature	Existantes	en construction ou en projet	Nature	Existantes	en construction ou en projet
Thermique			de transformation		
Hydraulique			d'aiguillage ou de sectionnement		

NOTA

- 1° Les centrales et les lignes de tensions comprises entre 45 & 90 kV ne sont figurées que lorsqu'elles jouent un rôle important dans l'interconnexion générale.
- 2° En regard de chaque ligne est indiquée la tension normale (kV) pour laquelle la ligne est prévue suivie de la tension actuelle d'exploitation (kV) si celle-ci est différente de la première.
- 3 *  Ligne 150kV démontée.

Évolution du réseau 400 KV

1946

Premiers projets
400 kV qui se
dessinent à l'horizon





Dans le même temps, EDF déploie un vaste réseau de transport à très haute tension – la première ligne de 400 000 V entrera en service en 1958. Des milliers de pylônes sont érigés, qui soutiennent des milliers de kilomètres de nouvelles lignes électriques. Il faut aussi mailler finement le territoire et raccorder une partie de la province, encore très rurale et tenue à l'écart de l'énergie électrique. Un véritable tissu de lignes à haute, moyenne et basse tension recouvre ainsi le territoire.



- Le **wattheure** (Wh) est une unité de mesure de l'énergie utilisée essentiellement pour l'électricité. Elle représente l'énergie fournie pendant 1 heure par une puissance de 1 watt.
- Le **kilowattheure** (kWh) est utilisé pour comptabiliser la consommation d'un foyer, d'une petite entreprise. Il correspond à 1 000 Wh.

- Le **mégawattheure** (MWh) correspond à 1 000 kWh ou 1 million de wattheures. Il est souvent utilisé pour exprimer les prix de l'électricité, en euros par mégawattheures.
- Le **gigawattheure** (GWh) correspond à un million de kilowattheures. Il est souvent utilisé pour comptabiliser la consommation d'une grande entreprise.
- Le **térawattheure** (TWh) correspond à un milliard de kilowattheures. Il est généralement utilisé pour comptabiliser la consommation d'une région ou d'un pays.

Le développement de la société de consommation

En fournissant une énergie abondante à un tarif unique, l'électricité a grandement participé aux fameuses Trente Glorieuses, période faste durant laquelle la France a connu un taux de croissance proche de 6 % par an en moyenne. La société de consommation se développe vite et séduit la génération des baby-boomers, née pendant ou juste après la guerre. EDF encourage les Français, à travers des campagnes de publicité, à s'équiper massivement de chauffages électriques, de chauffe-eau et d'appareils électroménagers (lave-linge, four, mixeur, téléviseur...).

Afin d'harmoniser le fonctionnement de tous ces appareils électriques et de réduire les pertes (voir [chapitre 12](#) « Qu'est-ce que l'effet Joule ? »), la loi du 21 décembre 1960 impose le passage du 110 au 220 V dans les foyers français.

Dans le même temps, l'industrie française connaît une période de très forte croissance portée par l'électrochimie, la chimie, le bâtiment et l'automobile. L'exode rural dépeuple les campagnes, et les jeunes se font massivement embaucher dans les usines concentrées autour des grands centres urbains. Conséquence de cette période d'euphorie économique, la consommation d'électricité double tous les dix ans entre les années 1950 et 1970. La France rejoint les niveaux de consommation des autres grands pays industrialisés.

Le mix énergétique dans la production électrique de la France en 1973

Durant les Trente Glorieuses, les Français aspirent à profiter des fruits de la croissance. Les questions géostratégiques et environnementales ne sont pas encore d'actualité.

Le pays produit encore beaucoup de charbon dans les mines du Nord, de Lorraine et du Massif central, et importe du Moyen-Orient un pétrole à très bas prix. Cette situation se reflète dans la composition du mix énergétique du pays. En 1970, les énergies fossiles (charbon, fioul et gaz) représentent 51 % de la production d'électricité en France, tandis que la part de l'hydraulique est de 40 %. La part du nucléaire reste marginale (4 %).

1973 : le premier choc pétrolier

En octobre 1973, en raison de la guerre du Kippour opposant les pays arabes au jeune État d'Israël, les pays arabes membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep) décident unilatéralement d'augmenter de 70 % le prix du baril de brut et de réduire leur production d'or noir de 5 % par mois. Conséquence, le prix du baril passe de 3 à 18 dollars en quelques semaines avant de se stabiliser autour de 12 dollars.

Pour les pays occidentaux, c'est le choc ! Non seulement le pétrole, première source d'énergie en Occident, n'est plus bon marché, mais son approvisionnement dépend désormais d'un rapport de force géopolitique au Moyen-Orient.

En quelques mois, on apprend aux Français à faire attention à leur consommation d'énergie. Le slogan lancé par le gouvernement – « En France, on n'a pas de pétrole, mais on a des idées » – entre immédiatement dans leur patrimoine mémoriel. Ils apprennent aussi à faire « la chasse au gaspi » !

En mars 1974, quelques semaines avant son décès, le président Georges Pompidou décide d'accélérer la politique de développement des centrales nucléaires. Un programme nucléaire civil de grande ampleur est lancé, s'appuyant sur la technologie américaine de Westinghouse.

1970-2000 : la montée en puissance du nucléaire

Entre la fin des années 1970 et le début des années 1990, 54 réacteurs nucléaires entreront progressivement en service, accroissant la production d'électricité de façon spectaculaire. En 1970, le nucléaire ne fournit que 5 TWh/an, soit à peine 4 % de la production française d'électricité. Vingt ans plus tard, la production d'électricité d'origine nucléaire s'élève à 300 TWh/an, soit 75 % de la production totale du pays. On estime que ce programme aura représenté un coût équivalent à 65 milliards d'euros actuels.

Durant la même période, la production d'électricité d'origine hydraulique se stabilise à 56 TWh/an, soit moins de 15 % de la production.

Après avoir atteint un pic à environ 100 TWh à la fin des années 1970, la production thermique d'électricité entame sa décrue et se stabilise aux alentours de 30 TWh, car le parc thermique continue à être utilisé, en complément du nucléaire et de l'hydraulique, pour faire face aux pointes hivernales de consommation d'électricité.



Entre 1974 et 1990, en seize ans seulement, le mix énergétique de la production d'électricité en France a totalement changé. En 1990, la part du nucléaire atteint 75 % de l'énergie primaire pour la production de l'électricité, et l'hydraulique s'est stabilisé à 14 %. La part des énergies thermiques a chuté à seulement 11 %.

Objectif : l'indépendance énergétique

Le choc pétrolier a très fortement modifié le paysage électrique français. En maîtrisant la technologie de production d'électricité nucléaire et l'approvisionnement en combustible (l'uranium), la France retrouve une réelle maîtrise de son approvisionnement en électricité. Elle devient le premier pays au monde pour la part du nucléaire, devant les États-Unis qui ont nettement ralenti leur programme de nouveaux réacteurs après l'accident de la centrale de Three Mile Island, en mars 1979.

L'accident de Three Mile Island

Le 28 mars 1979, la centrale nucléaire de Three Mile Island, située dans l'État de Pennsylvanie aux États-Unis, connaît l'un des accidents nucléaires les plus importants de l'histoire. Un enchaînement d'événements mineurs et de décisions malheureuses a conduit à la fusion d'une partie du combustible nucléaire dans le réacteur n° 2. Ce dernier a fondu, entraînant le relâchement dans l'environnement d'une faible quantité de radioactivité. Il a fallu attendre le 9 avril pour que les autorités américaines annoncent le rétablissement de la situation. Cet accident a été classé au niveau 5 de l'échelle internationale des événements nucléaires, qui en compte sept.

Heureusement, cet accident n'a entraîné aucune victime directe et immédiate. À plus long terme, les conséquences sanitaires ont été faibles. En 2008, le comité scientifique des Nations unies pour l'étude des effets des rayonnements ionisants a affirmé que l'exposition de la population autour de la centrale a été négligeable.

En revanche, cet accident a décidé le président Jimmy Carter à décréter la fin du programme nucléaire américain. Les 51 projets de construction de réacteurs nucléaires aux États-Unis ont été annulés.

En maîtrisant toute la filière nucléaire, de l'extraction de l'uranium à l'enrichissement du combustible, son utilisation et enfin son stockage, la France contrôle largement le coût de production de son électricité qui ne dépend plus que marginalement des variations du cours du pétrole.

Mais cette prouesse industrielle est aussi une fragilité pour l'avenir : la quasi-totalité des réacteurs français (54 sur les 56 encore en activité en 2022) a été mise en service en une vingtaine d'années seulement (l'âge moyen du parc est de 37 ans). Ils ont donc pratiquement tous le même cycle de vie et arriveront en fin de vie au même moment.

DANS CE CHAPITRE

La fin du tarif unique

•

Le nouveau mode de calcul des prix de l'électricité

•

Le rôle des différents acteurs

Chapitre 3

La difficile transition du monopole vers la concurrence

Au tournant du millénaire, l'Union européenne décide de construire une Europe de l'électricité fondée sur l'idée d'une libre concurrence. La France doit ouvrir le monopole d'EDF et confier l'organisation du secteur à un organisme indépendant : la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

À la fin des années 1990, les instances politiques de l'Union européenne entreprennent de mettre fin aux différents monopoles nationaux en matière de service public industriel et commercial. L'objectif politique est de favoriser l'apparition de véritables marchés européens de l'électricité, du gaz, du courrier, des télécommunications... L'introduction de la concurrence est aussi vue comme un facteur d'innovation et de renforcement du pouvoir des consommateurs.

De grandes directives ont ainsi ouvert les marchés des télécommunications, mais aussi de l'énergie. En décembre 1996, une première directive européenne a donné le coup d'envoi de la libéralisation du marché de l'électricité. D'autres « paquets Énergie », en 2003 et 2009, ont précisé les règles devant aboutir à l'unification du marché intérieur de l'électricité. L'objectif de l'Europe est d'ouvrir progressivement les marchés de la production et de la fourniture d'électricité à la concurrence. Les réseaux de transport et de distribution restent, pour leur part, des « monopoles naturels » qu'il serait absurde de dupliquer. La loi française de 2000 transpose donc la directive européenne tout en conservant un monopole régulé du transport et de la distribution d'électricité.

Le réseau de transport est confié à RTE (Réseau de transport d'électricité), filiale autonome dont le capital est aujourd'hui réparti entre EDF et la Caisse des Dépôts. Dans ses missions, RTE garantit aux nouveaux concurrents d'EDF et aux grands consommateurs directement reliés au réseau de transport un accès libre au réseau, dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Pour la distribution, la séparation d'EDF est plus progressive. En août 2004, EDF crée un service gestionnaire de réseau de distribution indépendant fonctionnellement, EDF Réseau Distribution (ERD), qui deviendra une filiale (ERDF) en 2008 pour changer son nom en Enedis en 2016.

Ce mouvement né en Europe ouvre une nouvelle ère. Celle de la fin du monopole d'État d'EDF, mais aussi de la fin progressive du tarif unique de l'électricité.

En France, différentes lois successives ont, sous l'impulsion européenne, mis fin au monopole d'EDF

dans les années 2000. Une deuxième vague législative, à partir de 2010, s'est attachée à concilier cette concurrence avec de nouvelles préoccupations, telles que la sécurité d'approvisionnement à long terme ou le développement des énergies renouvelables.

Les années 2000 : l'ouverture à la concurrence

La loi du 10 février 2000 pose les bases de l'ouverture du marché qui, à terme, permettra de passer d'une situation de monopole avec un tarif unique à une situation de libre concurrence fondée sur des tarifs de marché. La loi a établi un échéancier progressif d'ouverture du marché de l'électricité, en commençant par les plus gros industriels (1999-2000), puis pour tous les clients professionnels (2004) et enfin tous les consommateurs (2007).

Cette loi a aussi créé la CRE, une autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement du marché de l'énergie (gaz et électricité) et d'arbitrer les différends entre les consommateurs et les divers exploitants.



La Commission de régulation de l'énergie (CRE), instituée le 24 mars 2000, veille au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice des consommateurs finaux et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique. C'est un régulateur indépendant à la fois du gouvernement et des acteurs du secteur. Il est impartial pour garantir la neutralité, l'équité et l'objectivité de ses décisions et avis. Les décisions sont prises par un collège de cinq membres.

Ses objectifs sont de garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux, d'assurer la concurrence entre les fournisseurs d'énergie au profit des consommateurs, d'établir des règles harmonisées de fonctionnement des réseaux et des marchés pour que l'énergie circule librement entre les États membres de l'Union européenne.

Le difficile passage des tarifs aux prix

Avant l'ouverture à la concurrence, EDF vendait l'électricité selon une grille de « tarifs » approuvés par l'État, qui se distinguaient suivant le niveau de puissance souscrit :

- le tarif bleu pour les particuliers et petits professionnels, avec une puissance souscrite comprise entre 3 et 36 kVA et un ou plusieurs prix du kilowattheure consommé selon les options (heures pleines, heures creuses) ;
- le tarif jaune pour les gros consommateurs, avec une puissance souscrite comprise entre 36 et 250 kVA. Ce tarif prenait en compte deux saisons (été et hiver) ainsi que des heures pleines et creuses, soit quatre prix pour le kilowattheure consommé ;
- le tarif vert pour les industriels, avec une puissance souscrite supérieure à 250 kVA. Il distinguait quatre modes d'utilisation (très longue, longue, tarif général et courte utilisation) ainsi que cinq périodes tarifaires.

La logique d'un marché concurrentiel pur est incompatible avec toute forme de prix administré. Au

fur et à mesure de l'ouverture du marché, les tarifs réglementés auraient donc dû disparaître pour les catégories de consommateurs autorisées à choisir leur fournisseur.

Dans un premier temps, les fournisseurs alternatifs à EDF ont pu pratiquer des prix plus avantageux que les tarifs réglementés et prendre des parts de marché. Mais leur approvisionnement en électricité sur les marchés de gros européens s'est avéré très dépendant du prix des énergies fossiles, qui sont encore très largement utilisées en Europe pour la production d'électricité. Lorsque les prix du pétrole et du gaz ont commencé à s'envoler en 2004, les consommateurs ayant quitté les tarifs réglementés d'EDF ont pris conscience de la volatilité des prix de marché.

Pour remédier à cette situation, le gouvernement a créé en 2006 le Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (Tartam). Ce dispositif permettait aux consommateurs non résidentiels de revenir à un tarif réglementé, avant qu'une autre réforme vienne encore changer les règles en 2010.

La tarification de l'utilisation des réseaux

L'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité a soulevé une autre question : comment financer le développement, l'exploitation et l'entretien des réseaux publics de transport et de distribution ?

Dans le cadre du monopole, les coûts associés aux réseaux étaient inclus dans les factures d'électricité qu'EDF adressait à tous les Français. Il n'y avait plus de raison que ce soit le cas, puisqu'on avait justement retiré les réseaux à EDF.

Il a donc fallu mettre en place un nouveau dispositif pour couvrir les coûts d'investissement et de fonctionnement des réseaux : le Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (Turpe).

C'est la CRE qui est chargée de définir à la fois la structure et le niveau de ces tarifs. En France, ils obéissent à quelques grands principes :

- les tarifs sont indépendants de la distance (qui serait d'ailleurs très délicate à définir) entre le producteur et le consommateur : c'est un tarif dit « timbre-poste » ;
- contrairement au « timbre-poste », ce n'est pas l'expéditeur qui paie, mais le destinataire : les tarifs sont facturés aux consommateurs d'électricité ;
- les tarifs comportent une part pour la « puissance souscrite » et une part pour l'« énergie consommée ». Ils peuvent être horosaisonnalisés ;
- les tarifs décroissent avec le niveau de tension de raccordement.

Ces tarifs représentent 90 % des recettes de RTE et d'Enedis mais, pour un consommateur, ils ne représentent que 10 à 30 % de la facture.

Ils sont donc utilisés par la CRE comme un outil de régulation des gestionnaires de réseau et d'incitation à la performance. Le CRE peut par exemple :

- réduire les tarifs pour inciter les gestionnaires de réseau à réaliser des gains de productivité ;
- introduire des clauses de « régulation incitative », avec des bonus et des malus selon la performance sur des sujets divers tels que la qualité de

l'électricité, la qualité du service aux clients, les délais de raccordement, etc.

La loi prévoit une révision générale des tarifs tous les quatre ans, mais ils sont ajustés chaque année au 1^{er} août. La sixième période tarifaire depuis l'entrée en vigueur de ce système a démarré en août 2021.

La loi NOME du 7 décembre 2010

Le contenu de la loi du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) partait d'un double constat :

- **une dysmétrie du marché** : EDF bénéficiait d'une infrastructure de production d'électricité abondante et peu chère grâce aux centrales nucléaires construites dans les années 1970 et 1980, tandis que ses concurrents étaient largement exposés aux fluctuations des énergies fossiles ;
- **une préoccupation sur la sécurité d'approvisionnement à long terme** : dans un marché concurrentiel qui tire les prix vers le coût marginal de court terme, il existe un risque fort que les investissements nécessaires à moyen et long terme ne soient pas engagés par les producteurs d'électricité.

Entrée en vigueur en juillet 2011, cette loi a introduit deux dispositifs majeurs qui fonctionnent encore aujourd'hui :

- elle impose à EDF de céder près d'un quart de sa production nucléaire à la concurrence, à un prix défini par arrêté de l'État, dit prix de l'Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (Arenh). Ce prix est

censé correspondre au coût complet pour EDF de la production d'électricité d'origine nucléaire. En permettant aux concurrents d'EDF d'accéder à cette électricité « bon marché », la disposition visait à rétablir des conditions équitables de concurrence, sur la base de prix de vente modérés. Elle rouvrait donc la voie à la suppression des tarifs réglementés pour les consommateurs industriels ;

- elle a mis en place un « mécanisme de capacité » imposant à tous les fournisseurs d'électricité actifs sur le marché français de prouver qu'ils sont en capacité de répondre à la demande de leurs clients, notamment en cas de vague de froid. S'ils ne disposent pas des capacités de production suffisante, ils peuvent acheter des « certificats de capacité » à des concurrents mieux dotés.

Au-delà, la loi NOME conforte des tarifs de vente réglementés fixés par le gouvernement, sur avis de la CRE, pour les petits consommateurs. Elle intègre en outre un principe de réversibilité : une petite entreprise ou un particulier peut quitter EDF pour signer un contrat avec un fournisseur alternatif, puis revenir au tarif de l'opérateur historique. En revanche, les tarifs destinés aux « gros » consommateurs (tarifs jaune et vert) doivent être supprimés et laisser la place à des offres de marché.

La mise en place du mécanisme de capacité

Dans l'esprit du législateur, l'arrivée des fournisseurs alternatifs devait stimuler la concurrence au profit des consommateurs. Mais il ne fallait pas que cette

ouverture se fasse au détriment de la sécurité du système électrique, en dissuadant les différents fournisseurs (qu'il s'agisse d'EDF ou de ses concurrents) d'investir à bon escient. La loi prévoit donc que tous les fournisseurs, historique (EDF) ou « alternatifs », soient contraints de disposer des capacités suffisantes pour assurer le bon équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

C'est RTE qui est chargé de faire fonctionner ce « mécanisme de capacité ». On distingue, pour chaque acteur du marché concurrentiel :

- **l'obligation de capacité**, qui est estimée, pour chaque fournisseur, sur la base de la consommation de ses clients durant des périodes de pic de consommation ;
- **les capacités certifiées**, associées à des capacités de production mais aussi – c'est une originalité du dispositif – à des capacités d'effacement temporaire de la consommation des clients que peuvent déclencher les fournisseurs par contrat. Pour qu'une capacité soit certifiée, il faut qu'elle soit effectivement disponible pendant les périodes de forte consommation.

Ce mécanisme a pour vocation de garantir l'approvisionnement en électricité au niveau national, notamment lors des périodes de très forte consommation (par exemple, le matin ou le soir en cas de vague de froid), afin d'éviter toute coupure de courant.

Les certificats peuvent s'échanger sur un marché afin que chaque acteur puisse compenser son excédent ou son déficit de certificat. Cette possibilité d'échange fait émerger un prix de la capacité. La Cour des comptes a

considéré que le bilan de ce mécanisme était globalement positif et a pointé qu'il s'était traduit, dans les premières années, par des transferts financiers importants au bénéfice d'EDF, qui a pu valoriser la capacité excédentaire de son parc de production.



Les exploitants de capacité de production ou d'effacement s'engagent à se rendre disponibles pendant les périodes de pointe hivernale. En échange, ils reçoivent des garanties de capacité (ou certificat) de la part du gestionnaire du réseau RTE. Pour réaliser cette certification, RTE prend en compte la disponibilité du site lors des périodes identifiées comme à risque pour le système électrique.

Les exploitants peuvent ensuite vendre ces certificats aux fournisseurs. En effet, dans ce mécanisme, les fournisseurs d'électricité ont l'obligation de justifier de leur capacité à fournir leurs clients en électricité. Pour remplir cette obligation, les fournisseurs vont donc devoir se procurer ces certificats de capacité à hauteur de leur consommation en période de pointe.

L'Arenh, un levier hautement politique

S'agissant de l'Arenh, la fixation par l'État des volumes et du prix est rapidement devenue un enjeu politique majeur. EDF plaidait pour que ce prix soit le plus élevé possible, les concurrents plaidaient au contraire pour qu'il soit le plus bas possible. Pour trancher, le gouvernement a confié à une commission indépendante, la Commission Champsaur, le soin de définir les critères de fixation du prix. Le 19 avril 2011, Éric Besson, le ministre en charge de l'Énergie, a

finalement annoncé que le gouvernement fixait le prix Arenh à 40 €/MWh jusqu'à fin 2011, puis à 42 €/MWh.

Pendant la crise de la Covid, les prix de l'électricité se sont effondrés avec la demande. Certains fournisseurs, qui avaient demandé à bénéficier des volumes d'électricité de l'Arenh, ont souhaité sortir unilatéralement du dispositif, contre l'avis d'EDF, et ont obtenu gain de cause en justice en arguant de la force majeure.

La crise récente des prix de l'énergie a ravivé l'intérêt des concurrents d'EDF pour l'Arenh et les débats politiques associés. Alors même que le parc nucléaire d'EDF connaît un niveau sans précédent d'indisponibilité, le gouvernement a souhaité accroître le volume cédé aux concurrents pour maîtriser la hausse des prix. Cette démarche a suscité une très vive opposition tant d'EDF que de ses syndicats et de plusieurs partis politiques d'opposition. À l'inverse du mécanisme de capacité, l'Arenh constitue un important manque à gagner pour EDF, notamment dans un contexte de prix de l'électricité élevés.

Prix et tarifs : un système à deux vitesses

Aujourd'hui, les tarifs réglementés sont proposés uniquement par EDF et ne concernent que les consommateurs ayant souscrit moins de 36 kVA (particuliers et petits professionnels). Ces tarifs sont définis par l'État sur proposition de la CRE. Le mécanisme doit théoriquement prendre en compte l'évolution des prix sur les marchés, mais le « bouclier tarifaire » mis en place début 2022 a limité la hausse qui aurait dû intervenir mécaniquement. En 2020, 80 %

des particuliers étaient encore abonnés au tarif réglementé, et la crise récente a vu de nombreux consommateurs quitter les offres des concurrents d'EDF pour revenir au tarif réglementé. Il n'existe pas de date pour l'extinction de ces tarifs réglementés pour les particuliers.

De leur côté, les entreprises et les professionnels ayant souscrit plus de 36 kVA font face à des prix totalement libres. EDF et ses concurrents peuvent choisir de répercuter à leur guise les hausses du marché de gros.

Le fonctionnement du marché de l'électricité est donc loin des modèles théoriques de concurrence pure et parfaite... Les spécificités du secteur et les imperfections du marché continuent à justifier une forte supervision par les pouvoirs publics.

DANS CE CHAPITRE

S'entendre pour réduire les émissions polluantes

•

Consommer moins et produire mieux

•

Les plans gouvernementaux et l'engagement citoyen

Chapitre 4

Vers une énergie sans CO₂

La communauté mondiale a lentement pris conscience des effets négatifs du réchauffement climatique. Elle a imposé des politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Après l'accord de Paris en 2015, la France s'est engagée résolument dans une politique de transition énergétique.

Depuis le début des années 1990, les scientifiques n'ont cessé de nous alerter sur les conséquences catastrophiques du réchauffement climatique sur la planète en raison de trop grandes émissions de GES, et principalement du CO₂. En 1992, le III^e sommet de la Terre a réuni les chefs d'État à Rio de Janeiro. Ce sommet a marqué le début timide d'une prise de conscience des dirigeants de la planète. En décembre 1997, lors de la troisième conférence internationale sur le climat (COP 3), est signé le protocole de Kyoto qui vise à réduire les émissions de

six GES entre 2008 et 2012 d'au moins 5 % par rapport au niveau de 1990.

En 2002, lors du IV^e sommet de la Terre, devant l'inaction de la plupart des pays, le président de la République, Jacques Chirac, a prononcé cette célèbre phrase : « Notre maison brûle et nous regardons ailleurs. » Conscientes qu'il fallait agir, les autorités européennes et françaises ont élaboré de nombreux textes pour se fixer des objectifs précis en termes de réduction des GES.

Le Giec tire le signal d'alarme

Le 9 août 2021, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (Giec) a publié le premier volet d'un nouveau rapport alarmant pointant les effets de l'activité humaine sur le réchauffement climatique. Ce rapport est la synthèse de 14 000 publications scientifiques. Il est sans équivoque : 100 % du réchauffement climatique est dû aux activités humaines. Depuis la révolution industrielle, l'ampleur du changement climatique est sans précédent : la montée du niveau des mers a plus augmenté depuis 1900 que pendant les trois derniers millénaires. Le Giec insiste sur l'urgence du changement climatique. En effet, depuis son premier rapport datant de 1990, plus de 1 000 milliards de tonnes de CO₂ ont été émises dans l'atmosphère, soit la moitié de nos émissions depuis le début de l'ère industrielle.

En conséquence, les changements climatiques observés récemment se sont généralisés et intensifiés. Les dix dernières années ont été 1,1 °C plus chaudes comparées à 1850-1900.

Pour l'avenir, le Giec ne cache pas son inquiétude. Il a élaboré cinq trajectoires différentes, selon le niveau d'émission de GES. Dans tous les scénarios, nous dépasserons le seuil de réchauffement mondial de + 1,5 °C dans un avenir compris entre 2021 et 2040, et nous resterons au-dessus de + 1,5 °C jusqu'à la fin du siècle.

Si l'humanité continue sur la trajectoire actuelle, nous nous dirigeons soit vers un réchauffement de 2,8 à 4,6 °C d'ici à 2100, soit, pour le pire des scénarios, vers une élévation de la température pouvant atteindre 5,7 °C. Même s'ils sont respectés, les engagements pris lors de l'accord de Paris en 2015 nous mènent à un réchauffement de 3 °C.

Pour limiter ce réchauffement, il faudra des actions fortes, rapides et durables de réduction des émissions de CO₂, de méthane, mais aussi des autres GES. Limiter le réchauffement mondial à 1,5 °C ne sera plus possible sans une baisse immédiate et à large échelle de ces émissions.

Seule note optimiste : si nous atteignons la neutralité carbone, le réchauffement climatique devrait s'arrêter.

L'accord de Paris

En décembre 2015, sous l'impulsion du président François Hollande, la France organise à Paris la Conférence internationale sur le climat (COP21). À cette occasion, la diplomatie française arrache un accord sur le climat dit « accord de Paris ».

L'objectif central de cet accord est de renforcer la réponse mondiale à la menace du changement

climatique en maintenant l'augmentation de la température moyenne à un niveau inférieur à 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels, et de poursuivre les efforts pour limiter davantage l'augmentation de la température (à 1,5 °C). En outre, l'accord vise à accroître la capacité des pays à faire face aux impacts du changement climatique ainsi qu'à rendre les flux financiers compatibles avec un faible niveau d'émissions de GES et une voie « résiliente » au climat.

L'accord de Paris exige de toutes les parties signataires qu'elles fassent leur possible pour présenter des « contributions déterminées au niveau national » (CDN) et qu'elles renforcent ces efforts dans les années à venir.

La Stratégie nationale bas-carbone

La première Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) a vu le jour en 2015. Elle doit être actualisée tous les cinq ans. Cette première SNBC était fondée, en cohérence avec les objectifs européens, sur le « facteur 4 » : diviser par 4 les émissions de GES à l'horizon 2050 par rapport à la situation de 1990. Pour mémoire, en 2015, la France émettait 458 millions de tonnes équivalent CO₂ par an, contre 546 millions de tonnes équivalent CO₂ en 1990.

La France bénéficie d'un atout : ses émissions de carbone par habitant sont parmi les plus faibles des pays industrialisés, principalement en raison de la production d'une électricité largement décarbonée grâce au nucléaire et à l'énergie hydroélectrique. Mais cette production d'électricité ne représente que 5 % des émissions de GES. D'autres secteurs, comme les transports, le bâtiment, l'agriculture et l'industrie, sont

encore fortement émetteurs de GES. La SNBC définit donc des objectifs précis pour chacun des secteurs émettant le plus de GES.



Aujourd'hui :

- le transport représente 31 % des émissions de GES ;
- le bâtiment représente 20 % des émissions de GES ;
- l'agriculture représente 19 % des émissions de GES ;
- l'industrie représente 17 % des émissions de GES ;
- la production d'énergie représente 12 % des émissions de GES, dont 5 % pour la production d'électricité.

Source : SNBC.

La révision de la SNBC de 2020

En 2020, cinq années après l'adoption de la première SNBC, le gouvernement français a fait un point d'étape. Il est apparu évident qu'il fallait encore accélérer la réduction des GES pour se conformer aux objectifs de l'accord de Paris.

Cette nouvelle stratégie a été définie en concertation avec les ONG, les entreprises, les syndicats, les collectivités locales et les experts scientifiques. Le public a également été consulté à l'aide d'un questionnaire en ligne qui a recueilli plus de 13 000 réponses de la part des citoyens. Cette

concertation a permis de définir un nouvel objectif plus ambitieux que celui du « facteur 4 » : atteindre la neutralité carbone (zéro émission nette) dès 2050.

Mais qu'est-ce que la neutralité carbone ? Cela signifie qu'à l'horizon 2050, toutes les émissions résiduelles de carbone seront compensées intégralement par l'absorption de CO₂ dans des « puits de carbone » principalement naturels. Contrairement à d'autres pays, la France ne prévoit pas de recourir massivement à la capture et au stockage du CO₂.

Pour parvenir à l'objectif de zéro émission nette, la SNBC a défini une trajectoire progressive mais extrêmement ambitieuse, puisqu'il s'agit de réduire la masse de dioxyde de carbone émise à 320 millions de tonnes d'ici à 2030, puis de poursuivre l'effort afin d'atteindre seulement 80 millions de tonnes équivalent CO₂ en 2050, correspondant au potentiel d'absorption et de stockage.

Au total, cela représenterait une division par 6 par rapport à la situation de 1990 !

Qu'est-ce qu'un « puits de carbone » ?

Les « puits de carbone » sont un ensemble de solutions naturelles ou technologiques permettant de capter et stocker les émissions de CO₂.

- Le premier « puits de carbone » est « naturel » : il s'agit des **bois et forêts**.
- Le deuxième repose sur **l'utilisation de matériaux comme le bois ou la paille** dans la construction.
- Le troisième repose sur **des techniques de stockage du CO₂** existantes (ou à développer).
- Le quatrième consiste à **réduire au maximum l'artificialisation des sols** (phénomène consistant à transformer un sol naturel, agricole ou forestier, par des opérations d'aménagement pouvant entraîner une imperméabilisation partielle ou totale, afin de les affecter notamment à des fonctions urbaines ou de transport : habitat, activités, commerces, infrastructures, équipements publics...).

LA STRATÉGIE NATIONALE BAS-CARBONE 2050 : MODE D'EMPLOI

La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) est la voie que veut suivre la France pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre – lesquels alimentent le réchauffement climatique. Avec un objectif ambitieux : atteindre en 2050 la « neutralité carbone », c'est-à-dire un parfait équilibre entre les émissions et les absorptions de gaz à effet de serre. Voici ce qu'il faut savoir en quelques chiffres clés.

UN OBJECTIF AMBITIEUX POUR LA SNBC : DIVISER PAR 6 !

Les émissions de gaz à effet de serre de la France en 2050 devront être six fois inférieures à ce qu'elles étaient en 1990. Sachant que les secteurs d'activité les plus émetteurs aujourd'hui sont les transports (30%), le bâtiment (19%), l'agriculture (19%) et l'industrie (17%).

Qui émet aujourd'hui le plus de gaz à effet de serre ?



Source : Ministère de la Transition écologique

COMMENT ATTEINDRE LES OBJECTIFS DE LA SNBC ?

■ TRANSPORTS

ZÉRO ÉMISSION



— C'est l'objectif assigné au secteur des transports à l'horizon 2050 ! Comment l'atteindre ? En améliorant la performance énergétique des transports mais aussi grâce au remplacement de tous les véhicules légers au pétrole par des véhicules bas-carbone. Pour le transport aérien, maritime ou pour les poids lourds, l'utilisation de biocarburant et la conversion à d'autres technologies bas-carbone (hydrogène notamment) seront privilégiées. Enfin, la maîtrise de la demande des transports reposera sur la mise en place de circuits courts, le recours au covoiturage, aux transports en commun, au vélo, etc.

■ AGRICULTURE

-46% **

— Les agriculteurs devront optimiser leurs pratiques agricoles pour réduire les émissions liées à l'élevage et à la fertilisation. En parallèle, l'utilisation des énergies renouvelables sera généralisée et le développement des filières de la bio-économie sera très encouragé pour fournir bio-énergies, matériaux bio-sourcés, et renforcer le stockage de carbone. Enfin, la demande devra évoluer vers des produits agricoles locaux, durables, tout en réduisant le gaspillage alimentaire.



** par rapport à 2015

■ BÂTIMENT

ZÉRO ÉMISSION

— Même visée pour le bâtiment, qui devra notamment améliorer l'efficacité énergétique des habitations et des bâtiments tertiaires, et éliminer les « passoires énergétiques ». La construction en bois devra également être encouragée.



■ INDUSTRIE

-81% **

— Révolution à venir dans les usines tricolores, qui devront adopter des procédés de fabrication bas-carbone, développer l'économie circulaire (réutilisation et réparation des produits) et recourir à des énergies décarbonées.



■ ÉNERGIE

ZÉRO ÉMISSION



— En matière d'énergie finale, la France devra réduire de moitié sa consommation grâce à des actions d'efficacité énergétique et de sobriété. Dans tous les secteurs, les énergies fossiles devront être abandonnées au profit de sources d'énergies décarbonées, comme la biomasse (déchets de l'agriculture, bois, etc.) et les réseaux de chaleur (géothermie). Enfin, le recours à l'électricité sera plus important puisqu'elle est amenée à couvrir plus de 55 % des besoins finaux (contre 25 % aujourd'hui) grâce à un usage plus large dans le secteur des transports, de l'industrie et du bâtiment ! En 2050, pour respecter nos objectifs, la production d'électricité ne devra reposer plus que sur l'utilisation des énergies bas-carbone (solaire, éolien, hydraulique, nucléaire ou thermique décarboné).

■ DÉCHETS

-66% **

— Dans ce secteur, il est prévu d'améliorer la collecte, de promouvoir l'économie circulaire, mais aussi de modifier les processus de production pour réduire la fabrication de déchets en amont.



Absorption

Malgré ces multiples efforts, la France continuera d'émettre une certaine quantité de gaz à effet de serre en 2050. Pour atteindre la « neutralité carbone », il lui faudra donc en absorber autant. De manière naturelle, en luttant contre le défrichement des forêts, l'artificialisation des sols et le maintien des prairies permanentes. Et de manière artificielle, en développant les technologies de capture et de stockage du carbone.

Le changement ne se décrète pas

Les gouvernements successifs ne sont pas avares de textes juridiques pour mettre en œuvre ces ambitions climatiques. Depuis quelques années, les lois se sont succédé à un rythme rapide, avec la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 puis la loi Climat et Résilience du 20 juillet 2021, pour ne citer que les plus récentes.

Les exercices de Planification pluriannuelle de l'énergie (PPE) visent également à faire évoluer le secteur de l'énergie en cohérence avec les objectifs de réduction des émissions de GES. La première PPE a été approuvée en 2016 par décret. Elle a été révisée en 2020 pour couvrir une période allant jusqu'en 2028.

Cette feuille de route doit répondre à plusieurs impératifs en même temps afin de ne pas déséquilibrer la société pendant cette période de transition écologique. Ainsi, il faut assurer la sécurité d'approvisionnement du pays afin de garantir à chaque citoyen qu'il pourra disposer d'énergie en quantité suffisante. Il faut améliorer l'efficacité énergétique afin de faire baisser la consommation d'énergie primaire, en particulier d'énergies fossiles. Il faut développer l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération. Il faut veiller au développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies ainsi que du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie et l'autoproduction. Enfin, il faut veiller à la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie.

Dès lors qu'ils ne se limitent pas à des déclarations d'intention et qu'ils ont un réel impact sur la manière

dont les Français utilisent l'énergie, ces textes juridiques agitent et divisent la société. L'histoire retiendra que c'est le projet d'augmentation de la taxe sur les carburants qui a déclenché le vaste mouvement des Gilets jaunes qui a secoué le pays à la fin de l'année 2018.



Instituées par la loi sur la transition énergétique de 2015, les PPE (Programmations pluriannuelles de l'énergie) sont des documents stratégiques de pilotage de la transition énergétique en France. Elles fixent une trajectoire pour le mix énergétique et les priorités d'action du gouvernement pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs nationaux fixés par la loi.

La Convention citoyenne pour le climat

La concertation et l'association des citoyens constituent désormais des passages indispensables pour toute évolution législative ou réglementaire. Ainsi, à la suite du « grand débat national » organisé pour sortir de la crise des Gilets jaunes, le président de la République, Emmanuel Macron, a annoncé la création d'une Convention citoyenne pour le climat (CCC). Cette CCC a réuni 150 citoyens tirés au sort chargés de définir une série de mesures susceptibles de réduire d'au moins 40 % les émissions de GES d'ici à 2030 par rapport à 1990. En juin 2020, la CCC a remis au gouvernement 149 propositions regroupant cinq thématiques : consommer, produire et travailler, se déplacer, se loger, se nourrir. Ces propositions ont débouché sur la loi Climat et Résilience de juillet 2021.

De même, dans le cadre de la révision de la PPE en 2020, l'État a pris en compte cette nouvelle aspiration citoyenne : 400 citoyens tirés au sort ont été consultés. Ils ont suivi les débats et ont eu à se prononcer sur quelques questions fondamentales.

À force de débats, la prise de conscience des enjeux climatiques progresse et un certain nombre de mesures réellement contraignantes ont été prises, de nature à modifier sensiblement notre manière de nous chauffer et de nous déplacer.

Par exemple, dans les agglomérations de plus de 150 000 habitants, les voitures les plus polluantes seront progressivement interdites au sein des zones à faibles émissions (ZFE) dès 2024. En 2030, la vente des voitures neuves les plus polluantes (qui émettent plus de 95 grammes de dioxyde de carbone par kilomètre) sera prohibée, avant un arrêt total des voitures à moteur thermique à l'horizon 2035.

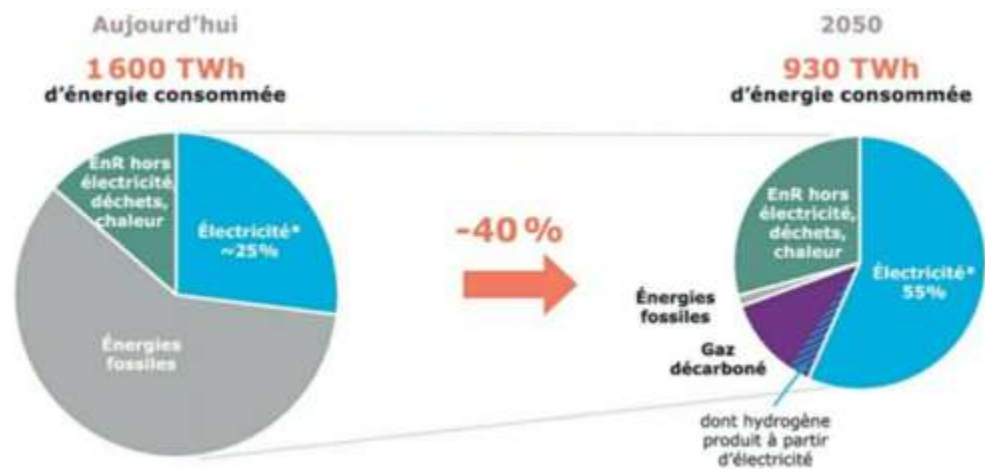
S'agissant des logements, l'installation de chaudières au fioul est désormais interdite. Les propriétaires de logements mal isolés, les « passoires thermiques », ne pourront plus augmenter librement le loyer sans les avoir rénovés. Dès 2023, ces logements seront qualifiés de logements « indécents », contraignant les propriétaires à les rénover ou à ne plus les louer.

Conclusion : quel rôle pour l'électricité dans la SNBC ?

Au regard de ses faibles émissions de CO₂, comparativement à d'autres pays, le secteur électrique français est longtemps apparu comme le « bon élève » de la lutte contre le réchauffement climatique. La

fermeture annoncée des dernières centrales à charbon constitue un enjeu économique et social important pour les territoires concernés mais, sur le fond, elle ne suscite pas de réel débat.

Paradoxalement, le débat qui agite depuis des années le secteur électrique présente peu d'enjeux au regard des questions de réchauffement climatique, puisqu'il concerne les parts respectives du nucléaire et des énergies renouvelables. Dans un contexte de stabilité de la consommation d'électricité, il s'agissait d'ajuster le curseur entre énergies renouvelables et production nucléaire, celle-ci ayant vocation à passer progressivement de 70 à 50 % de la production d'électricité, sans que les émissions de GES en soient modifiées pour autant.



* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène), consommation intérieure d'électricité dans la trajectoire de référence de RTE = 645 TWh

Source : Études « Futurs énergétiques » de RTE, octobre 2021, [chapitre 1](#)

La consommation d'énergie finale en France et dans la SNBC

Aujourd'hui, l'ambition affichée de sortie totale des énergies fossiles à l'horizon 2050 pose un défi de taille et jette un éclairage nouveau sur ce débat. L'électricité

ne représente que 25 % de la consommation finale d'énergie en France. Certes, la SNBC ambitionne une réduction de 40 % de la consommation totale d'énergie, par des mesures d'efficacité énergétique et de sobriété. Mais il apparaît clairement que la décarbonation complète des grands secteurs émetteurs de GES tels que les transports, le bâtiment et l'industrie va devoir s'appuyer sur deux piliers : la biomasse et... l'électricité.

Dès lors, l'électricité décarbonée est appelée à jouer un rôle majeur dans cette stratégie.



La biomasse est la plus ancienne forme d'énergie utilisée par l'homme depuis la domestication du feu à la préhistoire. On valorise la chaleur dégagée par la combustion de matières végétales (bois, végétaux, déchets agricoles, ordures ménagères organiques) ou celle du biogaz issu de la fermentation de ces matières.

- **La biomasse par combustion** : les matériaux et les déchets végétaux sont directement brûlés en produisant de la chaleur, de l'électricité ou les deux (cogénération).
- **La biomasse par méthanisation** : les déchets sont d'abord transformés en biogaz par fermentation grâce à des micro-organismes (bactéries). Le biogaz est ensuite brûlé. Ce biogaz est proche du gaz naturel et majoritairement composé de méthane. Il est issu des déchets ménagers, du fumier et du lisier d'animaux, des boues de stations d'épuration...

La biomasse n'émet presque pas de polluants et n'a pas d'impact sur l'effet de serre. La quantité de CO₂, un GES, qu'elle rejette correspond à la quantité absorbée par les végétaux pendant leur croissance. Ce même CO₂

pourrait être récupéré et combiné à de l'hydrogène pour la fabrication de carburants de synthèse.

De plus, la valorisation du biogaz en électricité évite l'émission directe de méthane, un autre GES, dans l'atmosphère. Il représente un potentiel énergétique très important, en provenance principalement des décharges, mais aussi des boues d'épuration et des déchets urbains et agricoles. Aujourd'hui, seul un quart de ce potentiel est réellement utilisé pour la production d'électricité et/ou de chaleur.

Partie 2

L'Europe de l'électricité



Dans cette partie...

Depuis de nombreuses années, l'Europe est fortement engagée dans le processus d'unification des systèmes électriques nationaux et de transition énergétique, loin de l'image d'immobilisme que peuvent parfois véhiculer l'opinion publique ou les médias.

Cette forte ambition affichée par l'Europe ne part pas d'une feuille blanche. Elle s'appuie sur un marché intérieur de l'électricité patiemment construit depuis 1996. Depuis vingt-cinq ans, l'Europe a favorisé l'ouverture à la concurrence des différents marchés nationaux. Elle a ensuite harmonisé la régulation de ces marchés en créant l'Agence pour la coopération des régulateurs européens de l'énergie (Acer). Enfin, elle a donné lieu à la création d'un organisme regroupant les différents gestionnaires des réseaux européens de transport d'électricité (l'European Network of Transmission System Operators for Electricity ou Entso-e). Pour bâtir concrètement cette Europe de l'électricité, il a fallu investir massivement dans les infrastructures en développant les interconnexions entre les différents réseaux nationaux.

Dans cette partie, nous verrons également comment l'Europe se mobilise pour mener une véritable transition énergétique avec le Green Deal présenté en juillet 2021. L'objectif de ce plan est de réduire les émissions de carbone d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport à leur niveau de 1990 et d'être le premier continent à atteindre la neutralité carbone en 2050. Cela passe par la disparition des énergies carbonées dans le transport, le bâtiment

et l'industrie, et leur remplacement par une électricité produite à partir d'énergies renouvelables. Un nouveau système énergétique européen est en train de naître.

DANS CE CHAPITRE

La nécessité de créer un organisme

•

La France, carrefour du réseau

•

Un soutien mutualisé aux énergies renouvelables

Chapitre 5

La construction de l'Europe de l'électricité

L'unification des marchés européens de l'électricité passe par une interconnexion des réseaux de 35 pays. Cela permet l'échange d'électrons pour satisfaire les besoins de chaque pays à chaque instant. L'Europe de l'électricité est un facteur important de la stabilité du système.

L'Europe de l'électricité, un temps d'avance sur l'Europe politique

Dans l'immédiat après-guerre, le système du monopole intégré s'est imposé dans la plupart des pays européens. Qu'il soit public ou privé, national ou régional, ce système est vite apparu comme le plus à même d'accompagner la standardisation des équipements, la croissance de la production et la

coordination des différentes composantes d'un système électrique.

Moins connue que la Communauté européenne du charbon et de l'acier, l'Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité (UCPTE) a été fondée la même année, en 1951, sous le parrainage de l'Organisation européenne de coopération économique (OECE), l'organisme qui gérât les aides du Plan Marshall, plusieurs années avant le traité de Rome.

Pendant plus de cinquante ans, l'UCPTE a œuvré à la construction de l'Europe de l'électricité sous l'angle technique et de la coopération entre les opérateurs des différents pays. C'est sous son égide que les tensions d'exploitation des grands réseaux ont été harmonisées, que les interconnexions se sont développées, que les réserves des différents pays ont été mises en commun grâce à la synchronisation de la fréquence...

L'UCPTE a également joué un rôle important dans la « réunification électrique » de l'Europe après la chute du Mur de Berlin. Ses experts ont accompagné la reconnexion des deux Allemagnes, puis, en 1995, la connexion des pays d'Europe centrale au réseau de l'Europe de l'Ouest.

Les réseaux et l'ouverture du marché

Après le traité de Maastricht, entré en vigueur en 1993, la Commission européenne s'est donné comme objectif de favoriser l'émergence d'un grand marché intérieur de l'électricité. Inspirée par les théories libérales, elle a jugé que cet objectif ne pouvait être atteint que par une libéralisation des échanges via l'ouverture à la concurrence de la production et un libre accès aux réseaux des différents pays.

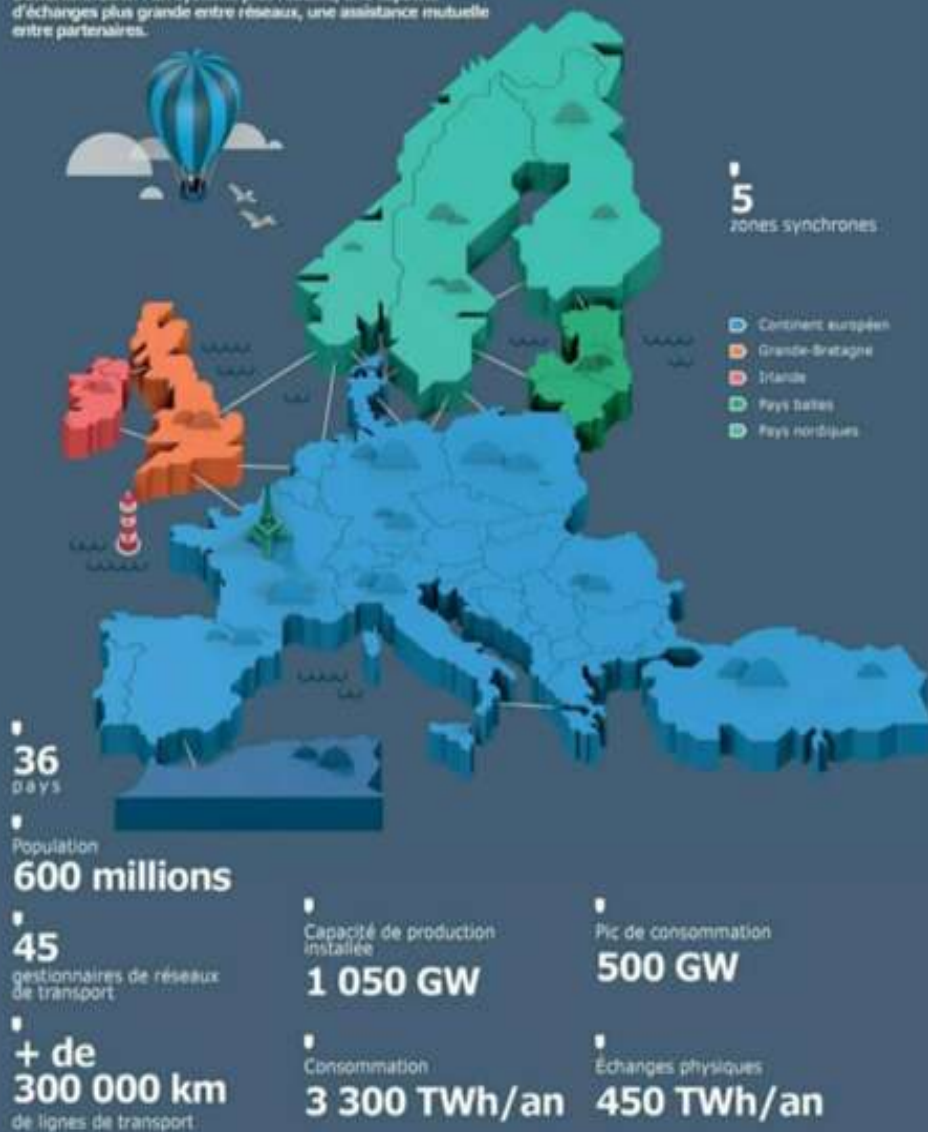
Les grands monopoles historiques européens se sont longuement opposés à cette approche. L'UCPTE a exprimé à plusieurs reprises ses craintes qu'une telle ouverture du marché soit incompatible avec le bon fonctionnement du système européen interconnecté.

Lorsque la directive de 1996 a été approuvée, il a bien fallu la mettre en œuvre. L'UCPTE, pour se mettre au diapason de la séparation entre production et réseau, s'est renommée « UCTE ». Avec ses homologues du Royaume-Uni, d'Irlande et des pays scandinaves, elle a fondé en 1999 l'association Etso (European Transmission System Operators), destinée à accompagner la mise en place du marché intérieur de l'électricité. Mais l'emprise des anciens monopoles sur l'UCTE et la méfiance vis-à-vis de la libéralisation restaient fortes.

COMMENT ÇA MARCHE ?

LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN

La sûreté ne s'arrête pas aux frontières.
L'interconnexion : un système plus robuste, une capacité d'échanges plus grande entre réseaux, une assistance mutuelle entre partenaires.



En 2000, de nouveaux gestionnaires de réseaux de transport, indépendants des opérateurs historiques, ont été créés dans la plupart des pays de l'Union européenne. Leurs dirigeants ont décidé de prendre leur destin en main et, plutôt que de subir les décisions européennes, d'être force de proposition pour que l'organisation du marché reste compatible avec la sûreté du réseau. Les gestionnaires de réseaux de transport ont directement pris le contrôle de l'Etso et lancé une série de grands chantiers pour organiser les échanges européens d'électricité sur une nouvelle base.

La Commission européenne, de son côté, avait engagé un processus informel avec les nouveaux régulateurs de l'énergie des différents États membres pour accompagner l'ouverture à la concurrence : le « processus de Florence ». L'Etso s'est rapidement imposé comme l'interlocuteur incontournable de la Commission européenne sur ces sujets avec des propositions concrètes.

Le processus de Florence a débouché sur la mise en place de nouveaux mécanismes à l'échelle européenne, tels que la création d'un fonds de compensation pour les pays accueillant des flux de transit d'électricité liés aux échanges entre pays voisins, ou la mise en place de systèmes de « mise aux enchères » coordonnés des capacités d'échange aux frontières.

En 2008, l'Etso disparaît pour laisser la place à l'Entso-e, une association désormais formellement reconnue par le droit européen et participant à l'élaboration des règles communes, à travers les codes de réseau européens. Elle reprend les activités historiquement réalisées par l'UCPTE/UCTE.

Le développement des interconnexions

Développer l'Europe de l'électricité grâce aux interconnexions a pour objectif de renforcer la solidarité entre États, mais aussi de fluidifier le marché. En effet, multiplier les interconnexions minimise les risques de coupure d'électricité pour chaque pays. Cela permet également d'intégrer, en temps réel, les productions d'électricité d'origine renouvelable, par nature variables et non stockables, dans des conditions de sécurité optimisées. En effet, les interconnexions électriques offrent de nouveaux débouchés aux énergies renouvelables en facilitant leur transport dans l'ensemble de l'Europe. Enfin, ces interconnexions permettent le couplage des marchés européens.

Développer les interconnexions est un vaste chantier qui doit être mené à la fois au niveau des États et de l'Union européenne afin de coordonner les investissements pour en réduire les montants. Ainsi, depuis 2009, chaque gestionnaire de réseau de transport européen prépare un plan décennal de développement des réseaux mis à jour tous les deux ans. Cet exercice est coordonné au niveau européen dans un plan baptisé Ten Year Network Development Plan (TYNDP).



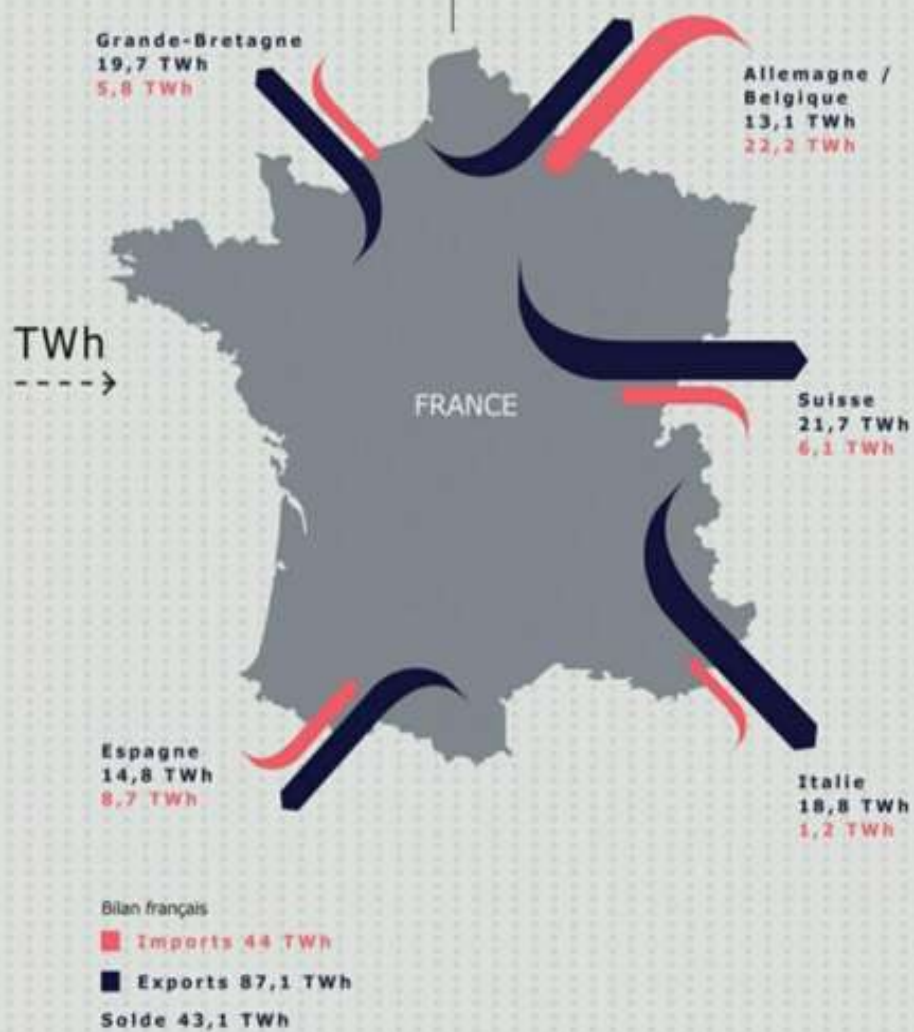
L'association du réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (Entso-e) a été créée par l'Union européenne. Elle regroupe 42 gestionnaires de réseau de 35 pays à travers l'Europe. Tous les deux ans, les membres de l'Entso-e rédigent le TYNDP (Ten Year Network Development Plan ou « Plan de développement décennal des réseaux ») qui élabore des scénarios pour les dix années à venir afin

d'identifier les besoins d'investissement et de développer des projets d'interconnexion entre les réseaux européens. Le rapport TYNDP 2020 comporte des scénarios sur l'Europe de l'électricité à l'horizon 2050. Par exemple, il évoque la possibilité de réaliser un grand « hub » interconnecté entre les différents projets de centrales éoliennes offshore en mer du Nord reliant la Grande-Bretagne, la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, le Danemark et la Suède.

La Commission a d'ailleurs un objectif concret : d'ici à 2020, chaque État membre devait disposer d'une capacité d'échange avec ses voisins représentant au moins 10 % de sa capacité de production. Ce pourcentage d'interconnexion devra atteindre 15 % à l'horizon 2030. S'il se formule simplement, ce principe est complexe à vérifier et mettre en œuvre. La capacité d'échange entre deux pays n'est pas la somme de la capacité des lignes entre ces deux pays... D'abord, il faut garder des marges de sécurité pour faire face aux aléas. Ensuite, la capacité d'échange peut être influencée par des flux chez les pays proches, ou par des goulets d'étranglement internes aux différents pays. Pour inciter chaque gestionnaire de réseau à lever ces goulets d'étranglement, le législateur européen a imposé que les gestionnaires de réseau de transport européens puissent mettre à disposition des échanges transfrontaliers au moins 70 % des capacités d'interconnexion et ce, au plus tard en 2025.

Imports et exports de la France avec ses voisins

Bilan
2021



La place centrale de la France dans les échanges d'électricité

En raison de sa position géographique marquée par des frontières (terrestres ou maritimes) avec six pays (Grande-Bretagne, Espagne, Italie, Suisse, Allemagne et Belgique), la France occupe une place centrale dans les échanges d'électricité en Europe.

Historiquement, l'Hexagone a développé ses interconnexions pour exporter les excédents de son parc nucléaire. En 1970, le solde entre les importations et les exportations ne montrait qu'un excédent de 5 TWh/an d'électricité. À la fin des années 1990, ce solde dépassait les 40 TWh. En 2018, La France a été classée premier exportateur mondial d'électricité par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) avec un volume d'exportation de 86,3 TWh d'électricité vers ses voisins.

Le développement des projets d'interconnexion a accompagné celui du réseau national à 400 000 V, mais il a connu un coup d'arrêt en 1996 avec la décision, prise par le Premier ministre de l'époque, de suspendre la réalisation par EDF d'une nouvelle ligne à très haute tension entre la France et l'Espagne en raison des oppositions environnementales. Depuis, le développement des interconnexions a été relancé grâce au recours à la technologie du courant continu (High Voltage Direct Current, HVDC). Celle-ci est plus coûteuse, mais elle permet le transport massif d'électricité en souterrain ou sous la mer entre deux grandes « stations de conversion ». En revanche, cette technologie ne permet pas encore de constituer de véritables réseaux bouclés comme en courant alternatif.

Le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR), présenté par RTE, le gestionnaire de réseau français, évoque la perspective de doubler les capacités d'interconnexion de l'Hexagone en passant de 15 GW actuellement à une trentaine d'ici à 2035. Afin d'arriver à cet objectif, RTE a présenté à la CRE un plan d'investissement dans de nouvelles liaisons en courant continu avec ses voisins :

- **avec l'Italie** : le projet Savoie-Piémont, décidé en 2013, sera inauguré au premier semestre 2023. Il repose sur deux câbles à courant continu d'une capacité de 600 MW reliant les postes électriques de Grand-Île, en Savoie, à celui de Piossasco, près de Turin. Longs de 190 km, ces câbles empruntent le tunnel de Fréjus ;
- **avec l'Espagne** : le projet Golfe de Gascogne reliant la France et l'Espagne devrait permettre de pratiquement doubler les capacités d'interconnexion entre les deux pays pour les porter à 5 GW. Ce projet bénéficie du soutien financier de l'Union européenne à hauteur de 578 millions d'euros ;
- **avec la Grande-Bretagne** : le projet IFA 2 a été mis en service le 22 janvier 2021. Il s'agit d'une liaison à courant continu de 225 km entre Bellengreville, au sud de Caen, et Fareham, en Grande-Bretagne. Cette interconnexion a une capacité de 1 GW ;
- **avec l'Irlande** : le projet du Celtic Interconnector, reliant Knockraha en Irlande et La Martyre en France, sera la première interconnexion (d'une longueur de 575 km) entre ces deux pays. Ce projet s'inscrit dans le contexte du Brexit, qui oblige l'Irlande à établir un lien direct avec ses

homologues du reste de l'Union européenne.
D'une capacité de 0,7 GW, ce projet devrait
bénéficier d'un soutien financier de l'Union
européenne à hauteur de 530 millions d'euros.

Avec la baisse de la disponibilité du nucléaire, la France a perdu ces dernières années sa première place dans les exportations européennes d'électricité, mais l'intérêt des interconnexions ne s'est pas démenti. Lors des fortes consommations d'hiver, la France a plus que jamais besoin d'importer de l'électricité depuis les pays voisins !

Une Europe de l'électricité hétérogène

La géographie du marché électrique européen est beaucoup plus vaste que la seule Union européenne. La liste des membres de l'Entso-e compte 35 pays, allant de l'Islande (au nord-ouest) à la Turquie (au sud-est).

Dans ce vaste ensemble, il existe de très nombreux mix énergétiques différents pour la production d'électricité. Selon une étude du think tank britannique Ember, en 2020, la place des énergies renouvelables dans la production d'électricité de l'Union européenne s'établit en moyenne à 20 %. Le Danemark est le pays le plus avancé en termes d'énergies renouvelables : 62 % de la production d'électricité provient de l'éolien et du solaire. De l'autre côté du spectre, en République tchèque et en Slovaquie, moins de 5 % de l'électricité produite provient des énergies renouvelables. Mais il ne faut pas oublier que, le Danemark étant interconnecté, si ses énergies renouvelables ne produisent pas, il a recours aux importations des pays voisins, quelles que soient les sources de production de ces pays. Toujours selon le think tank Ember, la part de l'éolien et du solaire dans la production d'électricité est pratiquement identique en France et en Pologne. Mais, dans notre pays, le nucléaire pèse pour 69 % de la production d'électricité quand, en Pologne, c'est le charbon qui est la principale source de production (73,7 % selon l'AIE).

En Allemagne, qui, après la catastrophe de Fukushima en 2011, a décidé de sortir du nucléaire, la part des énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse) a représenté 32 % de la production d'électricité en 2020, selon l'organisme Statistisches Bundesamt, mais le charbon pèse encore pour 24 % et le nucléaire 12 %.

L'unification du marché européen de l'électricité

Avant l'ouverture à la concurrence, les échanges européens d'électricité se faisaient sur la base d'accords commerciaux entre les grands monopoles. Lorsque deux opérateurs concluaient un contrat, généralement pour plusieurs années, ils réservaient la capacité nécessaire sur le réseau, voire construisaient au préalable les lignes nécessaires. Suite à l'annulation de la construction de la ligne Cazaril-Aragon entre la France et l'Espagne en 1996, EDF a ainsi dû dédommager son homologue espagnol, car la ligne était censée permettre l'exécution d'un important contrat d'exportation.

À l'ouverture du marché en 2000, une bonne partie des capacités d'échange étaient donc utilisées pour ces contrats historiques : les anciens monopoles revendiquaient le maintien de ces capacités au nom du « droit du grand-père ». La Cour de justice européenne en a décidé autrement : sans remettre en cause les contrats existants, elle a estimé que l'accès au réseau devait se faire de manière équitable avec les nouveaux acteurs.

Dans un premier temps, les gestionnaires de réseaux européens ont mis en place des systèmes d'allocation des capacités aux frontières fondés sur des « enchères » : il était possible d'acheter de la capacité pour des durées variables. Un trader voulant exporter de l'électricité de la France vers l'Angleterre devait donc acheter de l'électricité en France, trouver un client en Angleterre, et enfin réserver la capacité suffisante sur l'interconnexion entre les deux pays.

Le développement des bourses de l'électricité a permis de basculer progressivement dans un autre système, celui du « couplage des marchés ». Ce couplage permet à tous les acteurs d'acheter et de vendre de l'électricité la veille pour le lendemain dans tous les pays concernés à travers l'Europe. L'algorithme qui croise les offres d'achat et de vente optimise les importations ou exportations d'électricité en y associant automatiquement l'utilisation des capacités de transport correspondantes. Tant que les lignes d'interconnexion au sein d'une même zone ne sont pas saturées, ce mécanisme conduit à l'émergence d'un prix unique au sein de la zone. En revanche, si la demande dans un pays est plus forte que ce qu'il peut physiquement importer, l'algorithme va procéder à un « *market splitting* » : il va faire émerger deux zones de prix, de part et d'autre de la congestion. Le prix sera évidemment plus haut dans la zone en forte demande d'électricité.



Le Brexit n'a évidemment pas conduit à interrompre les flux sur les lignes sous-marines d'interconnexion entre la France et l'Angleterre, IFA 2000 (d'une capacité de 2 000 MW) et IFA 2 (d'une capacité de 1 000 MW). Mais la Grande-Bretagne a quitté le système de couplage des marchés. Ce système est remplacé par des enchères explicites sur cette frontière. Autrement dit, l'électricité doit, à nouveau, être vendue séparément des capacités de transport. De plus, il est désormais nécessaire de déclarer les importations et exportations aux douanes.

L'Europe de la production d'électricité renouvelable

Si l'Union européenne est souvent associée à la concurrence, elle a aussi su accompagner les différents mécanismes de soutien aux énergies renouvelables qui se sont développés dans tous les pays européens. En autorisant ces « aides d'État », la Commission européenne a permis un essor massif des énergies renouvelables électriques en Europe.

Les mécanismes européens restent assez divers d'un pays à l'autre. Ainsi, l'Allemagne a mis en place un mécanisme d'obligation d'achat, mais ce sont les gestionnaires de réseaux qui doivent acheter l'électricité et la revendre ensuite sur le marché. Dans d'autres pays, c'est la solution des « certificats verts » qui a été retenue : chaque fournisseur d'électricité doit démontrer qu'il dispose, dans son portefeuille de production, d'un volume suffisant de production renouvelable. Il peut soit investir directement, soit acheter des « certificats verts » à des producteurs indépendants. Là encore, les gestionnaires de réseau ont un rôle à jouer pour certifier les volumes produits.

Le droit européen a aussi institué une « priorité d'accès au réseau » pour les énergies renouvelables. Ce principe s'est traduit, entre autres, par un fort développement des investissements dans les zones où la capacité d'accueil était insuffisante.

L'électricité peut avoir un prix négatif !

On imagine mal cela dans notre épicerie de quartier : des prix négatifs ! Le consommateur reçoit de l'argent pour consommer... Ce phénomène est apparu il y a quelques années sur les bourses européennes de l'électricité, en provenance d'Allemagne et sur de courtes périodes, principalement en milieu de journée. En Allemagne, les gestionnaires de réseau sont tenus de racheter toute la production renouvelable puis de la revendre intégralement sur les marchés organisés. Pour être sûrs de ne rien garder sur les bras, ils peuvent la proposer gratuitement – espérant néanmoins être payés au prix d'équilibre final du marché. Les grands fournisseurs achètent cette électricité, pour autant qu'elle puisse remplacer leur propre production. Or, lorsqu'un grand fournisseur allemand ou français doit satisfaire ses clients en électricité le matin et le soir, il s'appuie sur une centrale nucléaire ou au charbon. Il ne peut pas l'arrêter complètement pendant les deux ou trois heures pendant lesquelles la production photovoltaïque est abondante, elle n'aurait pas le temps de redémarrer pour le soir ! Il peut donc exister des moments où il y a « trop d'électricité » par rapport à la demande : la production des centrales classiques qu'on ne peut pas se permettre d'arrêter, et la production renouvelable.

Le Green Deal européen

Ce rééquilibrage de la concurrence vers l'écologie est un des faits marquants de la politique européenne des dernières années. Ainsi, en mai 2019, l'Union européenne a adopté un texte législatif intitulé « Paquet Énergie propre pour tous les Européens », discuté depuis 2016. L'objectif était d'accompagner la

transition énergétique de l'Europe à un coût maîtrisé. La crise de la Covid, loin d'émousser la détermination des autorités européennes, l'a au contraire renforcée. Le plan de relance de 750 milliards d'euros et le budget européen 2021-2027, qui devrait mobiliser 1 100 milliards d'euros, font la part belle à une nouvelle économie plus verte. Ainsi, un quart du budget européen 2021-2027 sera orienté vers des allocations pour la transition bas-carbone.

Le Green Deal a été officiellement lancé le 14 juillet 2021 par la présidente de la Commission, Ursula von der Leyen, et son vice-président exécutif chargé des questions environnementales, Frans Timmermans. Ce plan d'action qui comprend 12 directives et règlements vise à réduire les émissions de carbone d'au moins 55 % d'ici à 2030, par rapport au niveau de 1990. Son ambition est de faire du Vieux Continent le premier à atteindre la neutralité carbone en 2050.

DANS CE CHAPITRE

Des pénalités financières pour les gros pollueurs industriels

•

Améliorer le mix énergétique en multipliant les sources

•

Mutualiser le financement des équipements

Chapitre 6 Le Green Deal ou Pacte vert européen de juillet 2021

Renforcer la lutte contre le réchauffement climatique passe par le développement accéléré des énergies renouvelables en Europe. Un plan d'investissement de 1 000 milliards d'euros sur les dix prochaines années a été acté.

Lors de la présentation du Green Deal européen, le 14 juillet 2021, la présidente de la Commission européenne a parlé d'un plan « aussi historique que les premiers pas sur la Lune ». Derrière cette formule, Ursula von der Leyen a voulu souligner que l'Europe souhaitait prendre le leadership mondial dans la transition énergétique. Le Pacte vert présenté en juillet est encore plus ambitieux et radical que le plan initial dévoilé en décembre 2019.

Ses deux objectifs sont :

- de réduire de 55 % les émissions de carbone des 27 pays membres d'ici à 2030 par rapport au niveau de 1990 ;
- de faire de l'Europe le premier continent à atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050.

Pour parvenir à cette ambition, la Commission propose des mesures fortes :

- une refonte de la fiscalité de l'énergie ;
- la fin des ventes de voitures neuves thermiques dès 2035 ;
- le développement important des énergies renouvelables existantes et à venir comme les énergies offshore et l'hydrogène ;
- des mesures d'efficacité énergétique ;
- l'augmentation de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale ;
- la création d'un nouveau système énergétique intégré.

Une nouvelle fiscalité énergétique

Jusqu'à présent, les grands industriels européens soumis à la concurrence internationale (acier, chimie, etc.) bénéficient de « quotas gratuits » d'émissions de CO₂, calés sur une référence passée. Tant qu'ils ne dépassent pas ce niveau, ils ne paient pas le prix du carbone émis.

Le Green Deal prévoit une profonde refonte du marché du carbone européen avec la disparition progressive des quotas gratuits et une extension de ce marché aux secteurs jusqu'à présent exemptés comme le transport

et le bâtiment, deux secteurs fortement émetteurs de GES.

En complément, l'Europe souhaite se doter d'un « mécanisme d'ajustement carbone aux frontières » pour renchérir le coût des importations depuis les pays gros émetteurs de carbone. Cette « taxe carbone aux frontières » pénaliserait les importations de produits dont la fabrication émettrait beaucoup de GES, recréant les conditions d'une concurrence équitable.

Le doublement de la part des énergies renouvelables et des efforts d'efficacité énergétique

La Commission propose de porter, d'ici à 2030, à 40 % (contre un objectif initial de 32 %) la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique (industrie, transport, bâtiment, production d'électricité) européen. C'est un effort considérable, car cela représente un quasi-doublement de la part des énergies renouvelables par rapport à la situation de 2019.

Le Pacte vert enjoint aux États membres de faire baisser la consommation d'énergie à la fois des consommateurs et des industries. La Commission propose ainsi d'élever les objectifs d'efficacité énergétique et de les rendre contraignants afin de parvenir, d'ici à 2030, à une réduction globale de 36-39 % pour la consommation d'énergie primaire et finale. En 2019, les efforts d'efficacité énergétique représentaient une baisse limitée à 17 %.

Pour réduire la consommation d'énergie, l'Europe joue sur deux tableaux. Le premier porte sur la rénovation de 35 millions de bâtiments d'ici à 2030, avec un

objectif de 49 % d'énergie renouvelable dans les locaux d'habitation et de travail. Le deuxième est l'électrification de la plupart des industries qui consomment actuellement des énergies carbonées.

Au-delà de cet ensemble de mesures, le Pacte vert pourrait remettre à plat le système énergétique actuel. Aujourd'hui, selon la Commission, ce système est encore trop linéaire, avec des énergies produites pour chaque utilisation : l'essence pour le transport, le gaz, le fioul ou le charbon pour les bâtiments ou l'industrie lourde... Or ce système génère beaucoup de gaspillage.

Le futur système énergétique intégré sera circulaire, avec des flux d'énergie plus complexes. Ainsi, la chaleur résiduelle de l'industrie ou des centres de données (*data centers*) devrait être massivement récupérée (les énergies de récupération, parfois appelées « chaleur fatale », existent déjà, mais sont marginalement exploitées) et réutilisée dans le chauffage de bâtiments ou le transport. Ce système prévoit également une plus grande électrification des secteurs les plus consommateurs d'énergie comme l'industrie, le chauffage et le transport.

Un fonds social pour le climat

Afin d'éviter de faire peser sur les ménages modestes ou les petites entreprises un coût trop important lié à cet effort de transition énergétique, le Green Deal prévoit la création d'un fonds social pour le climat doté de 72 milliards d'euros pour la période de 2025 à 2032. Ce fonds serait financé par le prélèvement par les États membres de 25 % des recettes du nouveau marché carbone.

Un coût de 1 000 milliards sur dix ans

Lors de la présentation du Green Deal, Ursula von der Leyen a chiffré le coût de cette transition écologique devant les députés européens. Elle a dévoilé le chiffre de 1 000 milliards d'euros sur les dix prochaines années.

Selon une note du site [Vie-publique.fr](https://vie-publique.fr) publiée par le gouvernement français, cette somme sera mobilisée selon différents canaux :

- entre 2021 et 2030, 503 milliards d'euros du budget de l'Union européenne seront dédiés au climat et à l'environnement. Cela comprend les dépenses en faveur des objectifs liés au climat des différentes politiques européennes (politique agricole commune [PAC], politique de cohésion, programme de recherche Horizon 2020...);
- les fonds pour l'innovation et la modernisation financés par une partie du produit de la mise aux enchères de quotas de carbone fourniront au moins 25 milliards d'euros pour la transition vers la neutralité climatique ;
- le fonds Invest EU permettra de mobiliser environ 279 milliards d'euros d'investissements privés et publics ;
- 100 milliards d'euros d'investissements seront mobilisés sur la période 2021-2027 pour assurer une transition énergétique qui ne pénalise pas les consommateurs.



Le programme « Fit for 55 » est un paquet de 12 propositions législatives qui confirme l'intention, partagée par la France et la Commission européenne, de traduire concrètement l'objectif de réduction des

émissions de carbone d'au moins 55 % d'ici à 2030, nécessaire pour respecter la trajectoire fixée par l'accord de Paris. Ce nouveau paquet touche l'ensemble des secteurs de l'économie : industrie, transports, bâtiment, agriculture ou encore forêts.

DANS CE CHAPITRE

Les raisons de la hausse des prix

•

La grogne contre les grands opérateurs

•

Les réformes à engager

Chapitre 7

L'Europe face à la crise de l'énergie

Le déclenchement de la guerre en Ukraine a eu pour conséquence l'envolée des prix des différentes sources d'énergie fossiles. Il s'en est suivi une crise énergétique majeure dont l'ampleur est comparable à celle du premier choc pétrolier de 1973. Cette crise remet en cause l'organisation même de l'Europe de l'énergie.

Après trente ans de réforme à marche forcée des marchés de l'énergie en Europe, le bilan est mitigé. Les « prix bas », promis un peu légèrement par certains, ne se sont pas concrétisés. Mais entre les fluctuations des énergies fossiles liées aux marchés mondiaux, le coût du soutien aux énergies renouvelables et les besoins de maintenance et de renouvellement du parc nucléaire, il est difficile de dégager la responsabilité des marchés. Ce qui est certain, c'est que les échanges européens sont plus développés qu'ils l'ont jamais été : les réformes successives ont créé, entre les pays d'Europe,

une « solidarité de fait », selon les mots de Robert Schuman. Face à la crise des prix comme à l'urgence climatique, aucun État membre ne peut espérer s'en tirer tout seul : il faut une action commune.

Que s'est-il passé sur les marchés de l'électricité en 2022 ?

L'année 2022 a débuté dans un contexte de prix des énergies fossiles déjà élevé, en raison de la forte reprise économique mondiale après la pandémie de la Covid. Avec le déclenchement de la guerre en Ukraine, en février 2022, l'Europe s'est mise à redouter une interruption des livraisons de gaz fossile par la Russie. Cela a déclenché une envolée du prix du gaz, car certains pays comme l'Allemagne, l'Italie ou la Grande-Bretagne dépendent très fortement du gaz dans leur mix énergétique pour produire de l'électricité. Enfin, il faut ajouter la très faible disponibilité du parc nucléaire français, car de nombreux réacteurs étaient à l'arrêt en raison du programme de révision, mais aussi de problèmes techniques intervenus sur les réacteurs de dernière génération.

Au total, cela a engendré une véritable instabilité qui a eu un impact majeur sur le marché de gros de l'électricité. Quand il s'agit de répondre à une forte demande en électricité, les unités de production éoliennes, solaires, hydroélectriques et nucléaires ne suffisent plus. Il faut recourir massivement aux centrales à fioul, à charbon et à gaz : autant de matières premières dont le coût marginal a explosé. De plus, les exploitants de ces centrales anticipent des risques de pénurie à l'avenir, ce qui alimente une forme de spéculation.

Et comme l'électricité se stocke peu ou pas, le tarif peut varier considérablement d'un jour à l'autre. Ainsi, il peut passer d'un prix inférieur à 40 € le mégawattheure puis s'envoler à 200 €, 1 000 € voire 3 000 €, un pic atteint en France le 4 avril 2022 à 9 h.

La remise en cause du fonctionnement des marchés

Face à l'explosion des prix, les États membres ont réagi en ordre dispersé. Certains, comme la France, ont mis en place des systèmes de « bouclier tarifaire » pour protéger les petits consommateurs de la hausse des prix. En Espagne, le choix s'est porté sur un plafonnement du prix du gaz : comme le prix de l'électricité est, sur le marché ibérique, très lié à celui du gaz, cette mesure a eu pour effet de limiter la hausse du prix de l'électricité. Partout, les observateurs s'insurgent contre les « profits indus » engrangés par les opérateurs qui vendent sur les marchés. Dans la théorie libérale, ces prix très élevés sont un « bon signal » : ils devraient inciter les acteurs à développer de nouvelles capacités de production d'électricité, et le marché se réajustera spontanément. Mais les choses ne sont pas si simples : investir dans la production prend du temps, et cela n'est pas sans risque. Qui dit que les prix ne seront pas retombés quand les nouvelles centrales seront enfin prêtes ? Dans l'opinion publique impatiente, qui voit sa facture d'électricité grimper en flèche, se répand l'idée que les grands opérateurs pourraient avoir intérêt à laisser monter les prix pour engranger des profits faciles...

La Commission européenne a bien conscience qu'elle ne peut pas rester campée sur son dogme libéral et

qu'elle doit proposer en urgence des aménagements du fonctionnement des marchés de l'énergie.

Les propositions de la Commission européenne

Le 14 septembre 2022, lors de son discours sur l'état de l'UE, la présidente de la Commission européenne, Ursula von der Leyen, a présenté un paquet de mesures visant à réformer le marché de l'énergie. Elle a, tout d'abord, appelé les pays de l'Union à pratiquer des économies intelligentes d'énergie. Afin de réduire la trop forte dépendance de l'Europe à la fourniture de gaz russe et d'accélérer la transition écologique, elle a ensuite appelé les pays membres à accroître le déploiement d'énergies renouvelables au sein de l'Union européenne. Pour lutter contre l'envolée du prix de l'électricité, la présidente de la Commission a promis d'engager « une réforme complète et en profondeur » de son marché de l'électricité afin de découpler les prix de l'électricité de l'influence dominante du gaz. Enfin, elle a demandé l'instauration d'une contribution financière des producteurs d'énergie qui ont profité de l'envolée des prix. Un montant de 140 milliards d'euros pourrait être ainsi dégagé, qui servira à soulager les factures des consommateurs.

Partie 3

La consommation et la production d'électricité



Dans cette partie...

Nous détaillerons à présent les évolutions de la consommation et de la production d'électricité en France.

La consommation d'électricité est le reflet du développement de notre société et de nos modes de vie. Quelle que soit l'échelle à laquelle on la mesure, elle fluctue en permanence, en fonction de l'heure, de la saison, de la conjoncture économique ou de la modification progressive des usages.

Du côté de la production, les scientifiques ont imaginé différentes manières de transformer en électricité les énergies primaires renouvelables, nucléaires ou fossiles. Toutes ces filières ont des avantages et des inconvénients. Nous retracerons leur place dans le « mix électrique » français et l'évolution de ce mix, jusqu'aux débats les plus récents sur son avenir à l'horizon 2050.

DANS CE CHAPITRE

Les secteurs les plus consommateurs

•

Les différentes composantes de la consommation d'électricité

•

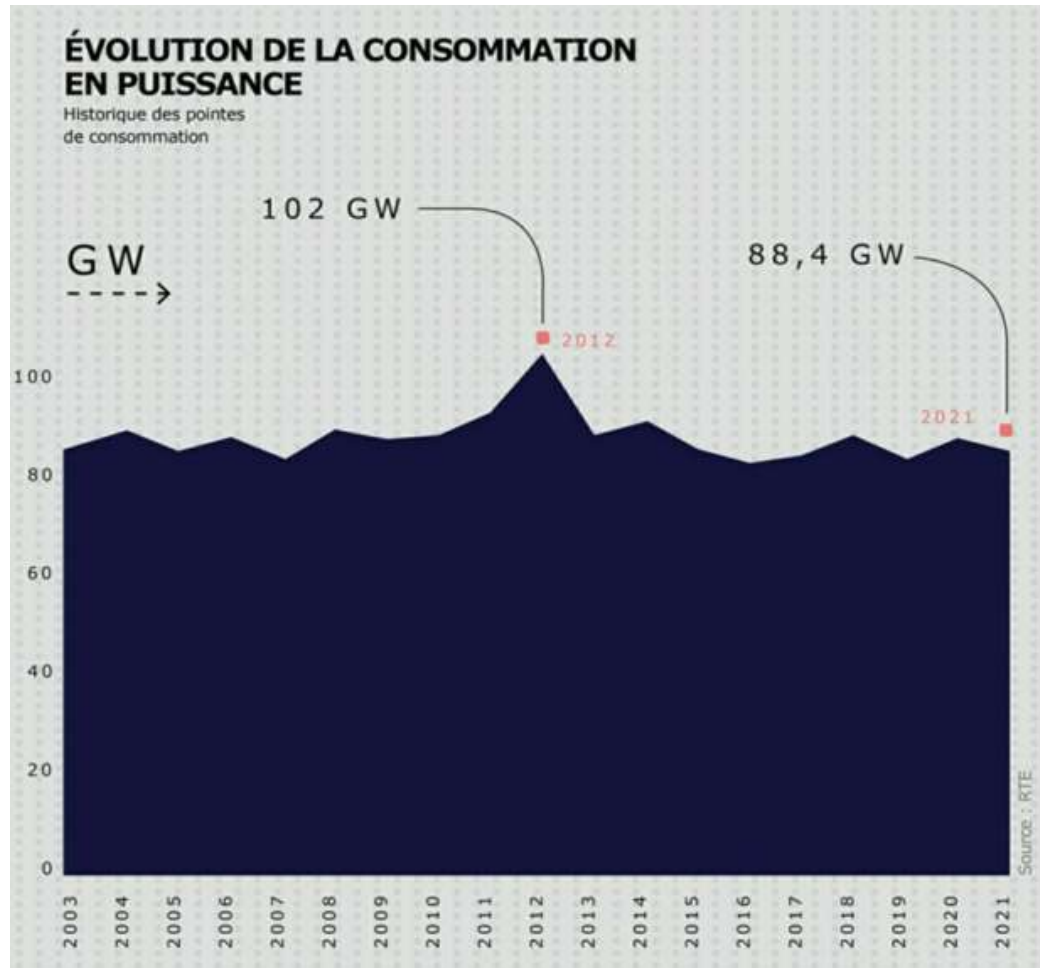
La sensibilité de la consommation aux variations de température

Chapitre 8

La consommation d'électricité en France

Les variations annuelles de la consommation d'électricité en France dépendent principalement de deux facteurs principaux : le contexte économique et les conditions climatiques.

Après des décennies de croissance continue, la consommation d'électricité française s'est stabilisée dans les quinze dernières années. Selon les bilans annuels de RTE, en vingt ans, de 2000 à 2021, la consommation brute d'électricité a évolué, passant de 449 TWh en 2001 à un pic de 513 TWh en 2010 (année de reprise économique après la crise de 2008) avant de se stabiliser entre 470 et 480 TWh selon les années. En 2021, la consommation s'est établie à 468 TWh et s'est rapprochée de son niveau d'avant la crise sanitaire.



La consommation actuelle par secteur et par usage

Selon le bilan électrique 2021 de RTE, les premiers consommateurs d'électricité en France sont les petites et moyennes entreprises. Ils sont suivis par les foyers (ce que l'on appelle la « consommation résidentielle ») et la grande industrie (dont la sidérurgie).

S'il est simple de se représenter cette répartition de la consommation, il est plus difficile d'imaginer les disparités énormes séparant les différents acteurs.

Ainsi, le secteur résidentiel représente 33 millions de sites (maisons, appartements...) raccordés (soit 87 % du

nombre de raccordements), mais ne consomme que 38 % de l'électricité. Par ailleurs, il existe environ 5 millions de PMI ou d'entreprises du secteur tertiaire qui totalisent 12 % du nombre de raccordements et 47 % de la consommation. Enfin, les grands industriels ne représentent que 0,1 % du nombre de sites raccordés, mais utilisent 16 % du total de l'électricité.



- Les entreprises et les professionnels consomment 46 % de l'électricité.
- Les résidentiels consomment 38 % de l'électricité.
- La grande industrie consomme 16 % de l'électricité.

Après un siècle de croissance, la consommation française d'électricité des ménages s'est stabilisée à partir de 2008. En 2020, elle s'élevait à 2,223 kWh par personne et par an, selon les chiffres publiés par l'État, soit une consommation totale de 147,8 TWh par an.

Le chauffage représente à lui seul 27,6 % de la consommation d'électricité, suivi de près par les usages du froid et le lavage (18,5 %). La généralisation des usages numériques (téléphones portables, ordinateurs, multimédia...) a fait grimper leur part à 13,5 %, tandis que les progrès de l'éclairage ont fait baisser la part de celui-ci à 5,6 %. La consommation d'eau chaude représente 12,8 % de la consommation.

La consommation d'électricité de l'industrie, pour sa part, a plutôt diminué au cours des dernières années. Deux effets se cumulent : un réel effort d'efficacité énergétique, mais aussi un mouvement de désindustrialisation.



L'usine Alvalde Aluminium Dunkerque est un site industriel majeur de production d'aluminium par électrolyse. Sa consommation d'énergie repose à 97 % sur l'électricité. Sa consommation s'élève à près de 4 TWh par an, soit plus de la moitié de la capacité d'un réacteur nucléaire de Gravelines, ou 2 fois la consommation de la ville de Dunkerque. Cette usine, dite « hyper-électro-intensive », reste l'usine ayant l'empreinte carbone la plus faible du monde pour ce type de produits.

La thermosensibilité de la consommation

Si la consommation électrique est globalement stable (hormis en 2020) en volume annuel, elle connaît des variations importantes au cours de l'année, en fonction des rythmes de vie mais aussi et surtout de la météo.

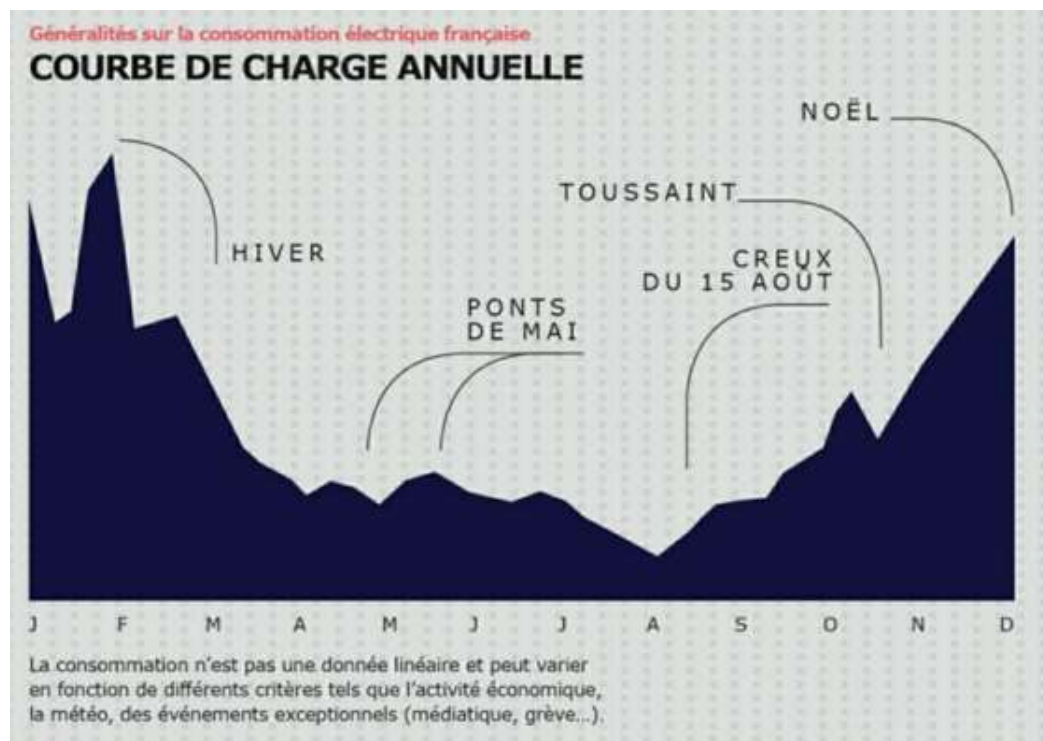
En premier lieu, la courbe de consommation d'électricité reflète les rythmes de vie des Français. Lors d'une journée normale d'hiver, après le creux de la nuit, la consommation monte en flèche à partir de 6 h du matin. Elle connaît une légère baisse en fin d'après-midi avant de remonter pour le « pic de 19 h ». Celui-ci témoigne de l'heure majoritaire de dîner de nos concitoyens : ce pic est plus tardif en Espagne, par exemple. Un dernier pic intervient vers 23 h, lorsque le signal « heure creuse » déclenche le fonctionnement de cumulus électriques à travers tout le pays.

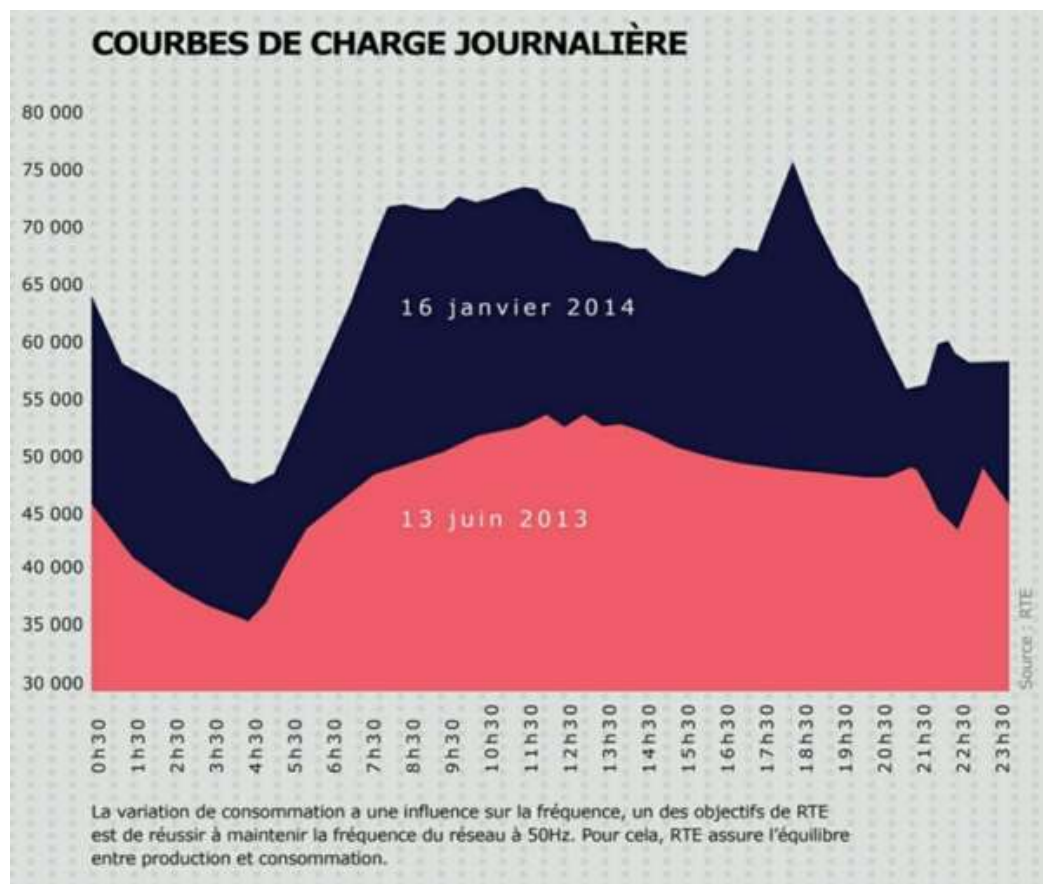
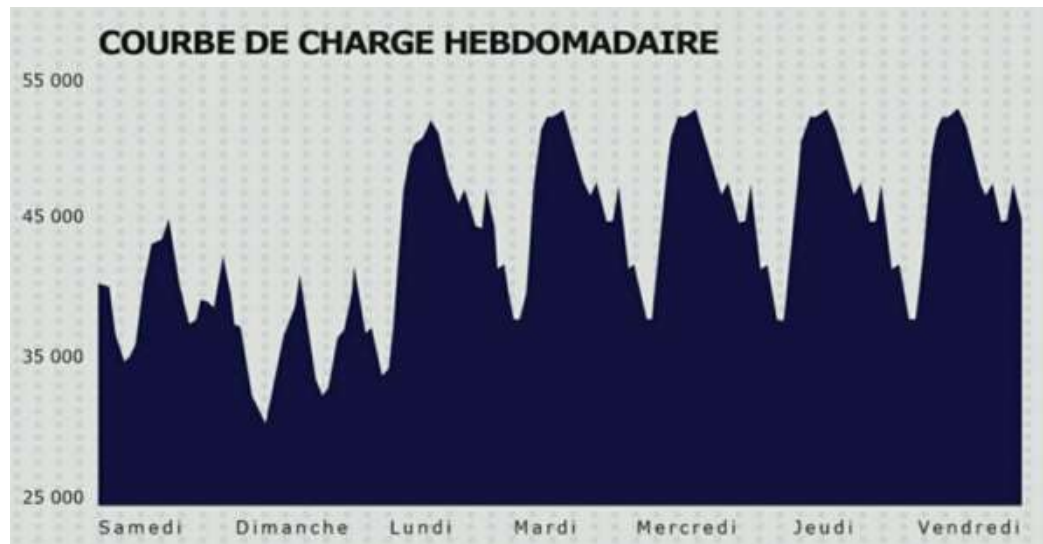
En second lieu, la consommation d'électricité reflète la plus ou moins grande rigueur du climat. C'est ce qu'on appelle la « thermosensibilité » de la consommation électrique. Les variations d'une semaine à l'autre

peuvent être d'une très grande amplitude si la température extérieure fluctue de manière importante.

Ainsi, durant les journées froides et peu lumineuses de l'hiver, et particulièrement en janvier et en février, la demande journalière peut atteindre 80 GW, avec parfois des pointes de consommation plus importantes lors de journées particulièrement froides. Par exemple, les 6 et 7 février 2012, la consommation a atteint pour la première fois un pic supérieur à 100 GW.

On observe aussi des pointes de consommation en été, lors des canicules, en raison du développement de la climatisation, mais elles restent loin des pointes hivernales. La situation française est à cet égard différente de celles d'autres pays comme le Japon ou les États-Unis, dont les pics de consommation interviennent plutôt l'été.





RTE estime qu'en hiver, en France, chaque baisse de la température de 1 °C correspond à une hausse de la consommation de 2,4 GW (2 400 MW). La France est plus « thermosensible » que ses voisins. Dans le reste

de l'Europe, une baisse de 1 °C entraîne une hausse de la demande de seulement 600 MW en Grande-Bretagne, de 500 MW en Allemagne et de 300 MW en Italie. Cela s'explique par le fait que les Français sont plus nombreux à se chauffer grâce à l'électricité. En 2013, un peu plus d'un tiers des logements, soit 9,8 millions de foyers, étaient équipés d'appareils de chauffage électriques.

Si la consommation d'électricité augmente mécaniquement en hiver, elle peut aussi le faire en été, lorsque les températures sont anormalement élevées, en raison de la mise en route de la climatisation dans les entreprises et chez les particuliers. C'est ce que RTE appelle l'« effet ventilateurs et climatisation ». Un degré au-dessus des normales de saison se traduit ainsi par une augmentation de la consommation électrique d'environ 700 MW lorsqu'il fait chaud.

L'impact de la crise de la Covid

Les chiffres fournis par le gestionnaire RTE et par le distributeur d'électricité Enedis permettent de comprendre l'impact de la crise de la Covid sur la consommation.

Durant le premier confinement, entre mars et mai 2020, le secteur résidentiel a vu sa consommation d'électricité grimper de 5 % (selon Enedis), car les Français ont été confinés chez eux en raison du télétravail ou du chômage partiel. Cette hausse a toutefois été limitée en raison des températures plus clémentes au printemps et à l'automne. En résumé, les Français ont plus travaillé chez eux, mais ont moins consommé de chauffage.

En revanche, la consommation des PME-PMI et des professionnels a baissé de 2,5 % en 2020, alors qu'elle était stable depuis 2013. La fermeture de certaines PMI et de nombreuses entreprises artisanales ainsi que le recours massif au télétravail expliquent cette baisse.

Du point de vue de la consommation d'électricité, le secteur le plus affecté a été celui de la grande industrie. Le recul de la consommation a atteint 10 % (61,9 TWh) du fait de l'arrêt, durant le premier confinement, de nombreuses usines comme celles appartenant aux secteurs de l'automobile ou de la sidérurgie, ainsi que de la chute de la demande de biens manufacturés. La baisse a même atteint 30 % sur le seul mois d'avril 2020, durant lequel la France était quasiment à l'arrêt.

La consommation d'électricité dans le monde

Aujourd'hui, seulement 10 pays représentent près de 70 % de la consommation totale d'électricité mondiale. La Chine (6 880,1 TWh), les États-Unis (4 288,5 TWh) et l'Inde (1 309,4 TWh) en utilisent à eux seuls plus de la moitié.

Dans le monde, plus de 759 millions de personnes n'ont pas encore accès à l'électricité, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), même si l'électrification des populations progresse rapidement.



Entre 2010 et 2019, la part de la population mondiale ayant accès à l'électricité est passée de 83 à 90 %. À cette date, il n'y avait plus que 759 millions de personnes dans le monde privées d'électricité, contre 1,2 milliard en 2010.

C'est en Afrique subsaharienne que se situent les trois quarts des personnes privées d'électricité (570 millions). Dans cette région, le taux d'accès à l'électricité n'est que de 46 %, soit 2 fois moins que la moyenne mondiale.

DANS CE CHAPITRE

Trois axes de changement

•

Peut-on électrifier tous les modes de transport ?

•

Le challenge du chauffage

Chapitre 9

Quelles évolutions pour la consommation d'électricité ?

La transition énergétique passera par le transfert de la consommation d'énergies fossiles vers la consommation d'une électricité verte pour le chauffage, le transport et l'industrie. Cela nécessitera notamment la généralisation des véhicules électriques. Ce « transfert d'usage » doublera en quelques années la part de l'électricité dans la consommation totale d'énergie.

Depuis la déclaration de Rio en 1992 (Conférence des Nations unies sur l'environnement et le développement) et, surtout, le protocole de Kyoto en 1997, la France s'est engagée dans une politique de réduction de ses émissions de GES. La réduction des émissions nationales de carbone est un bon indicateur, mais il est insuffisant. Pour mesurer réellement la contribution d'un pays au réchauffement climatique de la planète, il faut mesurer son empreinte carbone.

Cette dernière représente la quantité de GES induite par la demande finale intérieure d'un pays, que les biens ou services consommés soient produits sur place ou importés. Cette notion est donc plus large : elle prend aussi en compte les émissions de GES des produits consommés en France mais produits par des usines délocalisées, par exemple en Chine ou en Inde.

Dans une étude datée de décembre 2020, le ministère de la Transition écologique a démontré que si les émissions intérieures de GES ont bien diminué de 25 % entre 1995 et 2019, l'empreinte carbone de la France, elle, a augmenté de 7 % sur la même période pour atteindre 663 millions de tonnes équivalent CO₂ en 2019.

Ceci s'explique par une explosion des émissions associées aux importations (+ 72 % en quatorze ans). Désormais, les émissions associées aux importations représentent plus de la moitié de l'empreinte carbone de la France.

Réindustrialisation, transferts d'usage vers l'électricité et amélioration de l'efficacité énergétique

Pour mener à bien sa stratégie de décarbonation, la France prévoit de s'appuyer sur trois grands leviers :

- **la réindustrialisation du pays** : après des années de délocalisation de la production de biens manufacturés dans des pays à bas coût de main-d'œuvre et à fortes émissions de GES, la France souhaite favoriser un retour sur son sol de ces industries, notamment les plus critiques pour notre souveraineté économique. Elles devront

évidemment s'appuyer sur des technologies modernes et des sources énergétiques décarbonées telles que l'électricité ;

- **les transferts d'usage vers l'électricité :**
en 2020, l'électricité ne représentait que 25 % de la consommation énergétique finale en France, avec environ 475 TWh contre 1 120 TWh pour les combustibles fossiles. La France souhaite s'appuyer sur son électricité largement décarbonée pour remplacer les énergies fossiles comme le pétrole ou le gaz. Le « transfert d'usage » consiste à électrifier des secteurs s'appuyant jusqu'alors sur une autre forme d'énergie, en particulier dans les transports ;
- **l'amélioration de l'efficacité énergétique**
consiste à adopter des solutions technologiques rendant les mêmes services, mais pour une consommation d'énergie moindre. L'étiquetage des appareils électroménagers a ainsi permis de promouvoir les équipements les plus économes, de même que le remplacement des lampes à incandescence par des lampes fluocompactes puis par l'éclairage LED. Mais le passage d'un véhicule thermique à un véhicule électrique relève aussi de l'efficacité énergétique, car un moteur électrique présente un meilleur rendement qu'un moteur thermique.

Ces différents leviers auront des conséquences à la hausse comme à la baisse sur la consommation d'électricité, mais celle-ci devrait globalement augmenter dans les prochaines décennies. L'objectif fixé par le gouvernement français est qu'en 2050, l'électricité représente 55 % de notre consommation énergétique finale, tout en visant à une diminution de

cette dernière de 40 %. Au global, c'est une augmentation de la consommation d'électricité de 30 % qui pourrait résulter de la stratégie française de décarbonation.



L'efficacité énergétique vise à offrir le même niveau de service, et donc de confort, en utilisant moins d'énergie. On se rend cependant compte qu'elle est souvent accompagnée de ce que l'on appelle « l'effet rebond » : nos sociétés modernes profitent de ces gains énergétiques pour accroître leur confort. Les réfrigérateurs et les écrans de télévision consomment moins d'électricité qu'il y a trente ans, mais leur taille moyenne s'est fortement accrue... Beaucoup considèrent que l'atteinte de nos objectifs climatiques passe par un réel effort de « sobriété », c'est-à-dire de renoncement volontaire à certains éléments de confort : diminution du nombre et de la taille des équipements électroménagers, réduction des températures de chauffage en hiver, réduction des déplacements et de la surface moyenne des logements...

La généralisation des véhicules électriques

La généralisation des véhicules électriques est probablement l'un des marqueurs les plus emblématiques de cette course à la décarbonation, tant la voiture individuelle symbolise le mode de vie hérité des Trente Glorieuses. Le secteur des transports représente 31 % des émissions nationales de GES. Pour réduire les émissions de CO₂, la SNBC préconise le transfert d'usage en favorisant notamment le remplacement des voitures thermiques par des

voitures zéro émission (véhicules électriques ou à hydrogène). En 2022, le gouvernement français a fixé comme objectif qu'en 2035, 100 % des nouveaux véhicules vendus devront être à zéro émission.

Déjà, les principaux constructeurs automobiles mondiaux ont pris des engagements dans ce sens. Ainsi, Volkswagen a indiqué que 100 % de ses véhicules vendus en 2035 seront électriques. Pour sa part, Renault s'est donné pour objectif d'arriver à ce que 90 % des véhicules vendus soient électriques d'ici à 2030.

Poussée par la double volonté des pouvoirs publics et des constructeurs automobiles, la généralisation des véhicules électriques pour les particuliers et les transporteurs professionnels permettra de remplacer progressivement les moteurs thermiques.

Si, en 2035, plus aucun véhicule thermique nouveau ne pourra être vendu, les anciens seront encore en circulation. La part des véhicules électriques dans le parc automobile progressera mécaniquement. En 2035, il devrait y avoir 15,6 millions de véhicules électriques en circulation en France (soit 40 % du total), contre 1 million actuellement, selon le baromètre Avere France.



En France, l'année 2021 a marqué un record de vente de véhicules électriques avec 162 000 immatriculations selon les chiffres du Comité des constructeurs français d'automobiles. Ce chiffre marque une hausse de 46 % par rapport aux ventes de 2020 (110 900 véhicules, déjà en hausse de 159 % par rapport à 2019).

En 2022, la tendance s'accélère et le parc de voitures propres en circulation dans notre pays (100 % électriques et hybrides) devrait atteindre le cap symbolique du million.

En Europe, à la fin juin 2022, il s'est vendu 647 500 véhicules 100 % électriques en Europe, soit 11,6 % du total des immatriculations, selon les chiffres de l'Association des constructeurs européens d'automobiles (ACEA). Le cap des 1,5 million de véhicules 100 % électrique devrait être atteint sur l'ensemble de l'année.

Le besoin de bornes de recharge

La généralisation des véhicules électriques pose l'épineux problème de l'installation des bornes électriques de recharge. Aujourd'hui, les propriétaires de voitures électriques savent l'importance, lors des longs trajets à travers la France, de la recherche de bornes de recharge sur les autoroutes, dans les centres-villes et les périphéries. Le développement du véhicule électrique passe par la création de grands réseaux de bornes de recharge, qui peuvent relever selon les zones de l'initiative privée ou de l'intervention publique, notamment via les syndicats d'électrification en zone rurale.

En juillet 2021, le ministère de la Transition énergétique a dénombré 43 700 points de recharge pour véhicules électriques ouverts en France, dont 4 000 bornes haute et très haute puissance (de 50 kW à 150 kW). La moitié des aires d'autoroutes, soit 164 sur le territoire, sont désormais équipées de bornes à recharge rapide qui permettent de recharger une batterie en moins de 20 minutes.

Au total, en comptant les bornes privées installées chez les particuliers, dans les copropriétés ou sur les parkings des entreprises, on atteint plus de 612 000 points de recharge sur l'ensemble du

territoire. Ce maillage fait de la France l'un des pays les mieux équipés en Europe : plus de 20 % des bornes installées en Europe se situent dans l'Hexagone.

La Commission européenne estime que dès 2030, près de 30 millions de véhicules électriques circuleront en Europe. Pour accompagner cette transition accélérée vers les voitures électriques, Bruxelles demande aux États membres d'investir dans l'installation d'un réseau de bornes de rechargement avec deux stations publiques tous les 60 km en 2025 et quatre stations en 2030. À cette date, le réseau européen devrait compter 3,5 millions de bornes de rechargement.

L'essor de la voiture électrique fera-t-il exploser la consommation d'électricité en France ?

La question est de savoir si la recharge des véhicules électriques peut mettre en danger le système électrique à travers un afflux massif et non contrôlé d'appels de puissance. RTE, le gestionnaire du réseau de transport, a apporté des réponses rassurantes. Tout d'abord, la recharge ne devrait représenter qu'environ 10 % de la consommation totale en 2035, soit une consommation annuelle d'électricité supplémentaire comprise entre 40 et 60 TWh. Ensuite, avec plusieurs millions de véhicules en circulation, le rechargement des batteries sera naturellement étalé dans le temps ; des dispositifs pourraient même inciter les citoyens à programmer leur recharge aux périodes les plus favorables pour le réseau, par exemple lorsque les énergies renouvelables sont abondantes. Enfin, lorsque le véhicule est à l'arrêt, soit 95 % du temps, une partie de l'électricité contenue dans les batteries pourrait être réinjectée dans le réseau et contribuer ainsi à son bon fonctionnement.



L'un des défis majeurs du système électrique du futur sera d'être capable de gérer la pression sur le réseau due à la généralisation des véhicules électriques. Si ces derniers vont devenir un facteur important des nouveaux usages et donc de la future consommation d'électricité, ils peuvent également être une partie de la solution du stockage de cette énergie.

De nombreux constructeurs automobiles comme Renault ou Volkswagen travaillent sur la technologie « *vehicle to grid* » (V2G). Le principe est simple : un particulier branche son véhicule électrique sur le réseau pour le recharger en heures creuses. Mais une fois la batterie chargée, l'électricité ainsi stockée pourrait être réinjectée dans le réseau intelligent à la demande et ainsi participer à l'augmentation de l'offre en cas de besoin. Le propriétaire du véhicule pourrait en être rémunéré.

Le cas du transport aérien

Le transport aérien représente environ 4 % des émissions de CO₂ dans le monde, mais il constitue un secteur difficile à décarboner.

La piste actuellement privilégiée consiste, en gardant les motorisations actuelles, à recourir à des carburants durables, les SAF (*Sustainable Aviation Fuels*). L'Union européenne envisage d'imposer, lors des escales dans les grands aéroports européens, un taux minimal de SAF dans le kérosène utilisé : au moins 5 % en 2030, plus de 30 % en 2040 et plus de 60 % en 2050.

Les SAF pourraient être constitués par des biocarburants élaborés à partir de produits végétaux ou d'huiles végétales de récupération.

Une autre possibilité consiste à créer des carburants de synthèse en combinant de l'hydrogène, produit à partir d'électricité décarbonée, avec du CO_2 : on parle d'« *e-fuels* ». À terme, l'électricité pourrait ainsi contribuer à alimenter la fabrication de kérosène durable. À plus long terme, des programmes de recherche planchent sur la conception d'avions à propulsion hydrogène ou électrique.



Le premier avion au biocarburant a volé en mai 2021. Le 18 mai 2021, Air France a fait voler un avion entre Paris et Montréal avec 16 % de carburant durable issu d'huile de friture récupérée, réduisant ainsi les émissions de CO_2 de 15 %.

La performance énergétique des bâtiments

Le secteur du bâtiment représente à lui seul 20 % des émissions de GES en France, soit 75 millions de tonnes de CO_2 , dont 53 millions sont imputables au seul chauffage. La SNBC impose une action efficace en vue d'améliorer la performance énergétique des bâtiments. L'objectif est de réduire de moitié les émissions de CO_2 dues au chauffage d'ici à 2035 pour arriver à 25 millions de tonnes de CO_2 .

Si le chauffage électrique occupe une grande place en France, son développement passé ne peut pas être considéré comme particulièrement vertueux. Dans les années 1980, le développement des « convecteurs électriques », peu chers à l'achat, a accompagné la croissance du parc nucléaire qui promettait l'accès à une électricité abondante et bon marché. Il ne s'est pas toujours accompagné des efforts concomitants

d'isolation des bâtiments garantissant une bonne efficacité thermique. La stratégie de décarbonation française préconise donc une approche globale fondée sur l'isolation des bâtiments et le recours aux technologies les plus performantes telles que les pompes à chaleur.

En décembre 2020, RTE et l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) ont publié un rapport intitulé *Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?*

Ce rapport préconise une stratégie basée sur trois piliers :

- une très forte amélioration de la performance des bâtiments, grâce à des normes plus strictes pour la construction neuve (mais ce secteur ne représente que 1 % du parc chaque année), et un grand programme de rénovations performantes des logements et bureaux anciens permettant d'amener le parc au niveau d'un bâtiment basse consommation (BBC) en moyenne d'ici à 2050 ;
- l'amélioration du rendement des solutions de chauffage, en utilisant des solutions performantes comme les pompes à chaleur ;
- le remplacement des installations de chauffage utilisant des énergies fossiles par des solutions bas-carbone, comme les modes de chauffage électrique performants, les réseaux de chaleur utilisant des sources renouvelables et de récupération, ou l'utilisation du bois et de la biomasse.

Ce transfert d'utilisation des chauffages recourant aux énergies fossiles vers ceux basés sur l'électricité, combiné à un effort national pour lutter contre les « passoires thermiques » et encourager une meilleure isolation, ne devrait pas avoir d'impact majeur sur le système électrique, estime le rapport. Il constitue en revanche dans tous les cas un moyen de décarbonation efficace.

DANS CE CHAPITRE

Le nucléaire sur la sellette

•

Faire feu de tout bois pour les énergies renouvelables

•

Multiplier les modes de production

Chapitre 10

La production d'électricité en France

Depuis les années 1970, la production d'électricité en France est très majoritairement d'origine nucléaire. Nous étudierons la remise en cause de cette politique du tout nucléaire et le développement des énergies renouvelables. Des décisions politiques majeures doivent être prises pour rééquilibrer le mix énergétique dans la production d'électricité.

Pour comprendre l'incroyable aventure de l'électricité en France, il faut mesurer à la fois la croissance de la production et l'évolution du mix énergétique dans l'appareil productif. Au début des années 1920, la France ne produisait que 8,3 TWh d'électricité par an, dont 4,4 TWh grâce aux centrales à charbon et 3,7 TWh grâce aux centrales hydroélectriques.

En 2021, la production d'électricité a été multipliée par 65 par rapport au début des années 1920, alors que la population française n'a été multipliée que par 1,7, passant de 39 millions à 66 millions d'habitants.

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ENTRE 2016 ET 2021

TWh

----->





La part des énergies dans la production d'électricité en France en 2021 se répartit comme suit :

- Nucléaire : 69 %
- Hydroélectricité : 12 %
- Éolien : 7 %
- Solaire : 3 %
- Énergies fossiles : 7 %
- Biomasse : 2 %

Source : Bilan électrique français 2021 de RTE

2010-2019 : la remise en cause du « tout-nucléaire »

Le 11 mars 2011, l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima, au Japon, survenu après un tsunami, marque un tournant dans l'opinion mondiale vis-à-vis de cette énergie. Dans les mois qui suivent, l'Allemagne décide de sortir rapidement du nucléaire et de nombreux projets d'installation de nouvelles centrales dans le monde sont stoppés. En France, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) demande à EDF d'améliorer la sécurité de ses centrales.

En juin 2012, EDF présente donc un programme de travaux pour renforcer la sécurité des centrales. En janvier 2014, l'ASN adopte 19 décisions, une par centrale (pour 58 réacteurs à cette date), fixant à EDF des exigences complémentaires afin de rendre ses centrales plus sûres en cas d'accident de type Fukushima.

La France, deuxième puissance nucléaire mondiale derrière les États-Unis, prend conscience de sa dépendance vis-à-vis de l'atome et du vieillissement de ses centrales : 80 % des réacteurs ont plus de trente ans en Europe, 90 % aux États-Unis. En 2020, les investissements mondiaux dans les centrales nucléaires n'ont représenté que 30 milliards de dollars, soit 3 fois moins que les investissements consacrés à l'énergie solaire selon l'AIE.

Un débat national s'engage sur la question d'une éventuelle sortie de cette énergie : peut-on, doit-on se passer de cette énergie décarbonée ? Ce débat qui agite de nombreux gouvernements, de même que le Parlement et, évidemment, EDF, porte sur plusieurs aspects. Faut-il arrêter les centrales nucléaires construites dans les années 1980 et arrivant pratiquement toutes à quarante ans d'exploitation, la durée de vie initialement prévue ? Et si oui, à quel rythme ? Faut-il prolonger la durée de vie de certains réacteurs jusqu'à cinquante ans, voire plus ? Faut-il lancer un programme de construction de centrales de nouvelle génération du type EPR de Flamanville ? Et combien ?

La réglementation française ne fixe pas de durée de vie maximale pour les réacteurs nucléaires. Le groupe EDF, qui exploite tous les réacteurs, doit faire valider tous les dix ans une autorisation d'exploitation. Celle-ci est délivrée par l'ASN après une visite approfondie des installations. L'énergéticien a déjà reçu l'autorisation de prolonger la durée de vie de certains réacteurs à cinquante ans en contrepartie de l'engagement de travaux de « grand carénage ».



« EDF a regroupé l'ensemble des investissements de maintenance prévus sur la période 2014 à 2025 sous la

terminologie de “grand carénage”. Ce projet industriel vise à améliorer la sûreté des centrales nucléaires, en particulier à la suite de la catastrophe de Fukushima, à redresser les performances d’exploitation après une période de dégradation de la disponibilité des centrales et à rendre possible la prolongation de l’exploitation du parc au-delà de quarante ans, durée pour laquelle les centrales ont été conçues à l’origine », expliquait la Cour des comptes en 2016.

EDF a estimé le coût de ces travaux nécessaires au prolongement de la durée de vie des réacteurs à près de 55 milliards d’euros.

- 32 réacteurs d’ancienne génération ont une capacité de production de 900 MW. La plupart de ces réacteurs fonctionnent déjà depuis plus de quarante ans. Ce sont ces réacteurs qui sont visés par le programme d’arrêt.
- 20 réacteurs ont une capacité de production de 1 300 MW. Ils ont été mis en service entre 1985 et 1994. Le plus récent a 27 ans et le plus ancien 36 ans. Ces réacteurs peuvent donc encore être utilisés au moins une dizaine d’années.
- Enfin, il existe 4 réacteurs de 1 500 MW, de conception plus récente.

Les déboires des réacteurs de troisième génération

Pour assurer le relais des réacteurs existants, la filière française nucléaire a largement misé sur l’EPR (Evolutionary Power Reactor), un réacteur dit de « troisième génération », plus puissant, mais conçu pour être plus sûr. Les deux premiers réacteurs

industriels ont été mis en construction respectivement en Finlande en 2005 et, en France, à Flamanville en 2007. Après quinze ans de travaux et une dérive très importante des coûts, ces deux réacteurs n'étaient toujours pas opérationnels. Deux réacteurs de type EPR ont cependant pu être mis en service en 2019 en Chine, sur le site de Taishan. Avec une puissance de plus de 1 600 MW, ce sont les réacteurs nucléaires les plus puissants au monde. Deux autres réacteurs EPR sont en construction en Angleterre, sur le site de Hinkley Point.

Les difficultés rencontrées sur le projet de Flamanville ont clairement souligné le défi que pourrait représenter, pour la filière industrielle française, un remplacement des centrales nucléaires existantes au même rythme que celui auquel elles ont été construites, et dans une enveloppe financière maîtrisée.

À l'été 2022, la moitié des réacteurs nucléaires français étaient à l'arrêt

En raison de la combinaison des arrêts prévus pour cause de grand carénage et des arrêts imprévus pour cause de corrosion, 32 réacteurs sur 56 étaient à l'arrêt en été 2022, ce qui a fait chuter la puissance nucléaire disponible à 29 GW, un niveau historiquement bas.

Une perspective de rééquilibrage entre nucléaire et énergies renouvelables, dans un contexte de stabilité de la consommation

En cohérence avec la première SNBC, les projections à l'horizon 2035 établies par RTE concluaient à une stabilité de la consommation d'électricité. Dans ce contexte, le débat entre nucléaire et énergies renouvelables est un « jeu à somme nulle » : ce qu'une filière gagne dans le mix énergétique, l'autre doit le perdre.

En 2012, l'une des promesses de campagne du futur président François Hollande est la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim et la réduction de la part de cette énergie à 50 % dans le mix énergétique français à l'horizon 2025, progressivement compensée par le développement des énergies renouvelables.

En décembre 2015, la France organise la COP 21, qui débouche sur les accords de Paris sur le climat. La France s'engage alors sur une trajectoire pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Dans cette trajectoire, la place du nucléaire est au centre des interrogations car c'est une manière de produire l'électricité qui n'émet pas de CO₂. Le nucléaire est aussi une source d'électricité « stable », par opposition aux énergies « variables » que l'on ne peut utiliser que lorsqu'elles sont disponibles, comme l'éolien ou le photovoltaïque. Or, les projections de RTE montrent que le développement des énergies renouvelables ne permettra pas de remplacer suffisamment la production nucléaire à l'horizon 2025 : le recours à des centrales à gaz serait nécessaire pour atteindre l'objectif de 50 %.

En 2017, pour ne pas accroître les émissions de GES, le gouvernement acte le report au-delà de 2035 de la baisse de la part du nucléaire dans le mix énergétique de 75 à 50 %. En 2018, le président de la République Emmanuel Macron ne change pas fondamentalement

de ligne : il s'engage sur un programme de fermeture de 14 réacteurs nucléaires sur 58 d'ici à 2035, dont les deux réacteurs de Fessenheim qui sont effectivement arrêtés en 2020. Il est prévu que deux autres réacteurs soient fermés en 2025 et 2026, sous réserve de ne pas mettre en péril le système électrique français ni l'évolution des prix et mix des productions électriques des pays voisins assurant l'interconnexion avec la France. Ces décisions sont officialisées en 2019 dans la loi Énergie et Climat, qui repousse l'échéance de 50 % de nucléaire à l'horizon 2035, ainsi que dans la nouvelle SNBC et la nouvelle PPE.



Emmanuel Macron l'a annoncé le 27 novembre 2018, lors de la présentation de la PPE : « Nous allons fermer 14 réacteurs nucléaires de 900 MW d'ici à 2035. Ce mouvement débutera à l'été 2020 avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim. Il nous restera alors à organiser la fermeture de 12 réacteurs entre 2025 et 2035, 4 à 6 réacteurs d'ici à 2030, puis le reste d'ici à 2035. »

2000-2021 : l'irruption des énergies renouvelables

En 1997, le Commissariat général au Plan s'est entouré de nombreux experts de l'énergie pour tenter de dresser une vision prospective de notre système énergétique à l'horizon 2020. S'agissant de l'électricité, malgré l'existence de plusieurs scénarios contrastés, le crédit accordé aux énergies renouvelables était faible. Ainsi le scénario le plus favorable à l'environnement prévoyait-il 2 GW de puissance installée pour l'éolien terrestre à l'horizon 2020, alors que le photovoltaïque était jugé pertinent... pour alimenter les refuges de

montagne. Or, en 2021, les puissances installées pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque en France ont respectivement atteint 18,7 GW et 13 GW ! Surtout, ces énergies font maintenant jeu égal avec le nucléaire ou la production thermique en termes de coûts, voire parfois mieux. Les différents dispositifs de soutien mis en place, malgré leurs limites et leurs défauts, ont atteint le but escompté. Pourtant, la France reste en retard sur ses voisins, et le développement des énergies renouvelables se heurte à une opposition croissante.

Le poids des énergies renouvelables en France

En 2021, la part des énergies renouvelables a atteint 24 % de la production d'électricité en France avec 123 TWh.

- **L'hydroélectricité** est l'une des sources d'électricité les plus anciennes dans notre pays. En France métropolitaine, on dénombre environ 2 300 installations hydroélectriques, de tailles et de puissances très diverses, dont 433 sont exploitées par EDF. Cet ensemble dispose d'une puissance installée de 25,7 GW, produit 62 TWh d'électricité et couvre 12,4 % de la consommation annuelle d'électricité en France.
- **La filière éolienne** représente une puissance installée de 18,7 GW pour une production de 36,8 TWh et couvre 7,8 % de la consommation annuelle d'électricité en France.
- **La filière solaire** couvre une puissance installée de 13 GW, qui a produit 14,3 TWh d'électricité et

couvert 3 % de la consommation annuelle d'électricité en France.

- **Les bioénergies** se divisent en quatre catégories : les déchets ménagers (43 % du parc installé), le bois-énergie (32 %), le biogaz (23 %) et les déchets de papeterie (2 %). Avec 2,2 GW installés, elles ont produit 10 TWh d'électricité et couvert 1,7 % de la consommation annuelle d'électricité en France.



Si un kilo de plume pèse autant qu'un kilo de plomb, il n'occupe pas la même place... C'est un peu la même chose avec les centrales électriques : 1 MW de nucléaire et 1 MW de photovoltaïque feront aussi bien marcher vos appareils, mais le mégawatt nucléaire fournira, sur une année, 6 000 à 6 500 MWh, tandis que le mégawatt solaire ne fournira que 1 000 à 1 400 MWh. On parle de « facteur de charge » pour caractériser ces différences de fonctionnement. Attention cependant aux conclusions hâtives : dire qu'une éolienne a un facteur de charge de 20 %, ou de 1 700 heures (20 % de l'année), ne veut pas dire qu'elle est arrêtée 80 % du temps ! Elle fonctionne bien plus souvent, mais pas toujours à pleine puissance.

Un démarrage tardif

À la fin des années 1970, dans le contexte de la crise pétrolière, le Centre national de la recherche scientifique (CNRS) a poussé ses recherches dans l'énergie solaire, qu'il s'agisse du solaire thermodynamique ou du photovoltaïque. Mais ces énergies restaient coûteuses à exploiter et n'offraient que de faibles rendements. La baisse des cours du pétrole et la montée en puissance du programme

électronucléaire ont conduit la France à arrêter ces recherches au début des années 1980.

Il a fallu attendre 1997, avec la signature du protocole de Kyoto qui fixait pour la première fois des objectifs contraignants de réduction des GES, pour redonner un élan aux énergies renouvelables à travers le monde. La même année, la Commission européenne a adopté un livre blanc définissant une stratégie qui visait à doubler la part des sources renouvelables dans la consommation des États membres de l'Union.

En France, ces filières souffrent de la comparaison économique avec le nucléaire. Une étude sur les coûts de production de l'électricité publiée par la direction générale de l'Énergie et des Matières premières en 2004 estimait que le kilowattheure éolien était quasiment 2 fois plus coûteux que le kilowattheure nucléaire, et 10 fois plus pour le kilowattheure photovoltaïque.

D'autres pays font cependant le pari que ces coûts de production vont baisser à mesure que ces filières gagneront en maturité industrielle. Des dispositifs publics de soutien à l'investissement se multiplient dans toute l'Europe, avec l'idée de faire émerger de nouvelles filières créatrices d'emploi.

Après quelques timides tentatives pour développer l'éolien terrestre grâce à des appels d'offres, la France a mis en place, au début des années 2000, le système de « l'obligation d'achat » pour encourager le développement des énergies renouvelables.

L'obligation d'achat, dépassée par son succès ?

Le système de l'obligation d'achat impose à EDF, acteur historique, le rachat de l'électricité produite par les nouvelles installations renouvelables, quelle que soit la filière, à un tarif fixé à l'avance par les pouvoirs publics. L'opérateur qui investit dans une centrale renouvelable signe un contrat avec EDF lui garantissant, pendant une période de quinze à vingt ans, le rachat de son électricité à un prix fixé à l'avance, et censé permettre la couverture des coûts d'investissement et d'exploitation, avec un taux de rentabilité raisonnable.

Ce système partait du principe que l'électricité renouvelable n'était pas encore assez compétitive pour trouver sa place sur les nouveaux marchés organisés de l'électricité, d'autant que leur variabilité rendait difficile leur prévision et le respect d'engagements de volume. EDF, disposant d'un important parc de production installé, pouvait plus facilement « absorber » cette production variable dans son portefeuille et la valoriser auprès de ses clients.

Bien sûr, l'achat de cette électricité représentait un surcoût pour EDF, que ses concurrents n'avaient pas à supporter. Ces surcoûts étaient donc compensés par un fonds public géré par la CRE et alimenté par un prélèvement sur les factures d'électricité des Français. En donnant de la visibilité économique, le dispositif rassurait les organismes financiers et a permis le décollage des projets, notamment éoliens et photovoltaïques.

La difficulté avec l'obligation d'achat est de caler le bon niveau de prix de rachat, filière par filière : s'ils sont trop bas, peu de projets sont rentables. S'ils sont trop hauts, la machine s'emballe et le coût du dispositif également. C'est ce qui s'est passé à la fin des années 2000 avec le photovoltaïque. La baisse rapide du coût des panneaux

solaires a rendu le dispositif très attractif. Les développeurs ont conçu des projets de plus en plus gros, tandis que les particuliers ont été démarchés par un nombre croissant d'entreprises au professionnalisme parfois douteux. En 2011, un moratoire a été déclaré sur les projets photovoltaïques, et l'État est partiellement revenu à un système d'appel d'offres qui permet de maîtriser le rythme de développement par les volumes.

L'éolien et le photovoltaïque : des filières économiquement matures, mais rencontrant une opposition croissante

L'éolien et le solaire photovoltaïque ont été les deux filières qui ont connu le développement le plus rapide : parties de quasiment rien en 2000, les puissances installées sont désormais de plus de 18 GW pour l'éolien terrestre et de plus de 13 GW pour le photovoltaïque, allant de quelques panneaux sur le toit d'une maison individuelle à de grands parcs de plusieurs centaines d'hectares.

Surtout, sur le plan économique, ces deux filières font désormais jeu égal avec les coûts du « nouveau » nucléaire. Qu'est-ce qui pourrait donc freiner leur utilisation massive pour satisfaire nos besoins en électricité ? Essentiellement deux aspects :

- leur **variabilité**, qui nécessite, à des niveaux élevés de part dans le mix énergétique, des solutions nouvelles pour assurer l'équilibre du système ;

- leur **acceptabilité sociale**, compte tenu de leur emprise foncière et paysagère, sensiblement plus importante que le nucléaire pour une production équivalente.

Malgré cette progression rapide et sans doute à cause des résistances qu'elle suscite, la France est considérée comme en retard dans la valorisation de son potentiel éolien et solaire par rapport à ses voisins européens.



De nombreux grands projets d'installation d'éoliennes ou de centrales solaires se heurtent à un problème d'acceptabilité des populations et donc à des réticences des élus locaux. Le paradoxe est que si les Français soutiennent majoritairement le développement des énergies renouvelables, ils ne veulent pas voir des parcs d'éoliennes ou des champs solaires installés près de leur habitation. Les Anglais résument cet état d'esprit par le syndrome Nimby, « *Not in my backyard* », que l'on peut traduire par « Pas dans mon jardin ». Un sondage Ifop publié le 2 février 2021 résume bien ce paradoxe : si 77 % des personnes interviewées déclarent avoir une bonne image des éoliennes, dont 20 % une « très bonne image », elles sont 53 % à se dire opposées à l'installation d'une éolienne près de leur domicile (dont 23 % « tout à fait opposées »), contre 47 % qui s'y déclarent favorables.

Les retards à l'allumage de l'éolien offshore

En avril 2022 a débuté la mise en service du premier parc éolien offshore, au large de Saint-Nazaire. Ce parc a été officiellement inauguré par Emmanuel Macron le 22 septembre 2022. Il comptera à

terme 80 éoliennes, qui seront progressivement posées d'ici à la fin de 2022. C'est la première réalisation concrète d'un processus que l'on peut faire remonter à... 2005. À cette époque, le gouvernement lance un premier appel d'offres pour le développement de l'éolien en mer : une dizaine de projets sont candidats. Les coûts de l'éolien en mer et les risques industriels associés sont alors encore très importants : un seul projet est retenu, et il sera abandonné en route.

SCHÉMA DE RACCORDEMENT DES ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES

Opérateur industriel, RTE accompagne les besoins en production d'électricité décarbonée dans l'offshore en connectant l'ensemble des parcs éoliens en mer au réseau de transport d'électricité. Les raccordements peuvent se faire soit en courant alternatif, soit en courant continu.

Schéma de raccordement en mer en technologie courant alternatif (HVAC)

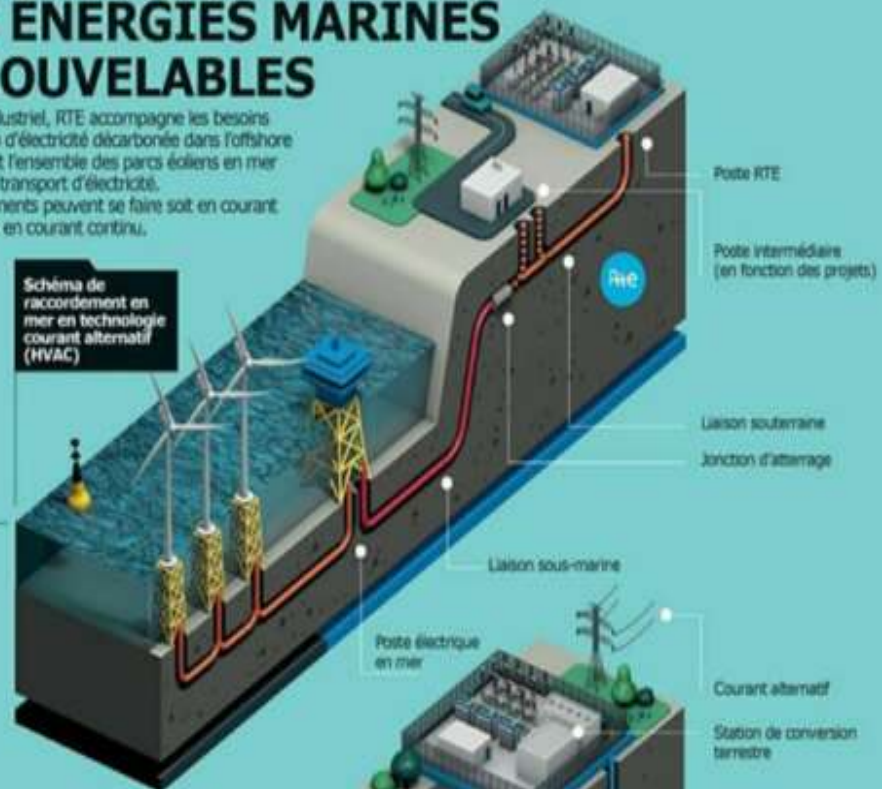
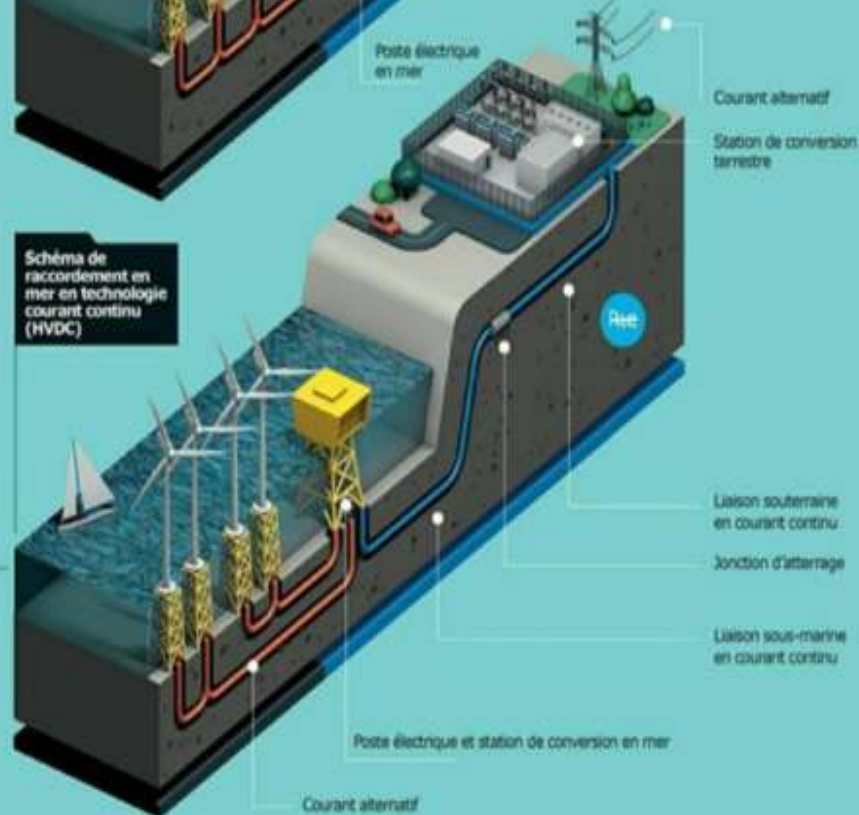


Schéma de raccordement en mer en technologie courant continu (HVDC)



L'État relance un appel d'offres en 2011, après avoir au préalable identifié des « zones propices ». En 2012, quatre lauréats sont retenus à Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Courseulles-sur-Mer et Fécamp. Deux autres suivront en 2014 à Yeu-Noirmoutier et Dieppe-Le Tréport. Les prix proposés sont encore très élevés, mais l'État a exigé que les projets soient associés à la construction d'usines de fabrication et d'assemblage des éoliennes en France. L'objectif est de faire émerger une filière et de créer de l'emploi. Mais rien n'est encore fait : il faut se concerter avec les populations locales et les différents utilisateurs de l'espace maritime (pêcheurs, armateurs, marine nationale...), analyser la nature des sols marins, rechercher d'éventuelles munitions non explosées de la Seconde Guerre mondiale, faire un état des lieux précis de la flore et de la faune marine pour suivre les impacts dans la durée, etc.

Pendant ce temps, en mer du Nord, le Royaume-Uni, l'Allemagne, les Pays-Bas et le Danemark installent des éoliennes en mer à un rythme soutenu. Ils sont partis plus tôt, dans une mer du Nord peu profonde et déjà accoutumée aux installations industrielles offshore avec l'exploitation pétrolière. En 2017, ces quatre pays ont déjà installé 14 GW d'éoliennes en mer, plus des trois quarts du parc mondial.

En quelques années, les techniques de construction se sont rapidement améliorées et les coûts ont fortement baissé. Avant de donner son feu vert final aux projets, l'État entame un bras de fer avec les lauréats des appels d'offres : ils doivent baisser leur prix et faire bénéficier la collectivité de la baisse des coûts. L'accord signé en 2018 permet, selon le communiqué du gouvernement, un ajustement à la baisse de 30 % des

tarifs d'achat de l'électricité, conduisant à une diminution de 40 % de la subvention publique.

Depuis, les appels d'offres se succèdent sur les côtes de la Manche et de l'Atlantique, de Dunkerque jusqu'à Oléron. L'objectif est de déployer environ 1 GW par an, en s'appuyant sur les capacités industrielles développées à l'occasion des premiers appels d'offres. Si elle a clairement pris du retard par rapport à ses voisins européens en matière d'éolien en mer « posé », la France reste parmi les pionniers de l'éolien en mer flottant, seul adapté au-delà de 50 mètres de profondeur. Une série de fermes « pilotes » sont en cours de réalisation en Méditerranée et deux appels d'offres ont été engagés, respectivement au sud de la Bretagne et en Méditerranée.

Un parc thermique renouvelé au gaz

Entre le développement massif de la production nucléaire, dans les années 1980 et 1990, et l'irruption des énergies renouvelables dans les années 2000 et 2010, on pourrait penser que les centrales thermiques classiques seraient renvoyées dans les musées. Il n'en est rien, car ces centrales présentent un avantage : ce sont les seules, avec les usines hydroélectriques de lac, que l'on puisse démarrer à volonté pour des périodes courtes, de quelques heures à quelques jours.

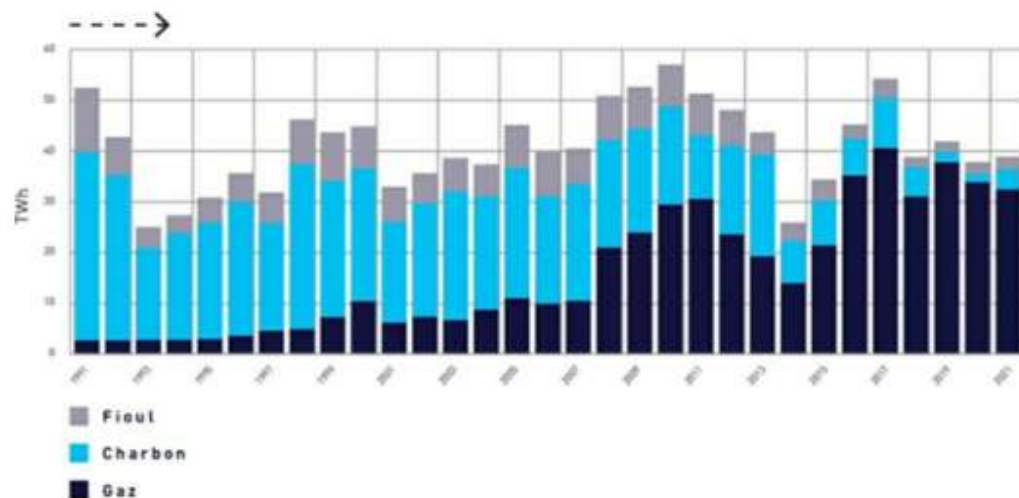
EDF en avait bien conscience et a longtemps conservé plusieurs de ses centrales thermiques historiques, fonctionnant au fioul ou au charbon, en complément de son parc nucléaire.

Le fait marquant de ces deux dernières décennies est le développement, en France, de centrales électriques

fonctionnant au gaz. Ces centrales modernes sont relativement souples à utiliser, elles émettent 2 fois moins de CO₂ par kilowattheure que les centrales à charbon ou au fioul et beaucoup moins de polluants soufrés ou azotés.

Depuis la fin des années 1990, l'État encourage également la « cogénération », principalement à partir de gaz ou de biomasse. Il s'agit de combiner la production d'électricité et de chaleur, par exemple pour alimenter un réseau urbain, un site industriel ou un grand site tertiaire comme un hôpital.

Le gaz s'est donc progressivement imposé dans le paysage électrique français, supplantant les filières plus anciennes.



Source : Bilan électrique 2021 de RTE

Évolution de la production thermique à combustible fossile

Les grandes centrales au fioul ayant déjà fermé, la France a décidé d'accélérer la fermeture des quatre dernières centrales à charbon. Initialement programmée pour fin 2022, cette échéance a été remise en cause par la crise énergétique engendrée par la guerre en Ukraine. Ainsi, la centrale à charbon de

Saint-Avold en Moselle a été remise en service à l'été 2022.



En France, il existe plusieurs sources de production de l'électricité : le nucléaire, l'éolien, le solaire, l'hydraulique, le gaz, le fioul, le charbon ou les bioénergies. Les émissions de CO₂ de ces différentes sources varient énormément. Il faut noter que le nucléaire et les énergies renouvelables (éolien, solaire, hydroélectrique) n'émettent pas de CO₂ en produisant de l'électricité, mais il faut considérer les émissions de CO₂ nécessaires pour la construction des unités de production.

Selon les calculs effectués par l'Ademe dans son bilan GES en août 2020, les émissions des énergies pour la production d'électricité en équivalent CO₂ (CO₂e) en grammes par kilowattheure d'énergie finale se répartissent comme suit :

- centrale nucléaire : 6 g de CO₂e par kilowattheure ;
- éolien en mer : 9 g de CO₂e par kilowattheure ;
- éolien terrestre : 10 g de CO₂e par kilowattheure ;
- hydroélectricité : 10 g de CO₂e par kilowattheure ;
- biomasse : 32 g de CO₂e par kilowattheure ;
- géothermie : 38 g de CO₂e par kilowattheure ;
- gaz naturel : 443 g de CO₂e par kilowattheure ;
- centrale fioul-vapeur : 730 g de CO₂e par kilowattheure ;

- centrale à charbon : 1 058 g de CO₂e par kilowattheure.

Les grands acteurs de la production et de la fourniture d'électricité

Depuis 1999, le marché français de l'électricité s'est progressivement ouvert à la concurrence et le monopole de la production d'électricité que détenait EDF depuis 1946 a été supprimé. Tout le monde peut, après autorisation, exploiter une installation de production d'électricité. Aujourd'hui, on distingue trois grandes catégories de producteurs d'électricité :

- **les producteurs qui sont aussi fournisseurs** pour le grand public ;
- **les producteurs spécialisés** dans le développement et l'exploitation des énergies renouvelables, qui revendent en général leur production à d'autres acteurs ;
- **les autoproducteurs**, qui produisent pour leurs propres besoins.

Enfin, il existe un certain nombre de fournisseurs qui commercialisent de l'électricité sans disposer d'un parc significatif de production en France : soit ils disposent de production disponible dans les pays voisins (Enel, Eon...) et l'importent en France, soit ils achètent l'électricité en gros sur le marché français pour la revendre au détail.

Les producteurs d'électricité qui sont également fournisseurs

Les trois principaux producteurs-fournisseurs actifs en France sont :

- **EDF**, qui reste de très loin le premier producteur français d'électricité, car il dispose de la totalité du parc nucléaire et des trois quarts des unités de production hydroélectriques. Il se développe également, grâce à des filiales, dans la production d'énergie éolienne et photovoltaïque ;
- **Engie**, né de la fusion en 2008 du groupe privé Suez et de l'ex-opérateur historique GDF, est aujourd'hui le deuxième producteur d'électricité en France (et le premier fournisseur de gaz). Engie est présent dans l'hydroélectricité avec ses filiales CNR (Compagnie nationale du Rhône) et SHEM (Société hydroélectrique du Midi, ancien patrimoine hydroélectrique de la SNCF), ainsi que dans les énergies renouvelables à travers tout un ensemble de filiales ;
- **TotalEnergies** : le groupe pétrolier Total, rebaptisé TotalEnergies en 2021, s'est beaucoup développé dans la production d'électricité en France avec les rachats des opérateurs indépendants Poweo et Direct Énergie avec leurs centrales à cycle combiné au gaz naturel. Le groupe a de grandes ambitions dans la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Son objectif est d'atteindre une capacité installée de production d'électricité renouvelable de 100 GW dans le monde en 2030.

Les nouveaux producteurs d'électricité renouvelables en France

Les politiques publiques de soutien à la production renouvelable d'électricité ont conduit à l'émergence, en France, de nouveaux acteurs spécialisés dans le développement des projets (recherche de site, autorisation, construction), mais aussi leur exploitation : Akuo, Boralex, Neoen, Tenergie, Urbasolar, Valorem... Beaucoup se sont ouverts à l'international et valorisent leurs compétences aux quatre coins du monde.

L'autoproduction

Depuis la fin du monopole d'EDF, tout citoyen peut produire de l'électricité, mais la réglementation a longtemps imposé un raccordement séparé par rapport au domicile du citoyen. La généralisation du compteur Linky a permis de résoudre cette difficulté : il est désormais possible de produire et de consommer sa propre électricité. Évidemment, rien ne garantit que la production d'un panneau solaire, par exemple, correspondra à chaque moment aux besoins électriques du foyer. En cas de besoin, le réseau apportera le complément qui sera facturé normalement. En cas d'excédent de production, celui-ci est absorbé par le réseau et peut être rémunéré.

Au-delà de l'autoconsommation à l'échelle individuelle, il est même désormais possible de concevoir des projets d'autoconsommation collective, à travers la création de « communautés énergétiques ».

Vers une prise en main de l'énergie par les citoyens

La directive européenne électricité de 2019 « Clean Energy Package » donne désormais le droit aux

habitants, collectivités et acteurs économiques locaux de produire, stocker, consommer et revendre leur propre énergie. Cette directive a été transposée en droit français par la loi Énergie et Climat de 2019. Elle introduit les concepts de communautés d'énergie renouvelable et de communautés énergétiques citoyennes. En Europe, il existe plus de 3 000 projets de ce type, dont environ 300 en France.

Selon le site de la CRE, une communauté d'énergie renouvelable est autorisée à :

- produire, consommer, stocker et vendre de l'énergie renouvelable, y compris par des contrats d'achat d'électricité renouvelable ;
- partager, au sein de la communauté, l'énergie renouvelable produite par les unités de production détenues par ladite communauté ;
- accéder à tous les marchés de l'énergie pertinents, directement ou par l'intermédiaire d'un agrégateur.

Les membres d'une communauté d'énergie renouvelable doivent être situés à proximité des projets d'énergie renouvelables développés par la communauté.

La définition d'une communauté énergétique citoyenne ne contient pas de limitation géographique. Les communautés énergétiques citoyennes peuvent ainsi être perçues comme une généralisation des communautés d'énergie renouvelable, dont l'objet est notamment de faciliter l'accès à ses membres aux différents marchés de l'électricité. Ces communautés introduisent également les notions de maîtrise des consommations, de partage de l'énergie et de lutte contre la précarité énergétique.

Ces communautés sont instaurées notamment pour faciliter l'acceptabilité des projets d'énergie renouvelable par les citoyens. Elles permettent également de développer l'autoconsommation de l'énergie, qui pourrait jouer un rôle important dans le futur.

DANS CE CHAPITRE

Les freins réglementaires à lever

•

Le sujet du nucléaire

•

Le projet gouvernemental pour les trente prochaines années

Chapitre 11

La production d'électricité à l'horizon 2050

Le gestionnaire de réseaux RTE a présenté en octobre 2021 une étude intitulée « Futurs énergétiques 2050 ». À cette date, la France devra atteindre la neutralité carbone. L'objectif est de dessiner un nouveau système électrique dans lequel les énergies renouvelables occuperont une place prépondérante.

Transformer un système électrique alimentant plusieurs millions de clients prend du temps : il faut compter vingt à vingt-cinq ans entre la première expression d'une intention politique et sa traduction concrète et massive dans les chiffres.

À quoi ressemblera le système électrique de 2050 ? C'est aujourd'hui qu'il faut le concevoir, et différentes orientations commencent à se dégager.

Sans énergies renouvelables, point de salut

Dans son étude « Futurs énergétiques 2050 » publiée au mois d'octobre 2021, RTE est formel : pour atteindre la neutralité carbone en 2050, la France n'aura d'autre choix que de recourir davantage aux énergies renouvelables, y compris dans les trajectoires les plus optimistes sur la faculté à renouveler le parc nucléaire.

Il faut savoir en effet que nos centrales actuelles, de seconde génération, auront atteint leur limite technique d'exploitation d'ici à 2060. Or, même en considérant le rythme le plus rapide de construction de nouveaux réacteurs proposé à ce jour par les acteurs du nucléaire, on ne parviendra à répondre à la demande croissante d'électricité que par ce seul moyen. Le recours au charbon, au gaz et au pétrole étant exclu, il est indispensable de se tourner vers les énergies renouvelables.

Le gouvernement a présenté en août 2022 un plan pour rattraper son retard dans les énergies renouvelables. L'examen du projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables par le Parlement a commencé le 26 octobre.

Le premier problème porte sur la difficulté d'implanter des éoliennes et des fermes solaires sur le territoire. Aujourd'hui, il faut en moyenne cinq ans de procédures pour construire un parc solaire nécessitant quelques mois de travaux, sept ans pour un parc éolien et dix ans pour un parc éolien en mer, explique le projet de loi. « Nos partenaires européens vont souvent 2 fois plus vite que nous pour déployer les moyens de production d'énergie renouvelable. Nous devons donc aller beaucoup plus vite. » La France n'installe que 1,5 GW

d'éolien par an, alors que pour remplir ses objectifs actuels, il faudrait en installer 2 GW. Pendant quatre ans, jusqu'en 2026, le gouvernement prendra des mesures d'exception pour accélérer l'implantation de nouveaux projets éoliens et solaires.

Pourrait-on pour autant s'affranchir totalement de l'atome ? Théoriquement, oui : trois des scénarios présentés par RTE ne prévoient aucun nouveau réacteur nucléaire d'ici à 2050. Ils se heurtent cependant à deux difficultés principales. La première est tout bonnement une question de vitesse d'installation des infrastructures. Sans nucléaire, la France devrait construire des éoliennes et des parcs solaires à un rythme supérieur à celui des pays européens les plus performants en la matière : l'Allemagne pour l'éolien terrestre et le solaire, le Royaume-Uni pour l'éolien en mer. Et il lui faudrait accomplir ces deux exploits en même temps. Tout cela est possible sur le papier, mais les défis associés sont immenses.

La seconde difficulté vient du fait que, pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans un système à forte part d'énergie renouvelable dont la production est variable, un ensemble de conditions techniques doivent être remplies, et toutes en même temps. Prises indépendamment, les solutions fonctionnent déjà, mais il faut encore des efforts de recherche et développement pour les faire fonctionner ensemble à l'échelle d'un pays comme la France.

Dans le monde, rares sont les États qui font le pari d'un scénario « 100 % énergies renouvelables » tout en prévoyant de produire toute l'énergie qu'ils consomment. La Norvège est l'une de ces rares exceptions, mais elle ne compte que 5 millions

d'habitants et dispose d'un énorme parc hydroélectrique. Deux caractéristiques que l'on ne retrouve pas en France, forte d'une population de 67 millions d'habitants et où l'exploitation des barrages est déjà proche de son maximum.

La question du nucléaire

Les trois autres scénarios explorés par RTE combinent le développement des énergies renouvelables avec la relance de projets nucléaires, à un rythme plus ou moins rapide. Ces scénarios qui reposent sur une relance du nucléaire s'avèrent, dans la plupart des configurations testées, moins coûteux que ceux qui reposent, à terme, exclusivement sur les énergies renouvelables. Et ce bien que l'ensemble des coûts de la filière nucléaire (de la construction au démantèlement) ait été pris en compte.

Chacun le sait : il n'y a pas toujours du vent et du soleil. Cette évidence a des conséquences majeures. Elle signifie en effet que pour faire fonctionner un système qui repose en majorité sur des éoliennes et des panneaux solaires, des dispositifs complémentaires sont indispensables : les « flexibilités ». Il s'agit de stockage hydraulique, par batteries, ou, par exemple, de centrales fonctionnant à l'hydrogène (ce qui suppose aussi de produire et d'acheminer cet hydrogène)... Un système dans lequel la part du nucléaire reste importante est moins confronté à ce type de dépenses.

L'atome dispose d'une autre spécificité vis-à-vis des énergies renouvelables : les centrales sont concentrées en quelques points du territoire qui disposent déjà, en grande partie, d'infrastructures de réseaux de transport d'électricité. Les éoliennes et les panneaux solaires, eux,

devront être installés de manière plus diffuse et nécessiteront la création de réseaux de transport et de distribution qui n'existent pas aujourd'hui.

Cela dit, des incertitudes pèsent sur ces scénarios. Ils supposent notamment que l'on parvienne à mettre en place les grandes centrales EPR de deuxième génération à un rythme soutenu, et cela en réussissant à prolonger la durée de vie des réacteurs actuels jusqu'à soixante ans voire, pour certains, au-delà. Tout cela représente un défi technologique et repose sur des prérequis indispensables en matière de sûreté.

L'allocution du président de la République du 10 février 2022

Le 10 février 2022, à Belfort, le président Emmanuel Macron a dévoilé sa vision de la production d'énergie décarbonée pour les décennies à venir. Tout d'abord, il a pris position sur la question de la place du nucléaire dans le futur mix énergétique de la France. « Le temps de la renaissance du nucléaire est là », a-t-il déclaré.

Il a annoncé deux décisions fortes :

- la première consiste à prolonger la durée de vie de tous les réacteurs nucléaires qui peuvent l'être. Concrètement, EDF devra étudier avec l'ASN le prolongement de la durée de vie de ses réacteurs au-delà de cinquante ans ;
- la seconde est de lancer dès aujourd'hui un programme de construction de six nouveaux réacteurs EPR2 et potentiellement d'en lancer huit autres dans les années à venir.

Le président Macron a également insisté sur le nécessaire renforcement de la production d'énergies renouvelables dans les années à venir. Là encore, il a pris des décisions majeures :

- la première est d'accroître fortement la capacité de production d'énergie solaire en la multipliant par 10 d'ici à 2050 pour atteindre 100 GW de capacité de production ;
- la seconde concerne la production d'énergie éolienne. Devant la difficulté d'atteindre les objectifs initialement fixés pour l'éolien terrestre en 2028 (soit entre 34 et 35 GW), cet objectif est reporté à 2050. En revanche, le président entend accélérer l'essor de l'éolien en mer, en proposant la mise en service d'ici à 2050 de 50 parcs représentant une capacité de production de 40 GW.



Le président Emmanuel Macron a souhaité, dans le cadre du plan France 2030, que la France investisse 1 milliard d'euros dans la recherche concernant les petits réacteurs nucléaires (*Small Modular Reactor*, ou SMR) pour une exploitation à l'horizon 2035-2040. L'objectif est de disposer d'un réacteur plus sûr, capable de se refroidir sans intervention humaine pendant plusieurs jours en cas d'accident grave, et pour lequel un maximum de pièces pourront être fabriquées en usine. Un passage obligé pour espérer réduire les risques de malfaçon, les dérapages de chantier et, in fine, pour faire baisser les coûts. Il reste que, sur ce nouveau type de réacteur, la France n'est pas non plus en avance : plusieurs pays dont les États-Unis, la Chine et la Russie disposent de projets de petits réacteurs nucléaires plus avancés.

Partie 4

Les réseaux de transport et de distribution



Dans cette partie...

Le réseau est au cœur du système électrique français. Ce réseau est divisé en deux. D'un côté, le réseau de transport d'électricité à haute et très haute tension, géré par RTE, qui comptait environ 106 000 km de lignes aériennes ou souterraines fin 2022. De l'autre, les réseaux de distribution à basse et moyenne tension, exploités à 95 % par Enedis. Les 5 % restants le sont par environ 140 Entreprises locales de distribution (ELD). Les réseaux de distribution représentent 1,45 million de kilomètres de lignes et desservent chacun des foyers français.

DANS CE CHAPITRE

Comment l'électricité voyage... sans se perdre

•
Un équilibre délicat

Chapitre 12

La hiérarchisation des réseaux

Pour transporter de l'électricité sur de longues distances, le voltage est élevé par des transformateurs jusqu'à 400 000 V. La raison en est simple : plus le voltage est élevé, plus il est facile de transporter une grande quantité d'électricité sur de longues distances en minimisant les pertes en raison de l'effet Joule.

Les électrons empruntent donc un réseau de transport à haute et très haute tension avant d'arriver à un poste source qui transforme le courant en haute tension du réseau de RTE en courant de moyenne tension pour le réseau de distribution.

À partir de ce moment, les flux de l'électricité sont gérés par les opérateurs de la distribution, Enedis (pour 95 % du réseau) et les 140 Entreprises locales de distribution (pour 5 % du réseau), et la tension est successivement abaissée dans des transformateurs pour passer de la moyenne tension à la basse tension de 230 V utilisée chez un particulier.



L'effet Joule est une réaction thermique qui se produit lorsque l'électricité se déplace au sein de matériaux conducteurs. L'effet Joule résulte du fait qu'en circulant dans le matériau conducteur, les électrons font vibrer les atomes qui le constituent. Lorsque les atomes vibrent, la température augmente. Cet effet a été découvert en 1840 par un physicien anglais répondant au nom de James Prescott Joule. Il a montré que l'énergie dégagée sous la forme de chaleur dépendait de trois facteurs :

- La résistance (R) du matériau ;
- Le carré de l'intensité (I) du courant qui circule dans le matériau ;
- Le temps (t) pendant lequel le courant circule dans le matériau.

Dans le transport d'électricité en courant alternatif, l'effet Joule provoque des pertes d'énergie sous forme de chaleur. Cependant, pour une même puissance à acheminer, l'intensité est inversement proportionnelle à la tension utilisée. En multipliant la tension par deux, on divise l'intensité par deux et les pertes par quatre ! De fait, les pertes moyennes sont de l'ordre de 2 à 3 % sur le réseau de transport à haute et très haute tension, et de 8 à 10 % sur les réseaux de distribution à moyenne et basse tension.

Les trois étages de réseaux

On distingue trois niveaux de réseaux :

- **le réseau de grand transport et d'interconnexion**, qui interconnecte les pays européens et les régions françaises, mais qui

alimente aussi directement les grands sites industriels et les lignes TGV ;

- **les réseaux régionaux de répartition**, qui répartissent l'énergie au sein des régions et des départements, en desservant directement des sites industriels de taille moyenne et le réseau ferroviaire classique ;
- **les réseaux de distribution**, qui desservent ensuite individuellement les PME-PMI et les particuliers.

Comment reconnaître les différents pylônes et poteaux électriques ?

Les lignes électriques nous sont familières, car elles font partie de notre environnement direct. Mais vous êtes-vous déjà demandé pourquoi elles ne sont pas toutes de la même hauteur, ou à quoi servent ces équipements en forme d'assiette, souvent de couleur verte, installés en haut des pylônes ?

- Si les câbles électriques sont soutenus par un pylône, généralement métallique, il y a toutes les chances pour qu'il s'agisse d'une ligne à haute ou très haute tension. Ces pylônes d'une hauteur de 10 à 90 mètres sont espacés de plusieurs centaines de mètres. Plus ils sont hauts, plus la tension est élevée.
- Les réseaux à basse et moyenne tension sont généralement déployés sur des poteaux en bois ou en béton. D'une hauteur de 10 à 14 mètres, ils sont distants d'une centaine de mètres les uns des autres.

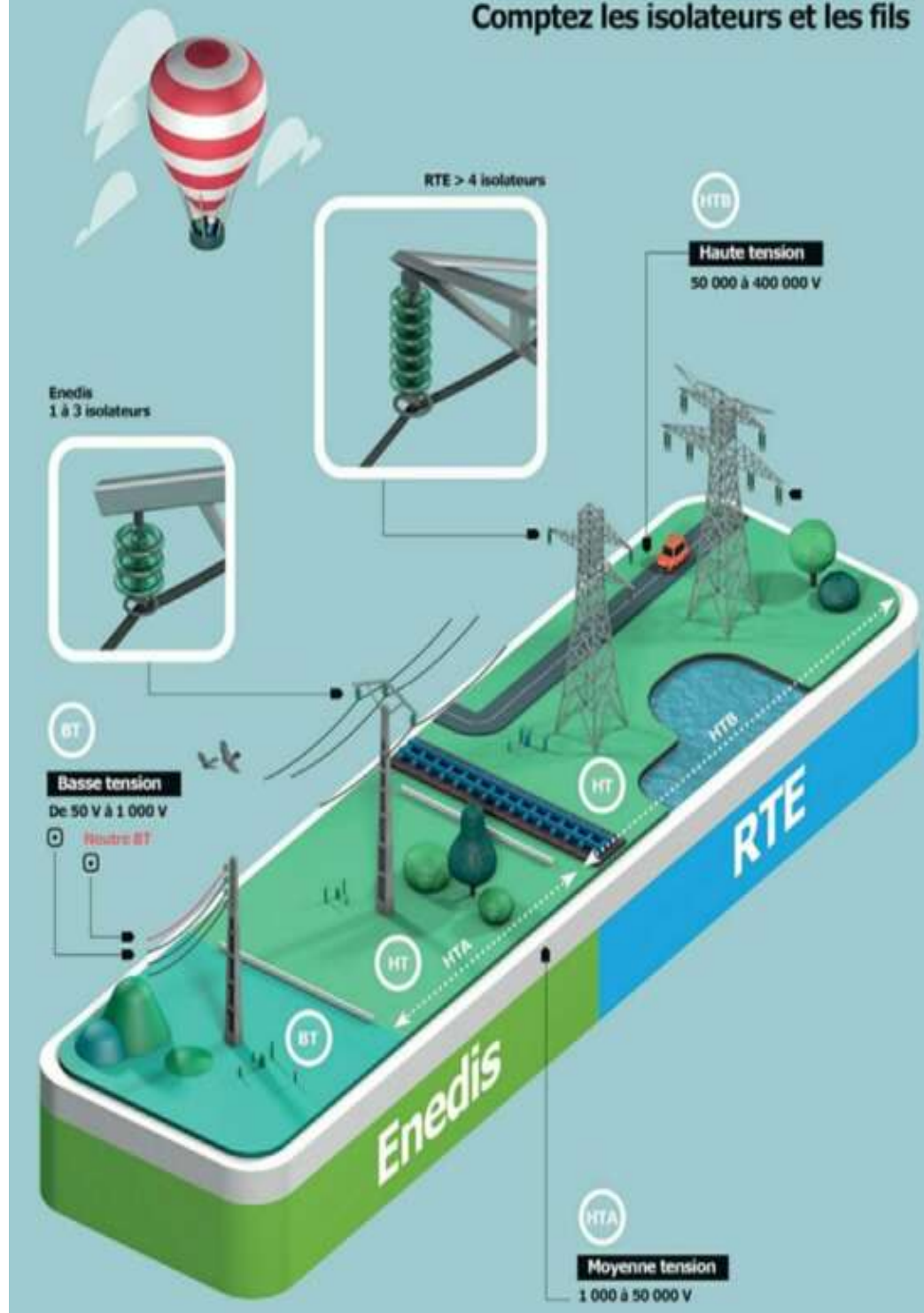
Sur chaque pylône ou poteau, les câbles électriques sont accrochés à des chaînes d'isolateurs (ces équipements en forme d'assiette). Leur rôle : soutenir le câble conducteur et assurer l'isolation électrique de la charpente métallique. Ces chaînes sont généralement constituées de galettes de verre ou de porcelaine « empilées » les unes sur les autres. Le nombre de ces galettes varie en fonction de la tension de la ligne.

Si vous comptez au moins quatre galettes sur chaque chaîne d'isolateurs du pylône, il s'agit d'une ligne exploitée par RTE. Les lignes des distributeurs (tensions inférieures à 50 000 V) n'en possèdent que trois, voire moins.

COMMENT ÇA MARCHE ?

RECONNAÎTRE UNE LIGNE !

Comptez les isolateurs et les fils



LES LIGNES AÉRIENNES

Outre les postes électriques, le réseau de transport est principalement composé de lignes aériennes. Toutefois, le nombre de kilomètres de lignes a baissé : entre 2011 et 2021 il a diminué d'environ 1 300 km et près de 2 700 km de lignes souterraines ont été construites. Les lignes aériennes sont composées de câbles (par lesquels transite le courant électrique) portés par des pylônes.

Câble de garde

— Un câble supplémentaire est disposé au-dessus de la ligne, qui la protège contre la foudre. Équipé de fibres optiques, il permet de transmettre les informations nécessaires pour la protection, la conduite et l'exploitation du réseau. Il est aussi un moyen d'offrir des solutions haut débit pour les collectivités territoriales.

Câbles conducteurs

— Chaque circuit électrique est composé de trois câbles conducteurs correspondant aux trois phases du courant électrique. Ces câbles sont isolés du pylône par des chaînes de plusieurs isolateurs qui peuvent être horizontales ou verticales.

Balises

— Des balises diurnes et nocturnes, insérées sur les câbles à proximité des aéroports ou pour protéger les oiseaux permettent de mieux visualiser la ligne.

PRUDENCE



DÉFENSE DE TOUCHER AUX CÂBLES, MÊME TOMBÉS AU SOL

— Un risque évident est celui du contact avec les câbles sous tension : une personne touchant ceux-ci, soit directement, soit par l'intermédiaire d'un objet conducteur, serait électrocutée. Il en serait de même si la personne ou l'objet s'approchait trop près des câbles. Il se produirait alors un arc électrique, ou « amorçage ». Cette distance d'amorçage augmente avec la tension de la ligne.

Entretoises

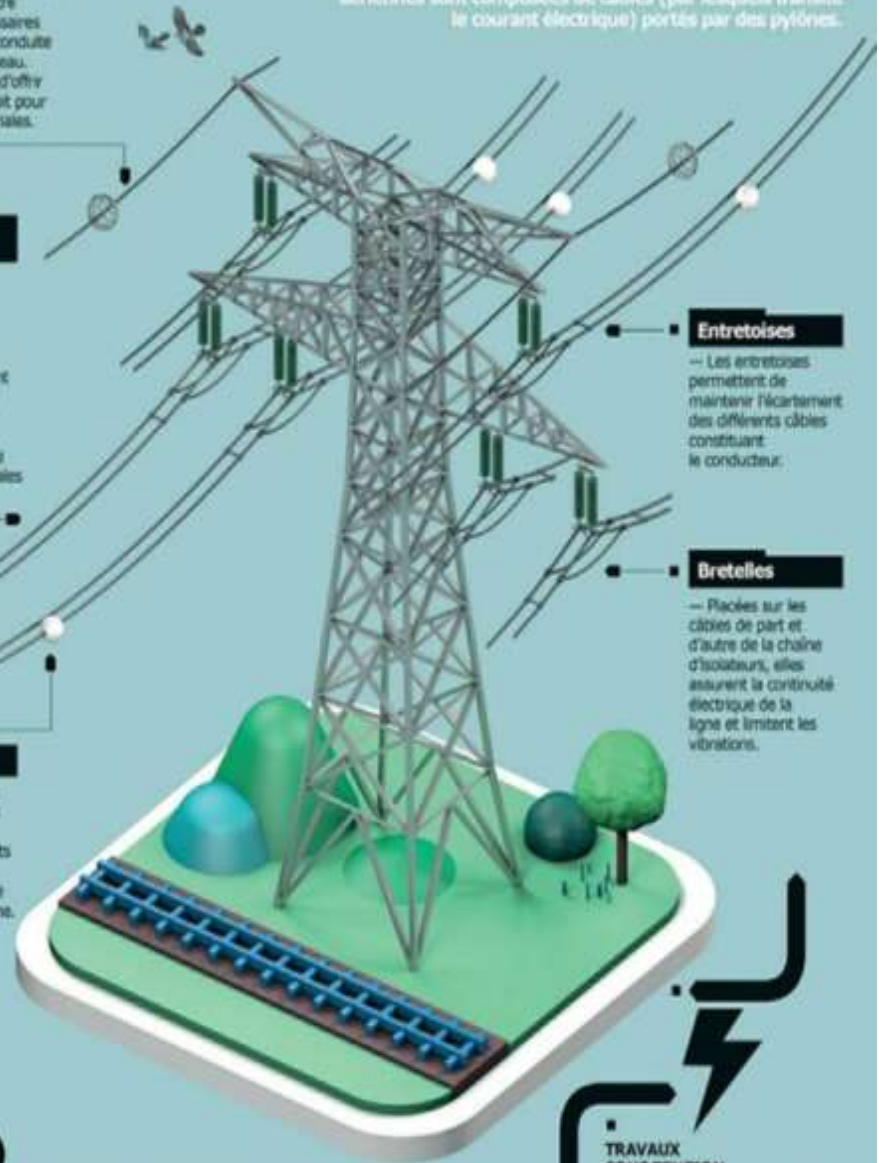
— Les entretoises permettent de maintenir l'écartement des différents câbles constituant le conducteur.

Bretelles

— Placées sur les câbles de part et d'autre de la chaîne d'isolateurs, elles assurent la continuité électrique de la ligne et limitent les vibrations.

TRAVAUX SOUS TENSION

— Réalisé par des spécialistes, le travail sous tension permet d'effectuer les réparations sur une ligne sans couper le courant. Il nécessite un équipement de protection spécifique.



LES PYLÔNES

Supports des câbles aériens par lesquels transite le courant électrique, les pylônes sont le plus souvent constitués de treillis de cornières métalliques. Ils peuvent également être tubulaires en métal ou en béton. Leur rôle est de maintenir les câbles électriques écartés entre eux et à une certaine distance du sol et des obstacles rencontrés afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage de la ligne.

— Illustration : Julien Gernaud

Pyllônes treillis

- 1 63/90 kV en triangle
- 2 Chat 225 kV
- 3 Trianon
- 4 Beaubourg

Pyllônes architecturés

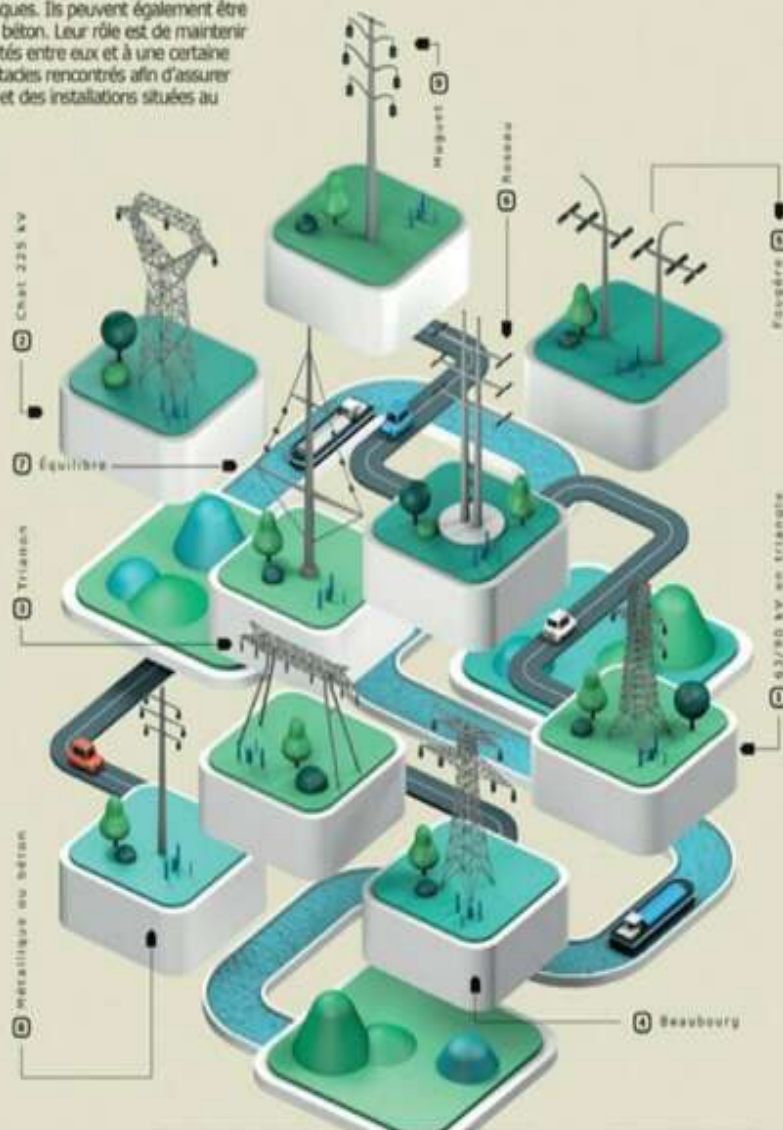
- 5 Fougère
- 6 Roseau
- 7 Équilibre

— RTE a le souci d'anticiper et de prévenir, le plus en amont et au plus près possible des acteurs locaux, les impacts de son activité sur l'environnement et la société. Il veille notamment à insérer au mieux ses infrastructures dans le paysage, et à protéger la faune et la flore. Dans certains sites exceptionnels, des pylônes spéciaux des « architectures » peuvent être implantés.

Pyllônes monopodes

- 8 Métallique ou béton
- 9 Muguet

— Les supports monopodes ont été conçus pour une utilisation dans un environnement sensible. Contrairement aux pylônes treillis, cette technologie ne permet pas de réaliser de grandes portées et ne supporte pas d'angles importants. Leur utilisation est limitée aux régions non soumises à des conditions climatiques rigoureuses (givre, neige collante).



LES ISOLATEURS



Ancre
— Ce type de chaîne, qui se distingue par sa position quasi horizontale, s'utilise sur les pylônes d'ancrage.



Suspension en V
— La chaîne en V permet de limiter le balancement latéral des conducteurs.



Suspension droite
— Ce type d'isolation est le plus fréquemment utilisé.

LES LIGNES SOUTERRAINES

COMMENT ÇA MARCHE ?

Pylône aerosouterrain

— Le pylône aerosouterrain sert d'interface pour le raccordement des câbles souterrains aux lignes aériennes ou aux postes électriques. Cette technologie, très présente pour les tensions 63/90 kV et 225 kV, permet de limiter de manière importante l'emprise au sol. Pour la tension 400 kV, les contraintes de distances électriques imposent la création d'un poste électrique.

En sous-œuvre

— Diverses techniques comme les forages dirigés, les fonçages et les microtunnels, sont réservés au franchissement d'obstacles (voies ferrées, fleuves...) sans recourir à l'ouverture d'une tranchée.

En caniveaux

— Les câbles sont placés dans des caniveaux en béton armé remplis de sable et munis de couvercles.

Coupe d'un câble souterrain

• Isolant en polyéthylène réticulé

• Protection en polyéthylène

• Âme en cuivre ou en aluminium

• Gaine en aluminium

En fourreaux

— **PVC** : prédominant en zone urbaine, ce mode de pose consiste à dérouler chaque câble dans un fourreau en PVC, ce qui limite la durée d'ouverture des tranchées. L'ensemble est enrobé de béton, garantissant un environnement thermique homogène autour de la liaison.

En galerie

— La pose en galerie, onéreuse car sans tranchées, est utilisée pour des passages en environnement particulier, comme en zone fortement urbanisée lorsque l'alimentation par lignes aériennes est impossible.



Un réseau maillé ou arborescent

Les réseaux de grand transport et de répartition fonctionnent selon une structure « maillée » ou interconnectée qui garantit une très bonne sécurité d'alimentation. Entre deux points du réseau, il y a toujours deux chemins possibles pour l'électricité, voire plus. C'est une structure plus résiliente aux pannes car, en cas d'avarie de n'importe quel élément du réseau (ligne, transformateur ou groupe de production), l'électricité se reroute instantanément sur une autre branche du réseau.

Un tel réseau doit cependant être géré avec beaucoup de doigté car, du fait même de ce report automatique des flux, il est à la merci de grands incidents tels qu'un « écroulement en cascade » (voir [chapitre 15](#)).

Une fois que l'énergie passe dans les réseaux moyenne tension et basse tension d'Enedis, elle emprunte un réseau dont la structure est arborescente, c'est-à-dire qu'elle parcourt une artère principale ainsi que des dérivations pour arriver aux postes de transformation en basse tension. La sécurité de l'alimentation y est plus faible, puisqu'un défaut sur la ligne coupe l'ensemble des clients en aval. Mais cette structure autorise des systèmes de protection plus simples et moins onéreux.

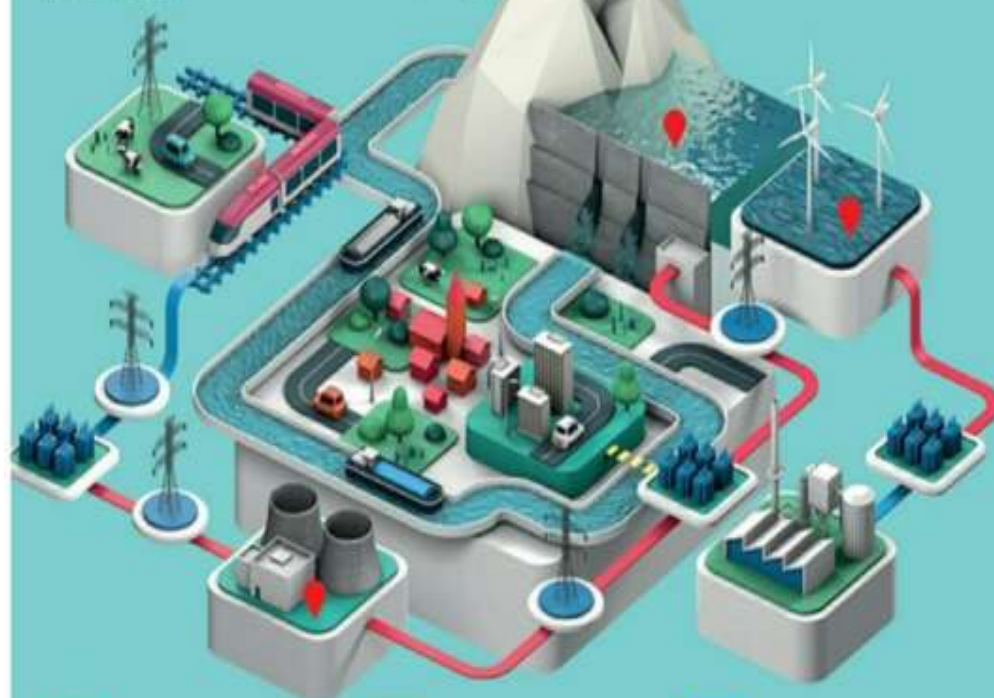
LES CHEMINS DE L'ÉLECTRICITÉ

Production

— L'électricité peut être produite de différentes façons, mais presque toujours selon le même principe : la transformation d'un mouvement tournant en énergie électrique, grâce à un alternateur. En France, la production d'électricité provient essentiellement des centrales nucléaires, des usines hydrauliques, mais également d'énergies renouvelables telles que l'éolien ou le solaire.

L'électricité se stocke difficilement. Pourtant, elle est toujours disponible en temps réel, en toute saison et à tout moment de la journée. Une fois produite, elle emprunte un réseau de lignes aériennes et souterraines que l'on peut comparer au réseau routier, avec ses autoroutes et ses voies nationales (lignes à très haute et haute tension du réseau de transport), ses voies secondaires (lignes moyenne et basse tension des réseaux de distribution) et ses échangeurs (postes électriques).

— Illustration : Julien Grenaud



Le réseau de grand transport

— Le courant produit est porté à une tension de 400 000 V, qui permet de transporter de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec le minimum de pertes d'électricité. C'est ce réseau qui assure l'indispensable solidarité entre les régions, la sécurité et l'alimentation de tous. Il est interconnecté aux réseaux des pays voisins.

Le réseau de répartition

— Le transport à l'échelle régionale ou locale est assuré en 225 000, 90 000 et 63 000 V. Ce réseau permet d'acheminer l'électricité jusqu'aux grands consommateurs industriels et aux réseaux de distribution. Il constitue, avec le réseau 400 000 V, le réseau de transport d'électricité.

Le réseau de distribution

— L'électricité passe du réseau de transport au réseau de distribution grâce aux « postes sources ». Ces échangeurs abaissent la haute et très haute tensions en moyenne tension (15 000 ou 20 000 V) puis en basse tension (380 et 220 V). Les réseaux de distribution alimentent les particuliers, les petits commerçants, les collectivités locales et les petites et moyennes entreprises.

Évolution du réseau 400 KV

1980



Évolution du réseau 400 KV

2020



DANS CE CHAPITRE

- Le statut du gestionnaire du réseau de transport
-
- Équilibrer le système pour assurer la stabilité des approvisionnements en électrons
-
- Étudier les données existantes pour prévoir les développements futurs

Chapitre 13

Le réseau de transport d'électricité

RTE, un monopole régulé devenu indépendant d'EDF

Dans la première moitié du xx^e siècle, le transport de l'électricité a permis l'unification du système électrique français à partir d'une myriade de petits systèmes disparates. Après-guerre, le transport est devenu une composante du monopole d'EDF, accompagnant la croissance et les transformations successives du parc de production.

Dans un système ouvert à la concurrence, le réseau de transport prend un rôle tout particulier. Au-delà de sa fonction d'acheminement de l'électricité, il constitue la « place de marché », le lieu où se déroulent les transactions physiques.

Ce réseau n'est raisonnablement pas duplicable, contrairement à d'autres réseaux comme la téléphonie mobile, où chacun des grands opérateurs déploie ses propres antennes relais. Il est donc indispensable qu'il soit accessible à tous les acteurs économiques sur une base neutre et transparente. Autrement dit, EDF ne devait pas pouvoir faire barrage à ses concurrents en leur compliquant l'accès au réseau.

La Commission européenne avait initialement prévu que chaque pays sépare complètement le gestionnaire du réseau de transport de l'opérateur historique. La France a obtenu le droit de maintenir provisoirement cette activité au sein d'EDF, mais à la condition de créer un service à part, offrant de nombreuses garanties d'indépendance. C'est dans ce contexte que RTE a été créé le 1^{er} juillet 2000, en tant que service indépendant d'EDF.

Cette solution hybride n'a eu qu'un temps. La loi du 9 août 2004 a institué une séparation juridique entre RTE et EDF, qui est entrée en vigueur le 1^{er} septembre 2005 avec la création de la société Réseau de transport d'électricité (RTE), filiale à 100 % d'EDF, mais indépendante de son actionnaire dans son activité opérationnelle comme dans sa gestion financière. Aujourd'hui, le capital de RTE est partagé entre EDF (51 %) et le groupe Caisse des Dépôts (49 %). En tant que monopole public, la Constitution française prévoit en effet que le capital de RTE ne peut être détenu que par des sociétés elles-mêmes publiques.

Sur le plan juridique, RTE est une société anonyme dotée d'un conseil de surveillance et d'un directoire. Cette structure duale permet de bien séparer le rôle des actionnaires de celui des dirigeants.

Une double tutelle publique partagée entre l'État et la CRE

S'il est totalement indépendant de son actionnaire EDF, RTE doit cependant rendre des comptes à une double tutelle : l'État et la CRE.

L'État fixe à RTE l'étendue de ses missions de service public, par la loi, par des décrets et via deux documents de nature plutôt « contractuelle » : le Contrat de concession du réseau public de transport et le Contrat de service public. Par ailleurs, l'État délivre à RTE les autorisations de construction de nouvelles lignes, au terme d'un processus complexe visant à concilier toutes les exigences juridiques, environnementales, sociales et techniques.

La CRE assure principalement un rôle de régulation économique vis-à-vis de RTE, en définissant le niveau des tarifs et donc les ressources financières de l'entreprise. Elle intervient également dans le contrôle de toutes les relations entre RTE et les utilisateurs du réseau : elle approuve les règles de marché ou les modèles de contrat, dans le souci de préserver la concurrence.



Le réseau de transport d'électricité est composé de lignes à haute tension (63 000 à 90 000 V) et à très haute tension (225 000 et 400 000 V). Plus la tension est élevée, moins il y a de perte d'électricité. La haute et la très haute tension permettent donc de transporter de l'électricité sur de longues distances en perdant le moins d'énergie possible.

Fin 2021, le réseau RTE atteignait 106 047 km de lignes dont 22 000 km en 400 000 V et 27 000 km en 225 000 V. Ce réseau de grand transport correspond

aux artères principales afin d'assurer le maillage du territoire national et l'interconnexion avec les pays voisins.

Le réseau de transport comporte également 57 000 km de lignes en 63 000 V, 90 000 V et 150 000 V. Ce réseau de répartition permet de distribuer l'énergie sur un maillage régional et d'alimenter les territoires au niveau local.

L'ensemble du réseau est composé d'environ 99 000 km de lignes aériennes et de près de 7 000 km de lignes souterraines. Conformément au contrat passé avec l'État en mai 2017, RTE augmente régulièrement le kilométrage des lignes souterraines. Ainsi, en 2021, le réseau aérien a diminué de 235 km et le réseau souterrain s'est accru de 158 km par rapport à 2020.

Un gestionnaire de réseau de transport de plein exercice

RTE gère un réseau de transport de plus de 106 000 km de lignes à haute et très haute tension et emploie environ 10 000 salariés pour alimenter 500 clients industriels et desservir 2 500 postes-sources à l'interface avec les réseaux de distribution. Il est également responsable du raccordement des nouvelles unités de production d'énergie renouvelable les plus puissantes (champs d'éoliennes offshore, éoliennes terrestres, fermes photovoltaïques), ainsi que des interconnexions avec les pays voisins. RTE investit fortement dans le développement du réseau, mais aussi dans le numérique pour optimiser l'utilisation et l'efficacité du réseau.

RTE intervient dans tous les domaines de la vie du réseau public de transport, en assurant :

- sa conception et son développement, par des études prospectives à long terme et l'investissement dans des projets de développement ou de renouvellement des ouvrages électriques ;
- l'exploitation du système électrique, consistant en particulier à assurer à chaque instant l'équilibre entre la consommation et la production sur le territoire français, à se coordonner avec les gestionnaires de réseaux étrangers et à prévenir les grands incidents ;
- l'exploitation du réseau, en surveillant constamment les flux et en les réaiguillant si nécessaire pour éviter les surcharges et les coupures ;
- la supervision du réseau, à travers la mise en place de son propre réseau de télécommunications et de plusieurs salles de conduite fonctionnant vingt-quatre heures sur vingt-quatre ;
- la maintenance du réseau, qui consiste à réaliser l'entretien courant des équipements, l'entretien de la végétation à proximité des lignes électriques, mais aussi à intervenir immédiatement en cas d'avarie.

Compte tenu de son expertise, RTE joue aussi un rôle majeur d'architecte du marché de l'électricité, en définissant les règles de nature à garantir la compatibilité entre le fonctionnement du marché et l'équilibre physique du système électrique. Enfin, il réalise différentes études pour le compte de l'État.

Un éclaireur des politiques publiques de l'énergie

RTE étant situé au cœur du système électrique français et européen, il agrège toutes les données sur la production et la consommation d'électricité. Fort de cette expertise et de ce rôle central, l'une des missions de RTE est d'éclairer les décisions des pouvoirs publics. Il le fait en publiant de nombreux rapports qui font référence, notamment un bilan prévisionnel pluriannuel.

Ces dernières années, RTE a également publié des études fouillées sur différentes thématiques pour alimenter le débat public et éclairer l'avenir telles que la mobilité électrique, l'hydrogène décarboné, le chauffage électrique...

En octobre 2021, la publication de l'étude de RTE sur les « Futurs énergétiques » a suscité de nombreux commentaires et a largement alimenté le thème de l'énergie dans la campagne présidentielle de 2022.

Les scénarios des « Futurs énergétiques 2050 »

En 2021, RTE a publié une large étude sur l'évolution du système électrique intitulée « Futurs énergétiques 2050 ». Cette étude détaille les différentes stratégies qui pourraient être mises en œuvre pour respecter à terme l'objectif de neutralité carbone fixé par la SNBC.

Cette étude a été réalisée après une très vaste consultation de toutes les parties prenantes au système électrique français, dans le contexte clivé, voire passionnel du débat sur le nucléaire et les énergies renouvelables. Elle a conduit à stabiliser 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 de l'électricité, et une forte croissance des énergies renouvelables dans la production d'électricité. Ils présentent en revanche des évolutions différentes afin d'aider la puissance publique à prendre des décisions stratégiques sur l'évolution future du mix énergétique.

L'étude propose en effet six scénarios différents de production allant d'une part du nucléaire de 50 % et des énergies renouvelables de 50 % jusqu'à un scénario avec 100 % d'électricité renouvelable. Elle présente également trois scénarios de l'évolution de la consommation finale d'électricité selon les développements futurs des nouveaux usages comme la généralisation de la voiture électrique ou la sobriété énergétique des consommateurs. Chacun des scénarios a été évalué sous l'angle technique, économique, environnemental et sociétal.

Le Schéma de développement décennal du réseau électrique

Le SDDR, présenté par RTE en 2019 et approuvé par la CRE en 2020, porte sur une période de quinze ans et anticipe la transformation nécessaire du réseau d'ici à 2035 pour s'adapter à la transition énergétique et en particulier à l'essor des énergies renouvelables, présent dans tous les scénarios. Ce schéma de développement constitue surtout un diagnostic complet de la situation du réseau de transport français et des besoins d'investissements. Ainsi, selon RTE, dans les quinze ans à venir, il faut à la fois :

- accélérer le renouvellement du réseau et notamment des lignes les plus anciennes en zone rurale. Cette priorité aux « réseaux du quotidien » vise à préserver la qualité de service ;
- adapter le réseau au nouveau mix de production et à des flux plus variables et plus puissants, via l'augmentation de la capacité des lignes actuelles, la construction de nouvelles lignes, ou la dépose des lignes dont l'utilité serait moindre ;
- poursuivre et adapter aux nouvelles technologies l'ossature numérique du réseau, en renforçant les exigences de cybersécurité et en permettant le développement des technologies nécessaires pour pousser plus loin l'utilisation de l'infrastructure actuelle et réduire le besoin de nouvelles lignes ;
- doubler en quinze ans la capacité d'interconnexion de la France, en sélectionnant les projets les plus rentables pour tirer le meilleur parti des différences de consommation et de production en Europe ;

- construire un réseau de raccordement des énergies marines, c'est-à-dire un réseau marin planifié de manière cohérente et efficace vis-à-vis des capacités d'accueil à terre.

Dans sa délibération de juillet 2020 sur le SDDR de RTE, la CRE estime que RTE devra investir, d'ici à 2035, près de 33 milliards d'euros dans le réseau de transport, auxquels s'ajoutent 3 milliards d'investissements hors réseau (dans le développement du système d'information, de la logistique et de l'immobilier).

Sur ce montant, les investissements consentis pour raccorder les nouvelles unités d'énergies renouvelables sont estimés à 13 milliards d'euros sur les quinze prochaines années. L'effort d'investissement augmentera progressivement avec une moyenne de 1,9 milliard d'euros par an de 2021 à 2025 puis 2,6 milliards d'euros au-delà de 2030, contre 1,3 milliard d'euros en 2018.



Derrière le sigle barbare « S3REnR » se cache une démarche qui a largement contribué à faciliter le développement des énergies renouvelables en France. Lorsque la production photovoltaïque a pris son essor, le système de gestion des demandes de raccordement des producteurs a montré ses limites. Le principe était schématiquement le suivant : tant qu'il y avait de la capacité disponible sur le réseau, les gestionnaires de réseaux l'allouaient « gratuitement » (il fallait quand même payer son raccordement). Dès que le réseau arrivait à saturation dans une zone donnée, le premier demandeur qui déclenchait la contrainte devait payer des renforcements... qui bénéficiaient ensuite gratuitement aux suivants ! Le système n'était pas viable. En 2012, les S3REnR sont venus moderniser le dispositif. Sous la coordination de RTE, dans chaque

région administrative, les gestionnaires de réseaux identifient le potentiel de production renouvelable à raccorder dans les dix ans à venir. Ils réservent la capacité nécessaire et, le cas échéant, programment les investissements nécessaires pour créer de la nouvelle capacité. Une fois le schéma approuvé, chaque producteur renouvelable qui se raccorde paie une « quote-part » proportionnelle à sa puissance, qui correspond au coût moyen de création de la capacité d'accueil dans la région. Ce système donne de la visibilité aux opérateurs et permet de financer un flux régulier d'investissements dans des « capacités d'accueil » pour les projets suivants.

DANS CE CHAPITRE

Les différents gestionnaires de réseaux de distribution

•

Acheminer et répartir l'électricité

•

Raccorder et gérer les nouveaux producteurs

Chapitre 14

Les réseaux publics de distribution d'électricité

Le réseau de distribution a pour mission de fournir chaque foyer et chaque entreprise en électricité. Ce réseau de distribution, exploité par Enedis et les Entreprises locales de distribution, a fait face à une mutation sans précédent depuis la fin de la Seconde Guerre mondiale, en raison du raccordement des unités de production d'énergies renouvelables.

En France, il n'est plus pensable de « ne pas avoir l'électricité ». Cette universalité du service public de l'électricité, ce sont largement les réseaux publics de distribution qui l'incarnent, avec plus de 1 million de kilomètres de lignes électriques, de poteaux et de câbles enterrés pour desservir l'ensemble des Français. Ces réseaux ont une longue histoire, mais des défis nouveaux devant eux.

Enedis, plus important concessionnaire des réseaux publics de distribution

Historiquement, ce sont les collectivités locales qui sont propriétaires du réseau de distribution. La nationalisation de 1946 ne les a pas privées de ce patrimoine et EDF est devenu le « concessionnaire obligé » des réseaux de distribution, sauf dans les communes où il existait déjà un gestionnaire public : régie d'électricité, société d'intérêt collectif agricole, coopérative...

Lorsqu'EDF a transféré l'activité de distribution à sa filiale Enedis, celle-ci a naturellement repris le rôle de concessionnaire et gère donc les réseaux de distribution pour le compte des collectivités locales, à travers 360 contrats de concession d'une durée moyenne de vingt ans.

Au total, Enedis exploite 1,38 million de kilomètres de lignes électriques, soit 35 fois le tour de la Terre ! En tant que concessionnaire, il assure l'exploitation, l'entretien et la modernisation de ce réseau. Les investissements des dernières décennies ont eu un effet mesurable sur la qualité de l'électricité. Selon Enedis, à la fin des années 1980, chaque Français était coupé en moyenne 400 minutes par an. Aujourd'hui, ce chiffre est tombé à 60 minutes environ.



Ce réseau d'Enedis compte 1,38 million de kilomètres de lignes électriques, dont :

- 651 000 km de lignes de moyenne tension ;
- 728 000 km de lignes basse tension ;

- 796 000 postes de moyenne et basse tension.

Enedis emploie 38 000 salariés et compte 37 millions de clients.

Une double tutelle publique partagée entre les autorités concédantes et la CRE

Dans le cadre de ses contrats de concession, Enedis doit rendre des comptes à ses autorités concédantes. Formellement, ce sont les communes, mais la plupart d'entre elles ont adhéré à un « syndicat d'électrification » qui les représente. Certains de ces syndicats s'étendent à l'échelle d'un département entier. Ils jouent souvent aussi d'autres rôles : concession des réseaux de distribution de gaz, de chaleur, éclairage public, déploiement des bornes de recharge de véhicules électriques... Ils constituent donc un interlocuteur incontournable pour Enedis.

Comme RTE, Enedis doit aussi rendre des comptes à la CRE, qui fixe le niveau de ses tarifs et veille au traitement non discriminatoire de tous les usagers.

Séparer l'acheminement de la vente d'électricité pour tous les Français : un casse-tête relevé par Enedis

Un certain nombre de pays n'ont libéralisé que leur « marché de gros » de l'électricité. Des producteurs sont en concurrence sur le réseau de transport, et l'électricité est achetée par de grands clients ou par les « distributeurs », qui la livrent et la vendent à leurs

clients. Dans une telle organisation, un distributeur garde le monopole de la vente d'électricité aux clients raccordés à son réseau.

L'Europe a fait un choix plus radical en souhaitant offrir à chaque consommateur la possibilité de choisir son fournisseur d'électricité. Dès lors, il faut séparer à tous les niveaux deux activités fortement liées : l'acheminement et la vente.

Les grands consommateurs raccordés chez RTE signent deux contrats différents : l'un avec RTE pour l'acheminement de l'électricité et l'autre avec leur fournisseur (EDF, Engie...).

Pour les 37 millions de foyers français et de petits commerces, on a considéré que cela ferait beaucoup de paperasse... Les petits clients ne signent donc qu'un contrat avec leur fournisseur, mais celui-ci signe un contrat avec Enedis pour lui confier la livraison de l'électricité jusqu'à ses clients.

Une autre mission importante que les fournisseurs confient à Enedis est celle de mesurer l'électricité consommée par chaque client. C'est d'ailleurs le « compteur électrique » qui permet d'identifier de manière unique un « point de livraison » sur le réseau. Et c'est encore grâce au système d'information d'Enedis qu'un client peut changer de fournisseur d'électricité de manière quasiment transparente.

En pratique, le comptage, la qualité de l'électricité, les interventions en cas de panne relèvent tous de la responsabilité d'Enedis. Le fournisseur que connaît le client final gère, pour sa part, l'approvisionnement en électricité et la relation commerciale.

Une panne d'électricité chez vous peut avoir différentes origines :



- soit le problème vient de chez vous et c'est votre disjoncteur qui a « sauté ». Cela peut être lié à un simple dépassement de la puissance souscrite, ou bien à un court-circuit dans un appareil ou une prise de courant ;
- soit le problème vient du réseau et il affecte probablement aussi vos voisins. L'application « Enedis à mes côtés » vous permet de savoir en temps réel s'il y a des perturbations sur le réseau à votre adresse et d'avoir une indication du temps d'intervention.

Le compteur Linky, pièce centrale d'un réseau modernisé

L'installation des premiers compteurs Linky a commencé fin 2015. Six ans plus tard, en décembre 2021, 36 millions de Linky ont été installés. Ils équipent déjà 90 % des foyers français. Fin 2023, le déploiement sera quasiment terminé.

Cet appareillage est indispensable pour réaliser la transition écologique en France. En effet, il offre une vision plus précise de la consommation des Français et facilite une gestion individuelle plus économe de la consommation d'électricité. Surtout, il transmet automatiquement les données, évitant le fastidieux moment de la « relève des compteurs ».

Le plan d'installation des nouveaux compteurs intelligents aura coûté au total 4 milliards d'euros, compensé par les économies sur le coût de relève.

Le défi de l'accueil des énergies renouvelables

Le réseau de distribution d'Enedis est actuellement conçu pour acheminer l'électricité provenant du réseau de transport de RTE vers les points de consommation finale. Mais la montée en puissance de la production renouvelable d'électricité change la donne. Aujourd'hui, 90 % des nouveaux projets se raccordent directement chez Enedis, en aval des postes-sources. Dans les dernières années, ce sont près de 500 000 nouvelles installations de production qui ont demandé un raccordement à Enedis, dont une grande majorité d'installations solaires (470 000 sites solaires et environ 2 000 sites éoliens).

Le premier défi est évident : il faut tirer de nouvelles lignes, parfois jusqu'à des lieux reculés, pour collecter cette nouvelle production. Lorsqu'il s'agit de simples panneaux solaires sur un toit, il faut quand même s'assurer que le raccordement au réseau est assuré dans les règles de l'art et que tous les dispositifs de sécurité requis sont bien installés.

Le second défi est plus difficile à concevoir : il faut désormais gérer des flux d'électricité qui changent de sens, parfois plusieurs fois par jour...

La première difficulté est liée au pilotage de la tension. Quand Enedis alimente un village reculé par une longue ligne électrique, l'usage est de compenser la « chute de tension » en bout de ligne en remontant la tension au départ de cette même ligne. Cependant, l'arrivée de la production solaire complique les choses, car cet apport de production « soutient » naturellement la tension. Il faut donc moins compenser le jour, mais toujours autant la nuit.

L'autre difficulté est liée au phénomène du « refoulement ». La magie du réseau électrique, c'est en effet qu'il fonctionne naturellement dans les deux sens. Si un poste-source d'Enedis a besoin d'électricité, celle-ci est soutirée du réseau de RTE, passe à travers un transformateur de la haute tension vers la moyenne tension, et alimente le réseau de distribution. Lorsqu'un territoire développe sa production locale d'électricité, celle-ci compense dans un premier temps ses besoins, et réduit le soutirage sur le réseau de transport. Au-delà d'un certain volume, la production locale excède la consommation : l'électricité en trop va donc traverser le transformateur dans l'autre sens, de la moyenne tension vers la haute tension, et être évacuée vers d'autres régions par le réseau de transport. On appelle ce phénomène le « refoulement ». Dans les régions où la production photovoltaïque s'est beaucoup développée, on l'observe quotidiennement : les postes-sources renvoient de l'électricité à RTE dans la journée, et en soutirent la nuit ; les flux s'annulent deux fois par jour, après le lever du soleil et avant son coucher, quand la production compense exactement la consommation. En 2020, Enedis a ainsi refoulé 19,9 TWh vers RTE, soit une hausse de 19,9 % sur un an.

À un certain stade, l'excédent de production est tel que les transformateurs, initialement prévus pour les seuls besoins de la consommation, n'ont plus la capacité suffisante. Il faut donc les remplacer par des modèles plus puissants, ou en rajouter. D'ici à 2050, Enedis estime que 40 à 80 % de la transformation de ses postes-sources devra être redimensionnée pour gérer la production locale d'électricité.

Depuis 2019, Enedis pilote avec la ville de Fouesnant un projet destiné à faire de l'île Saint-Nicolas des Glénan



une vitrine de la transition énergétique. L'île est raccordée au réseau électrique continental, mais elle a installé des panneaux photovoltaïques et une éolienne ainsi qu'un parc de stockage comportant 120 batteries pour une puissance de 316 kW. L'ensemble est exploité en collaboration avec Enedis, pour tirer le meilleur parti des ressources naturelles et limiter le refoulement sur le réseau.

Les évolutions de la consommation sur le réseau de distribution

Dans les prochaines années, la consommation électrique devrait augmenter en lien avec l'électrification des usages. Si ces hausses suivent le profil actuel de consommation, elles pourront être absorbées par le réseau actuel, moyennant quelques renforcements.

Il existe cependant un nouveau type de consommation qui requiert des puissances importantes : les bornes de recharge pour les voitures électriques. Aujourd'hui, le parc de voitures électriques français avoisine le million d'unités. D'ici à 2035, il pourrait atteindre environ 15 millions de véhicules. Pour alimenter ces véhicules électriques, il faudra déployer un vaste réseau de points de charge publics et privés. Le gouvernement français a fixé l'objectif d'arriver à 7 millions de points de charge publics et privés d'ici à 2030. Sur ces 7 millions de points, seule une minorité seront publics. La majorité seront situés chez les particuliers, dans les entreprises, les zones commerciales, les gares, sur les aires d'autoroute... Mais tous seront raccordés aux réseaux publics de distribution.



Le concept de *smart grid* (« réseau intelligent ») consiste à favoriser une meilleure coordination des acteurs d'un système électrique grâce aux technologies numériques. Il est par exemple possible de collecter des milliards de données sur le réseau grâce à de nombreux capteurs, de suivre en temps réel l'état du réseau et les flux d'énergie acheminés, d'agir à distance sur la production et sur certains types de consommation, de localiser précisément une panne et de reconfigurer des appareils à distance...

DANS CE CHAPITRE

Les divers types de pannes à redouter

•

La surveillance perpétuelle du réseau et des matériels

•

Le défi du transport instantané d'une énorme masse d'informations

Chapitre 15

L'exploitation du réseau : faire face aux aléas

À chaque instant, le système électrique doit être parfaitement équilibré entre production et consommation. Tout déséquilibre peut entraîner des coupures d'électricité. Assurer cet équilibre est un exercice d'une très grande complexité.

Un réseau électrique peut être vu comme une immense « machine » : pour certains, ce sont d'ailleurs les plus vastes machines imaginées par l'humanité, avec des réseaux interconnectés qui s'étendent à l'échelle d'un continent, tout en desservant chaque foyer. Ils sont composés de milliers d'équipements dont chacun a une fonction précise et qui peuvent, au gré des aléas techniques ou météorologiques, tomber en panne.

Cette machine doit être en permanence surveillée et contrôlée. Comme une automobile, elle est pleine de

capteurs, de « faisceaux » qui acheminent l'information jusqu'aux formidables « tableaux de bord » que sont les centres de conduite ou « dispatching ».

Enfin, elle doit être manœuvrée, pilotée. De nombreux automatismes sont répartis dans tout le réseau pour garantir sa sécurité et celle de ceux qui vivent et travaillent à proximité. Depuis ces mêmes centres de conduite, des ordres sont envoyés aux différents équipements du réseau, de manière à préserver l'intégrité et le bon fonctionnement du système face aux aléas. La particularité de l'électricité est qu'elle n'obéit qu'à une seule loi – celle de la physique – qu'elle n'enfreint jamais. Dès lors qu'on a compris cette loi, le comportement des électrons est hautement prévisible, et il est implacable.

Le cœur du métier des exploitants de réseau est donc de toujours avoir un coup d'avance sur les événements, de les anticiper à travers des modèles numériques qui simulent des milliers d'événements possibles, et d'intervenir si possible avant que l'enchaînement des événements ne conduise à la coupure d'un quartier, d'une région, ou de la moitié d'un continent.

Les aléas auxquels les réseaux doivent faire face

La première démarche à faire pour évaluer la sûreté du système électrique est de répertorier tous les aléas possibles. Ils sont de plusieurs ordres.

- **Les aléas de consommation et de production :**
la consommation présente un caractère globalement prévisible en fonction de l'activité économique du pays et des variations connues de

températures. Il en va de même pour la production, y compris renouvelable. Toutefois, les modèles de prévision ne sont pas infailibles, et ils dépendent notamment de la qualité des prévisions météorologiques. En temps réel, les choses ne se passent jamais exactement comme prévu... De plus, les grands clients industriels ou les grandes centrales peuvent connaître des défaillances : cela se voit sur le réseau.

- **Les aléas météorologiques** : le territoire français est vaste et soumis à de nombreux événements d'origine météorologique différents. Il peut y avoir des orages violents mais localisés, des tempêtes hivernales, des périodes de givre, des crues, des périodes de grande sécheresse... Ces événements peuvent entraîner des perturbations notables à différents niveaux du système électrique. La foudre génère des courts-circuits, le vent violent peut endommager les lignes aériennes et conduire à l'arrêt des éoliennes, les canicules impactent les systèmes de refroidissement de certaines centrales...
- **Les pannes et les agressions extérieures** : tous les composants du système intègrent des matériels de haute technologie travaillant dans des conditions industrielles sévères. Ils ne sont pas à l'abri des pannes, non plus que des agressions extérieures comme une pelleteuse sectionnant un câble, ou un parapente s'accrochant dans une ligne à haute tension.

Des marges de sécurité sont donc prises systématiquement depuis le développement du réseau jusqu'à son exploitation. Le système est dimensionné pour pouvoir résister à un certain nombre

d'événements comme l'avarie d'une ligne à très haute ou moyenne tension ou l'arrêt soudain d'un gros groupe de production.

Mais au final, il est possible qu'une combinaison d'aléas particulièrement sérieux se produise. Comme il est inenvisageable de prévoir toutes ces combinaisons et qu'il serait très coûteux de vouloir s'en prémunir, on accepte que se produisent des dégradations du fonctionnement conduisant à des pannes.

Si la panne est localisée et qu'elle peut être rapidement résolue, c'est un moindre mal. Mais certains phénomènes électrotechniques s'autoalimentent et peuvent conduire à de vastes coupures, les « black-out ». Comme il est très long et difficile de reconstruire un réseau écroulé, sans mentionner les graves conséquences économiques et sociales, le gestionnaire du réseau a le droit de mener des actions en prévention de ces phénomènes, même si elles se font au détriment de la qualité de l'électricité et de l'alimentation des clients.

La priorité est alors de conserver la maîtrise de l'évolution des incidents afin d'en limiter l'ampleur finale. Dans certains cas, il est préférable de sacrifier une partie réduite du système pour éviter toute propagation de plus grande ampleur.



Le réseau de transport d'électricité enregistre entre 5 000 et 10 000 « déclenchements » par an, c'est-à-dire des coupures automatiques de lignes électriques en raison d'un problème. Le plus souvent, ces déclenchements sont liés à la foudre. Seuls 3 à 4 % de ces déclenchements se traduisent par une coupure électrique de plus de trois minutes chez un client (producteur, consommateur ou réseau de distribution).

Les postes électriques et leurs équipements techniques

Nous avons évoqué, dans la partie 4, les milliers de kilomètres de lignes électriques aériennes et souterraines qui composent le réseau. On peut les imaginer comme les connexions nerveuses qui, au sein du cerveau, relient les neurones. Dans cette image, les neurones seraient les « postes électriques » : c'est là que se concentrent tous les moyens de connaître et contrôler ce qui se passe sur le réseau.

Dans chaque poste électrique convergent plusieurs lignes électriques, qui sont ainsi connectées.

Chaque extrémité de ligne, qu'on appelle généralement « départ » (le courant pouvant fonctionner dans les deux sens, un « départ » peut parfois être le point d'arrivée du courant !), est équipée de deux appareils :

- un disjoncteur, seul appareil capable d'interrompre un courant de forte puissance en quelques dixièmes de seconde ;
- un sectionneur, de conception plus simple, qui permet d'établir des connexions électriques, mais qui ne peut pas interrompre le passage du courant.

Chaque départ de ligne est également équipé d'appareils de mesure de la tension et de l'intensité.

Les départs de ligne sont branchés sur des « barres » : toutes les lignes que l'on souhaite interconnecter sont aiguillées sur la même barre. Les grands postes électriques comportent plusieurs barres, ce qui permet de composer des structures de réseau diverses. En jouant ainsi sur la « topologie du réseau », on utilise les

lois de la physique pour orienter au mieux les flux électriques.

Chaque barre correspond à un et un seul niveau de tension : on ne peut pas connecter deux lignes qui ne fonctionnent pas à la même tension. Ce sont les transformateurs qui permettent de passer d'une tension à une autre. Ainsi, un transformateur 225 000-63 000 V sera installé entre une barre à 225 000 V et une barre à 63 000 V, et permettra les échanges d'électricité entre les deux niveaux. Il se comporte comme un « échangeur autoroutier », qui permet aux voitures de passer de l'autoroute au réseau national ou départemental.

COMMENT ÇA MARCHE ?

LES POSTES ÉLECTRIQUES

Aiguillage

— Les postes permettent de répartir le courant entre les lignes situées en amont et en aval du transformateur.

Aiguillage

Transformation

— Les postes de transformation permettent d'adapter la tension du réseau au transport (poste élévateur de tension en sortie de centrale électrique) ou à la distribution (poste source) et de passer d'un niveau de tension à un autre (400, 225, et 63 ou 90 kV).

Transformation

Surveillance et contrôle

— Les postes hébergent des systèmes de surveillance et de contrôle du réseau dans des bâtiments de relayage. Ils permettent d'envoyer des informations vers des centres distants qui les analysent et détectent les éventuelles anomalies. Ces centres envoient en retour des ordres télécommandés (ouverture ou fermeture des disjoncteurs et sectionneurs) permettant de répartir le courant sur les différentes lignes ou de corriger une anomalie sur le réseau.

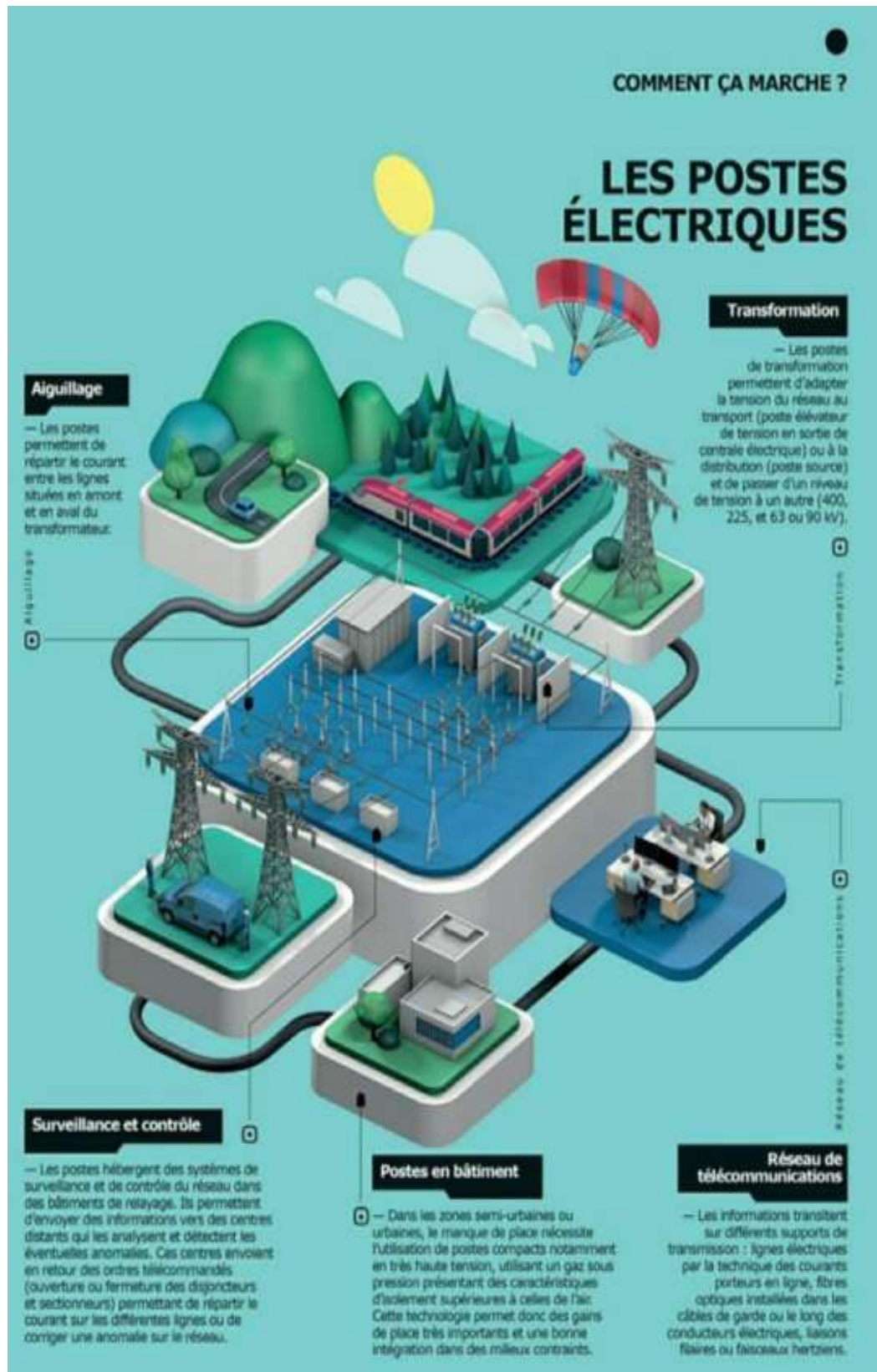
Postes en bâtiment

— Dans les zones semi-urbaines ou urbaines, le manque de place nécessite l'utilisation de postes compacts notamment en très haute tension, utilisant un gaz sous pression présentant des caractéristiques d'isolation supérieures à celles de l'air. Cette technologie permet donc des gains de place très importants et une bonne intégration dans des milieux contraints.

Réseau de télécommunications

— Les informations transitent sur différents supports de transmission : lignes électriques par la technique des courants porteurs en ligne, fibres optiques installées dans les câbles de garde ou le long des conducteurs électriques, liaisons filaires ou faisceaux hertziens.

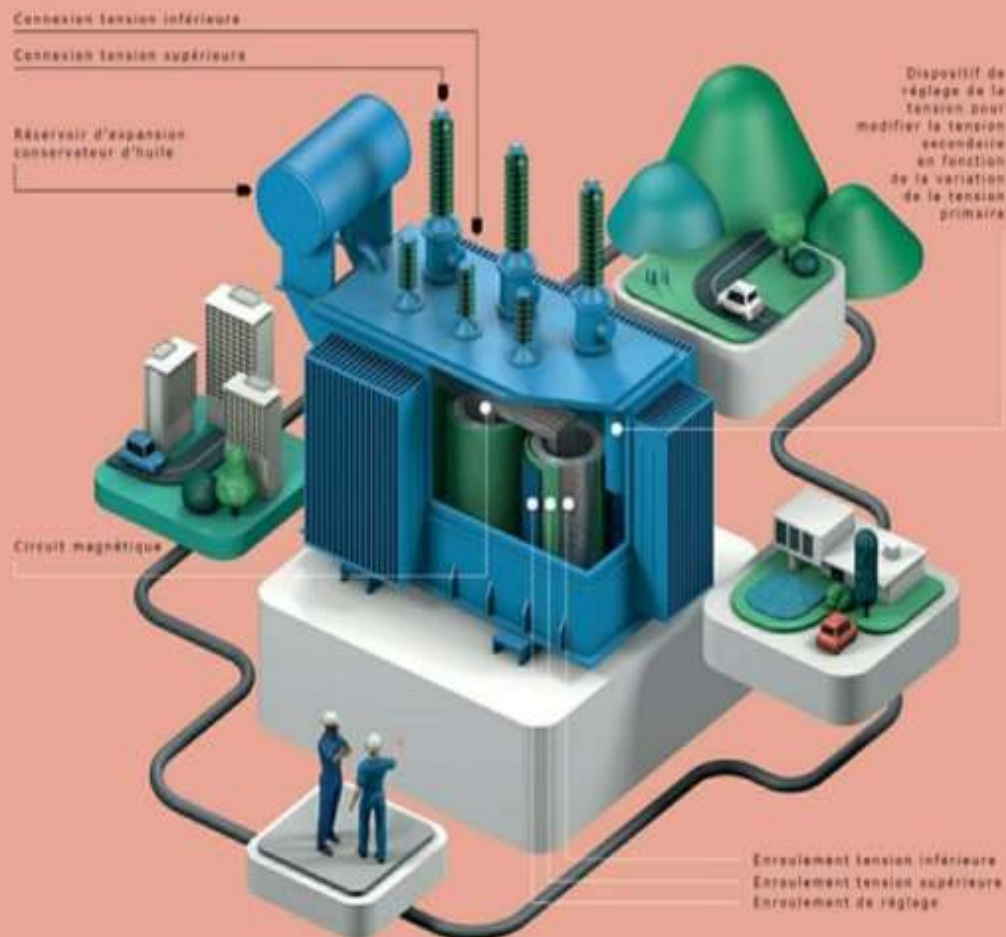
Réseau de télécommunications



COMMENT ÇA MARCHE ?

LE TRANSFORMATEUR

Le transformateur est un appareil destiné à modifier la tension électrique de l'électricité. Il peut permettre d'élever la tension, par exemple en sortie de centrale de production, de 20 000 à 400 000 V, afin de baisser l'intensité et de rendre l'électricité transportable sur de longues distances, en limitant les pertes électriques (effet Joule). Il peut également abaisser la tension, par échelons successifs, en fonction de l'utilisateur final et de ses besoins en électricité.



La transformation

— La transformation du courant s'effectue par l'intermédiaire de deux enroulements disposés de façon concentrique, destinés à échanger l'énergie grâce au circuit magnétique. Le principe de fonctionnement repose sur le transfert d'énergie par induction électromagnétique : le premier enroulement reçoit l'énergie électrique et la transforme en énergie magnétique par induction.

Le deuxième enroulement, traversé par le champ magnétique produit, fournit un courant alternatif de même fréquence mais de tension différente. Ce dispositif est placé dans un liquide isolant (le plus souvent de l'huile) qui assure également le refroidissement par circulation de l'huile dans un « radiateur » (aéroréfrigérant). Le circuit de refroidissement fonctionne sur le même principe que celui d'une voiture.

LE DISJONCTEUR

Situé à l'intérieur d'un poste électrique, le disjoncteur est un appareil destiné à protéger les circuits et les installations contre une éventuelle surcharge de courant due à un court-circuit (provoqué par la foudre ou par un contact entre le conducteur et la terre). Il permet aussi l'exploitation du réseau en interrompant ou en rétablissant le passage du courant dans une portion du circuit.

— Les autres technologies (air comprimé et huile) ont été abandonnées depuis la fin des années 1980. Au cours des trente dernières années, les performances des disjoncteurs SF6 ont été améliorées, le nombre de chambres a été divisé par 2 et les commandes électropneumatiques ont été remplacées par des commandes mécaniques plus fiables.



COMMENT ÇA MARCHE ?

— En haute tension, les courants sont intenses. À la séparation des contacts du disjoncteur, il se forme un arc électrique qui ne peut pas être interrompu simplement dans l'air comme en basse tension. Son extinction a lieu dans une « chambre de coupure », qui utilise un gaz en surpression projeté sur l'arc pour l'étendre. Depuis les années 1970, les disjoncteurs utilisent de l'hexafluorure de soufre (SF6). Des gaz alternatifs sont en cours de développement.



Position « fermé »
Le courant passe dans la chambre de coupure.

Couper :
L'énergie liée à la formation de l'arc provoque la surpression du SF6 dans le piston. Le gaz est libéré et provoque le soufflage de l'arc.

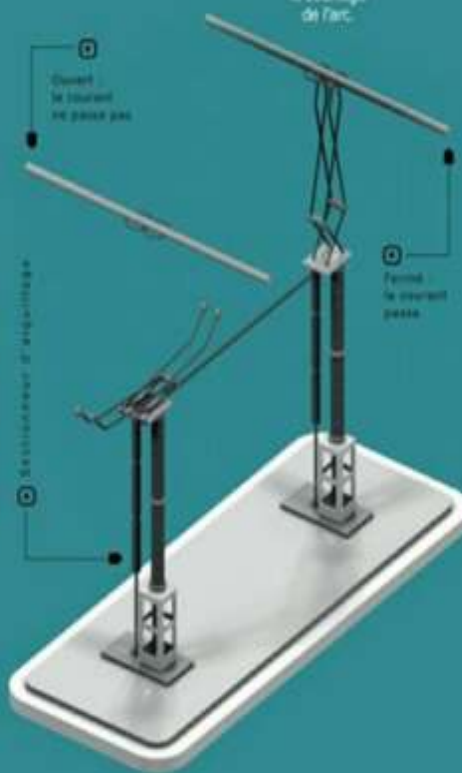
Position « ouvert »
L'arc est éteint, le circuit est ouvert et le courant ne passe plus.

LE SECTIONNEUR

— Situé dans un poste électrique, le sectionneur assure une coupure visible du circuit électrique.

Cette coupure certaine est primordiale car elle permet d'intervenir pour l'entretien ou la réparation des appareils en toute sécurité.

En mettant hors tension ou sous tension certains circuits du poste, il assure la fonction d'aiguillage en répartissant les transits d'énergie entre les lignes électriques raccordées au poste. La commande du sectionneur peut être électrique (et activable à distance) ou manuelle.





Les électrons ont une obsession : retourner à la masse, à la terre où la tension est nulle. L'homme tente de les forcer à alimenter ses machines et appareils au passage. Pour cela, tout le réseau électrique, depuis les plus grandes centrales jusqu'à nos appareils domestiques, est « isolé » de l'environnement. Dès que les électrons trouvent un moyen de s'échapper, ils en profitent et le font en masse ! C'est un court-circuit, qui peut avoir de graves conséquences humaines et matérielles. Tous les systèmes électriques sont donc conçus pour « éliminer les courts-circuits », en coupant l'électricité en amont et, si possible, en évitant de couper les branches saines du réseau. À la maison, c'est le rôle du tableau électrique. Si un appareil dysfonctionne, le tableau électrique est censé couper la prise électrique concernée ; s'il n'intervient pas assez vite, c'est le disjoncteur général qui intervient. Les réseaux à haute tension fonctionnent selon le même principe, en essayant de cibler la coupure de la seule branche dite « en défaut ».

Les centres de conduite ou « dispatching », véritables tours de contrôle du réseau

À l'autre bout de la chaîne, on trouve l'intelligence humaine, de plus en plus assistée par les ordinateurs, au sein des « centres de conduite ». Disposant d'une vision globale du réseau et de ce qui s'y passe, ils peuvent décider et agir pour prévenir les incidents, ou répondre à leurs conséquences.

En France, il existe différents niveaux de centres de conduite :

- **le dispatching national**, situé à Saint-Ouen, en Seine-Saint-Denis, géré par RTE. Il veille au maintien à chaque instant de l'équilibre offre-demande, ainsi qu'à la maîtrise des flux et du plan de tension sur les réseaux nationaux et les interconnexions européennes ;
- **les dispatchings régionaux**, également exploités par RTE. Historiquement au nombre de sept, ils sont engagés dans une profonde évolution consistant à moderniser leurs outils et modes de fonctionnement. À terme, il n'en restera que trois, chacun intervenant sur une partie du territoire national. Les dispatchings régionaux assurent la maîtrise des flux et de la tension sur les réseaux régionaux ;
- Enedis dispose également de ses **salles de conduite**, les ACR (Agences de conduite régionale). Agissant à l'échelle d'un ou deux départements, elles assurent la maîtrise des flux sur les réseaux de distribution, notamment à moyenne tension. Elles sont en interaction permanente avec les dispatchings régionaux de RTE.

Ces différentes salles de conduite fonctionnent vingt-quatre heures sur vingt-quatre et sept jours sur sept, grâce à des équipes qui se relaient jour et nuit. Ce sont des sites hautement sécurisés, tant en termes de contrôle d'accès que de fonctionnement : ils disposent d'une alimentation autonome. Si une grave crise devait désorganiser tout le pays, les dispatchers pourraient dormir et se restaurer sur place : ce dispositif a failli être mis en place pendant le premier confinement lié à la crise de la Covid.

Depuis plusieurs années, RTE a pour politique d'embaucher de jeunes ingénieurs en sortie d'école qui

débutent leur carrière au dispatching. La formation, assurée par RTE, s'étale sur plusieurs mois. Après une formation initiale, les jeunes dispatchers passent plusieurs semaines en doublure avec un de leurs collègues plus aguerris. Tout au long de leur parcours au dispatching, ils réalisent des exercices sur simulateur, qui les confrontent à des incidents « hors norme ». Ce type d'incident est heureusement rare et un dispatcher n'y sera confronté en moyenne qu'une à deux fois pendant les cinq à dix ans qu'il passera au dispatching : le simulateur lui permet d'acquérir les bons réflexes pour le jour J.

Les autres réseaux : téléconduite et télécommunications

Derrière les équipements visuellement imposants d'un poste électrique à haute tension se cache un second réseau, plus discret, mais fondamental : le réseau de téléconduite. Sans lui, les dispatchings seraient totalement aveugles et impuissants.

C'est lui qui collecte toutes les informations des capteurs et des appareils de mesure qui truffent le poste électrique. Ces informations suivent un cheminement complexe. Elles sont d'abord acheminées vers un bâtiment de relayage, où fonctionne un premier niveau de système de protection, totalement automatique. En cas de flux anormal sur une ligne, par exemple, celle-ci est immédiatement coupée : un ordre automatique est envoyé au disjoncteur.

Ensuite, cette information est mise en forme, agrégée et transmise au système de surveillance et de téléconduite. C'est ce qui permet de disposer d'une

vision complète de l'état du réseau et des flux électriques dans les salles de commande.

Un réseau électrique produit donc des milliers de données chaque seconde ! Le courant et la tension dans chaque ligne, chaque transformateur, l'état ouvert et fermé de chaque disjoncteur ou sectionneur, différents paramètres de température et de pression pour les équipements sensibles...

C'est par ce même réseau de téléconduite que circulent les ordres qui sont envoyés pour agir sur le réseau. Lorsqu'un dispatcher décide d'ouvrir un disjoncteur, il en donne l'ordre par quelques clics de souris depuis sa salle de commande. Cet ordre est acheminé jusqu'au poste électrique, parfois situé à plusieurs centaines de kilomètres, jusqu'à l'appareil souhaité.

Pour acheminer en permanence cette masse d'informations entre ses centres de conduite et les milliers d'équipements qui composent le réseau, RTE a progressivement déployé son propre réseau de télécommunications. Historiquement, des moyens variés étaient utilisés, en fonction des possibilités : faisceaux hertziens pour les postes reculés, liaisons en cuivre louées à France Telecom... Depuis plus de vingt ans, RTE a progressivement déployé son propre réseau à fibres optiques sur ses lignes électriques. Ce réseau couvre aujourd'hui une large partie du territoire français. Il est complété par d'autres liaisons à fibre optique louées à des opérateurs.

RTE a équipé ce réseau à fibre optique de ses propres routeurs de télécommunication et l'a conçu pour qu'il soit résilient à des avaries de fibre ou à des pannes, y compris à... un black-out ! Ce réseau est devenu tellement complexe que RTE s'est doté d'une salle de conduite spécifique pour le contrôler et repérer

immédiatement les pannes. C'est donc la salle qui supervise le réseau telecom qui supervise le réseau électrique...

Les enjeux de la surveillance du réseau

La fréquence

Le rôle essentiel de la fréquence et les différents types de réglage seront exposés dans la prochaine partie. Ces réglages permettent d'agir en cas de faibles variations autour de 50 Hz. Si des aléas majeurs interviennent, d'autres dispositifs prennent le relais pour, à la fois, protéger les équipements industriels raccordés et tenter de rétablir un niveau correct de la fréquence.

La protection concerne essentiellement les centrales de production, qui ne supportent ni de fonctionner en survitesse (surfréquences), ni les efforts mécaniques associés à la sous-fréquence. Au-delà de certains seuils fixés par une réglementation européenne, les centrales de production se déconnectent donc automatiquement du réseau.

En cas de surfréquence, ce sont les petites centrales renouvelables qui décrochent les premières. Même si le seuil est théoriquement le même pour tous, il existe de légères variations selon les systèmes de protection. En se déconnectant, ces petites centrales réduisent l'excès de production qui caractérise la surfréquence et contribuent donc à rééquilibrer le système.

En cas de sous-fréquence, les conséquences de ces déconnexions sont plus préoccupantes. L'arrêt des centrales accroît le déficit de production qui caractérise la sous-fréquence et accélère le phénomène de chute

de fréquence. Le système risque alors de subir un effondrement de fréquence.

Pour éviter cet effondrement de fréquence, à partir de 49 Hz, des délestages automatiques interviennent chez les consommateurs : c'est ce que l'on appelle le « délestage fréquence-métrique ». Les dispositifs sont installés directement dans les postes-sources d'Enedis et ils surveillent en permanence la fréquence. En fonction du niveau de celle-ci, ils peuvent couper jusqu'à 80 % de la consommation ! Les 20 % restants comprennent tous les clients prioritaires : hôpitaux, services de secours et de sécurité, sites industriels sensibles pour l'environnement... L'objectif est de sauver l'équilibre à tout prix pour pouvoir ensuite réalimenter rapidement les consommateurs coupés. Si le système s'effondre, sa reconstitution prendra plusieurs heures.



En France, toute la consommation est découpée en cinq échelons de délestage, chacun correspondant à environ 20 % de la consommation. On ne peut pas choisir son échelon de délestage : il faut correspondre aux critères de définition d'un client prioritaire. On est alors inscrit dans le cinquième échelon, dit « échelon prioritaire ». En pratique, la répartition se fait au niveau des départs de ligne à moyenne tension. Une rue ou un quartier peut donc être classé « prioritaire » si un client prioritaire s'y trouve... Le délestage est la parade ultime des gestionnaires de réseaux pour éviter une coupure totale à l'échelle d'un département, d'un pays ou de l'Europe entière.

L'intensité

Le gestionnaire du réseau surveille le courant qui circule sur les ouvrages, et qui pourrait correspondre au débit d'un cours d'eau. Une intensité maximale est ainsi définie pour chaque ouvrage.

Le calcul de cette intensité maximale dépend de la nature de l'équipement. Pour un transformateur ou un câble électrique souterrain, il s'agit avant tout de protéger l'équipement lui-même. En cas de surintensité, l'équipement s'échauffe et pourrait « claquer », entraînant une longue période d'indisponibilité pour le réparer. Pour une ligne aérienne, l'enjeu est aussi de protéger l'environnement immédiat de la ligne électrique. Lorsque les câbles électriques aériens s'échauffent, ils se dilatent, s'allongent et se rapprochent du sol ou des arbres à proximité : on risque alors de provoquer un court-circuit, un départ d'incendie...

Pour éviter de dépasser les limites en intensité, des protections de surcharge sont installées sur les lignes et sur les transformateurs. Ces protections ordonnent automatiquement l'ouverture des disjoncteurs lorsque la limite maximale autorisée est dépassée.

Les cascades de surcharge et la règle du N - 1

Le premier enjeu de l'exploitation d'un réseau électrique est donc d'éviter d'atteindre l'intensité maximale dans les équipements, tout en acheminant toute l'électricité requise à bon port. Si le réseau était parfaitement fiable, ce serait déjà complexe, au regard des différentes fluctuations de la production et de la consommation. Mais il faut aussi tenir compte du fait que les équipements du réseau eux-mêmes peuvent

être soumis à des aléas. Si les pannes sont rares, elles se produisent quand même, et généralement sans prévenir.

Exploitant un réseau maillé, RTE doit prendre en compte le phénomène du report des flux. En temps normal, l'électricité se répartit dans le réseau en utilisant tous les chemins qui lui sont offerts. Mais si l'un de ces chemins vient à être coupé, les lois de la physique veulent que les flux électriques se rerépartissent immédiatement dans les chemins restants. Une ligne électrique chargée à 60 % peut, tout d'un coup, se retrouver en surcharge parce qu'une autre ligne, à quelques kilomètres de là, a connu une avarie. Les protections vont alors faire leur travail et couper le courant dans la ligne en surcharge... mais l'électricité ne va pas s'arrêter de circuler pour autant ! Elle va s'engouffrer successivement dans les chemins restants et l'ensemble des lignes qui desservent une vaste zone peut disjoncter en quelques secondes. C'est ce qu'on appelle le phénomène de « l'écroulement en cascade ». Évidemment, les pylônes ne s'écroulent pas réellement, mais le courant n'y circule plus.



RTE a développé un logiciel très performant d'analyse de risque. Ce logiciel dispose d'une description la plus fidèle possible du réseau et il est alimenté en temps réel par toutes les informations qui remontent du terrain : à l'instant T, il connaît tous les flux et la topologie exacte du réseau. Il va alors simuler des milliers d'incidents possibles : avarie d'une ligne, d'un transformateur, d'une centrale de production... Pour chacun de ces incidents pris individuellement, le logiciel applique les lois de la physique et calcule la nouvelle répartition des flux électriques sur le réseau. Enfin, il compare les valeurs d'intensité trouvées à la capacité maximale des lignes. Compte tenu de la puissance de

calcul déployée dans les dispatchings de RTE, cette analyse de sûreté ne prend que quelques minutes. Elle est mise à jour régulièrement.

Chaque dispatcher a accès en permanence à un rapport qui l'alerte sur les conséquences potentielles en cascade d'un incident. Il lui appartient de déterminer et de prendre les mesures qui conduiront à supprimer ou à réduire les conséquences de cet incident : modification de la topologie du réseau, de la production d'une centrale...

Un dispatcher passe donc une grande partie de son temps à prévenir des incidents qui n'arriveront « probablement pas », mais dont les conséquences pourraient être graves. Ce principe fondamental, universellement appliqué par les gestionnaires de réseau, est connu sous le nom de « règle du N - 1 » : le réseau doit pouvoir continuer à fonctionner normalement, même s'il est privé d'un de ses éléments en raison d'une panne. On retrouve cette règle dans la plupart des secteurs industriels où la sécurité joue un grand rôle.

La tension

Les variations de consommation et de production ainsi que le maillage du réseau sont les trois paramètres qui influencent la tension du réseau. Toute variation de tension peut entraîner des dégâts sur les équipements électriques des clients, qui sont configurés pour une certaine plage de fonctionnement. Elle ne peut donc pas varier de plus de 5 à 10 % par rapport à la tension « nominale » du réseau. Le réseau à 400 000 V, par exemple, fonctionne en fait entre 380 000 V et 420 000 V.

La tension est une grandeur relativement locale. Une représentation que l'on peut s'en faire est celle d'un filet de pêche ou d'une grande toile d'araignée tendue à l'horizontale. Les sites de production d'électricité permettent de « tenir la tension », ils maintiennent le filet vers le haut. Les consommateurs, en revanche, constituent des charges qui abaissent la tension et qui tirent le filet vers le bas.

Le rôle des gestionnaires de réseaux est de vérifier que, en tout point, ce fameux « filet » n'est ni trop haut, ni trop bas. Pour cela, ils peuvent agir sur différents leviers :

- les alternateurs des groupes de production raccordés au réseau de transport d'électricité peuvent être réglés sur une valeur de tension de consigne. En fonction des besoins, RTE ajuste donc cette valeur. Du côté d'Enedis, des réflexions sont en cours pour étendre ce système de réglage aux sites de production renouvelable, de plus en plus nombreux, mais qui, jusqu'à présent, étaient dispensés de l'obligation de réglage de la tension ;
- certains équipements peuvent être installés dans le réseau soit pour soutenir la tension (condensateur), soit pour l'abaisser (*self* ou *inductance*). En fonction des besoins, ces équipements sont enclenchés ou mis hors service. Certains dispositifs, les « compensateurs statiques de puissance réactive », peuvent même être réglés finement en fonction des besoins ;
- les transformateurs entre deux niveaux de tension peuvent être utilisés pour accroître la tension en aval, en jouant sur le rapport de

transformation. Il existe des systèmes automatiques qui compensent les variations.

Comme pour la fréquence ou l'intensité, la gestion de la tension est une opération délicate. Dans les portions de réseaux excentrées, loin des centrales de production et soumises à de fortes consommations, peuvent naître des « écroulements de tension » qui se propagent ensuite au reste du réseau.

DANS CE CHAPITRE

Les coulisses de la gestion du réseau heure par heure

•

Les risques d'un simple orage en fonctionnement N – 1

•

Le pas-à-pas d'une mobilisation efficace

Chapitre 16

Vingt-quatre heures dans la vie du réseau

La gestion du réseau est un monde totalement méconnu des consommateurs qui n'imaginent pas les difficultés techniques à surmonter pour maintenir en temps réel l'approvisionnement de leur foyer en électricité.

Inspiré d'événements réels, ce chapitre va tenter de vous faire partager le quotidien de ceux qui veillent sur le système électrique. La situation décrite ici n'a pas fait la une des journaux télévisés nationaux, à la différence des grands incidents qui seront évoqués dans la partie suivante. Cependant, elle illustre parfaitement les aléas qui rythment la vie du système électrique et les moyens que les gestionnaires de réseaux ont imaginés pour y faire face. Surtout, elle nous rappelle que, derrière notre disjoncteur, il y a des femmes et des hommes qui se relaient, vingt-quatre heures sur vingt-quatre, pour que, quoi qu'il arrive, le courant passe.

Passage de relais au dispatching

Il est 19 h au sein de ce dispatching régional de RTE du sud de la France. C'est l'heure du passage de relais entre l'équipe de l'après-midi et l'équipe de nuit. Le dispatcher qui supervise la zone ouest fait le bilan de la journée, plutôt calme. En revanche, il alerte son homologue de l'équipe de nuit : Météo France a lancé une alerte orange aux orages pour la nuit.

Une zone en particulier est à surveiller, celle de M... : le poste électrique central de la zone a connu une avarie de transformateur, deux semaines auparavant. C'est un vaste territoire, plutôt rural. Du poste de M... partent plusieurs lignes à 63 000 V, qui alimentent sept postes-sources d'Enedis, soit environ 85 000 habitants. Le poste comporte deux transformateurs 225 000-63 000 V, et l'un des deux est en panne. Ce type d'incident est rare – un transformateur est conçu pour durer plus de cinquante ans – mais ça arrive. RTE dispose d'une réserve nationale de transformateurs et les équipes d'ingénierie sont mobilisées pour le remplacer. Pesant plus de 160 tonnes à vide, un tel équipement ne se transporte toutefois pas facilement : il faut plusieurs semaines pour étudier l'itinéraire et obtenir les autorisations administratives.

En attendant, pas d'inquiétude particulière : le poste est conçu selon la règle du N – 1. L'autre transformateur est capable de faire face à la demande, même en cas de vague de froid. L'agence régionale de conduite d'Enedis a quand même été informée de la « fragilisation » de la zone.

L'orage

À partir de minuit, les premiers impacts de foudre apparaissent sur la console de Météorage installée au dispatching. Ce service, développé par une PME française, assure un suivi en temps réel des impacts de foudre, et les superpose à la carte du réseau de RTE : l'orage s'approche de la zone de M...

Le dispatcheur revérifie son analyse de sûreté. La consommation est encore modérée en cette fin d'été et le réseau maillé est robuste à tous les N - 1 des lignes de la zone. Si une ligne est frappée par la foudre et disjoncte, les autres prendront le relais. Deux postes-sources n'ont qu'une seule alimentation en 63 000 V, mais en cas de problème, Enedis pourra rebasculer la consommation vers les postes-sources voisins, via son réseau à moyenne tension. Le principal sujet de préoccupation reste le transformateur de M... : l'alimentation de la zone repose largement sur lui.

À 3 h 18, un éclair frappe le poste de M... Une alarme retentit au sein du dispatching : le transformateur a « déclenché » et reste hors tension. Il n'y a plus de passage possible à cet endroit-là pour l'électricité entre le réseau à 225 000 V et le réseau à 63 000 V, un peu comme si un échangeur autoroutier était brutalement rayé de la carte... Mais pas besoin de Waze pour les électrons : ils s'engouffrent immédiatement dans les chemins alternatifs à 63 000 V, qui ne sont malheureusement pas adaptés à un tel trafic. Un automate intervient en quelques secondes pour sauver ce qui peut l'être, mais cinq postes-sources d'Enedis, soit 72 000 personnes, sont totalement privés d'électricité.

Au sein du dispatching, on se répartit les rôles. D'un côté, informer ceux qui doivent l'être : l'agence de conduite d'Enedis, l'ingénieur de permanence, les

équipes d'intervention sur site de RTE... De l'autre, analyser la situation et définir une stratégie. Il reste deux lignes saines pour alimenter la zone, mais elles sont déjà chargées en amont et ne peuvent fournir que 40 à 50 % de l'électricité nécessaire. C'est mieux que rien : Enedis lance la réalimentation des échelons 4 et 5 du plan de délestage. L'échelon 5, ce sont tous les clients prioritaires : les hôpitaux, les gendarmeries, les casernes de pompiers... Trente minutes après l'incident, ils ont retrouvé le courant.

Pendant ce temps, les équipes de maintenance de RTE se sont mobilisées. Le technicien d'astreinte a également vu l'alarme sur l'incident du transformateur. L'analyse à distance des enregistrements lui fait craindre quelque chose de sérieux : une équipe est envoyée sur place depuis la base d'intervention, située à 20 km.

L'ingénieure de permanence de RTE a elle aussi été réveillée par le dispatching. Elle valide la stratégie qui lui est proposée : profiter de la baisse de la consommation en creux de nuit pour tenter de réalimenter le maximum de personnes, en attendant le diagnostic de l'équipe d'intervention.

Des femmes et des hommes sur le pont 24 h/24

L'activité des réseaux électriques ne s'arrête jamais. Les gestionnaires de réseaux se sont donc organisés de manière à pouvoir réagir aux incidents, quel que soit le moment où ceux-ci arrivent. On distingue deux niveaux :

les salariés qui travaillent « en roulement », 24h/24, principalement dans les salles de conduite. Des équipes se relaient jour et nuit, organisées en 3x8 ou parfois en 2x12, pour maintenir une présence humaine ;

les salariés d'astreinte : ils travaillent normalement pendant les jours ouvrés, mais doivent rester joignables à tout moment pendant les nuits et les week-ends où ils sont d'astreinte. Ils seront mobilisés en cas d'incident. Au sein des équipes de maintenance, certains salariés ont l'obligation d'habiter dans des « logements d'astreinte » situés à proximité de leur lieu de travail : un système d'alarme sonore les alerte des incidents.

Enfin, en cas d'incident « hors norme », de nombreux salariés se mobilisent spontanément, même en dehors de leurs horaires de travail, voire de jeunes retraités comme lors des tempêtes de décembre 1999.

Tenir jusqu'au lever du soleil

À 4 h 10, le diagnostic tombe : une pièce endommagée empêche la remise sous tension du transformateur. Rien de dramatique, mais il faut envoyer une équipe spécialisée en urgence. Il y en a pour plusieurs heures d'intervention, peut-être plus. Au dispatching, c'est la consternation. Tout le monde est pleinement conscient de ce que signifie une coupure de plusieurs heures en

journée : une vie économique et sociale désorganisée, les antennes relais des téléphones portables qui lâchent l'une après l'autre, des tonnes de denrées décongelées et bonnes à jeter, un risque pour toutes les personnes à la santé fragile...

Entre-temps, le troisième échelon a pu être réalimenté par Enedis, mais la situation reste précaire. Si on tire trop sur les lignes restantes, elles vont disjoncter et ce sera à nouveau le black-out.

L'ingénieure de permanence a rejoint le dispatching. Elle interroge le responsable de l'équipe : « La production solaire, ça va donner quoi ce matin ? » Il se plonge alors vers la console le logiciel qui suit et prévoit la production éolienne et solaire partout en France. Alimenté par les données de Météo France, ce logiciel est capable de fournir des prévisions de production au niveau de chaque parc, à un horizon de quelques heures. Bonne nouvelle, le soleil est censé revenir après l'orage, et la production photovoltaïque, abondante dans la zone, pourrait permettre de réalimenter tout le monde vers 8 h 30 ou 9 h. Évidemment, ça ne durera que jusqu'au soir, mais ça laisse quelques heures à la maintenance pour réparer. Il y a quand même un problème : entre midi et 16 h, la production solaire risque d'être trop forte ! L'électricité va vouloir s'évacuer et risque de surcharger à nouveau le réseau. L'ingénieure de permanence tranche : tant pis, on demandera à Enedis d'écarter la production solaire. Il vaut mieux perdre quelques mégawattheures de production que risquer une nouvelle coupure.

La stratégie est partagée avec la permanence régionale d'Enedis et avec la préfecture. Il reste encore 10 000 clients coupés, mais on ne sait pas faire mieux : il n'y a plus qu'à attendre le soleil.

Un mégawatt, combien de personnes coupées ?

Les foyers français sont tous raccordés aux réseaux publics de distribution, eux-mêmes alimentés par le réseau public de transport exploité par RTE. Aux jeunes dispatchers, on apprend qu'un mégawatt coupé correspond à environ un millier de foyers sans électricité. Bien sûr, seuls Enedis et les entreprises locales de distribution peuvent dire précisément à combien de foyers correspond une coupure donnée, mais cet ordre de grandeur permet de prendre conscience des lourdes conséquences d'un incident qui pourrait sembler mineur.

La course contre la montre

À partir de 7 h du matin, tout s'enchaîne. Le territoire se réveille progressivement de cette nuit d'orage et la consommation d'électricité commence à monter en flèche. Mais le soleil est aussi là : progressivement, tous les panneaux photovoltaïques de la zone se mettent à injecter de la puissance. Les équipes d'Enedis et de RTE sont en contact permanent. RTE ne voit pas directement la production d'électricité, raccordée chez Enedis, mais constate que la zone tire de moins en moins sur son réseau... car elle devient autosuffisante. Chaque fois que les lignes sont suffisamment soulagées, RTE autorise Enedis à réalimenter un bloc de consommateurs. À 8 h 20, toute la zone a retrouvé de l'électricité, grâce au soleil.

Au poste de M..., l'équipe spécialisée dans la maintenance des postes électriques est déjà à pied d'œuvre. Elle est consciente de l'enjeu : il faut finir avant

le soir, mais il faut surtout ne rien rater. On n'aura droit qu'à un seul essai.

Du côté de la population, on fait le bilan des dégâts de la nuit. Les questions des journalistes commencent à arriver chez RTE et Enedis : que s'est-il passé ? Combien de personnes coupées ? Les équipes de relation presse se sont coordonnées et se veulent rassurantes : il y a eu un gros incident, les équipes sont mobilisées, le courant est revenu.

Du côté d'Enedis, on s'organise pour raboter la production solaire. Il est irréaliste de le faire au niveau des particuliers, trop nombreux et pour des puissances trop faibles. Trois parcs de forte puissance sont mis à contribution : pilotables à distance par leur exploitant, ils vont servir à préserver l'équilibre précaire de la zone. RTE a été clair : il faut maintenir la production au plus haut niveau possible pour couvrir la consommation et faire face aux aléas, tels qu'un passage nuageux, mais sans dépasser non plus un certain seuil.

À 17 h 30, l'équipe de maintenance de RTE contacte son dispatching. La réparation est terminée, les mises à la terre de sécurité ont été enlevées, tout a été vérifié trois fois. Le transformateur peut être remis sous tension. Nerveux, le dispatcher actionne la fermeture des disjoncteurs amont et aval. Le transformateur se met à ronronner doucement et l'électricité recommence à circuler dans les centaines de spires qu'abrite sa cuve étanche. Quand le soleil se couche à l'horizon, à 19 h, il peut à nouveau alimenter les milliers de foyers de la zone.

Partie 5

L'équilibre du système électrique



Dans cette partie...

Nous étudierons à présent la manière dont les acteurs du système et le gestionnaire du réseau de transport assurent à chaque instant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Pour assurer son équilibre, le système électrique a besoin de flexibilité et de coordination. Cette flexibilité repose à la fois sur les moyens de production et sur les leviers d'effacement de la consommation. Le bon fonctionnement du système nécessite une coordination parfaite au niveau national, mais aussi européen, entre les gestionnaires de réseaux de transport de l'électricité et tous les autres acteurs (producteurs, fournisseurs...) afin qu'à chaque seconde, l'électricité puisse être acheminée.

DANS CE CHAPITRE

La diversité européenne : une difficulté... et une force

•

La souplesse de pilotage des différentes sources d'énergie

•

La mobilisation des consommateurs particuliers et professionnels

Chapitre 17

L'équilibre entre la production et la consommation

Le réseau électrique européen couvre 305 000 km de lignes. Il doit fonctionner à tout instant en veillant à maintenir les trois facteurs techniques : la fréquence, l'intensité et la tension. Dans ce chapitre, nous verrons comment une légère modification de l'équilibre entre l'offre et la demande a pu entraîner de graves conséquences pour le réseau.

L'électricité est un flux, une énergie qui se stocke difficilement à grande échelle et qui circule en permanence. Depuis près de vingt-cinq ans, une Europe de l'électricité intégrée, interconnectée et solidaire s'est peu à peu construite. Résultat : le marché européen de l'électricité est l'un des plus vastes au monde ! 305 000 km de lignes fonctionnant sur la même fréquence (50 Hz), plus de 400 interconnexions reliant

près de 600 millions de citoyens européens... Cette interdépendance, gérée en temps réel par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) des différents pays, permet de sécuriser l'approvisionnement en électricité à l'échelle du continent, chaque opérateur pouvant recourir, en cas de besoin, à des moyens de production situés à l'extérieur de ses frontières.

COMMENT ÇA MARCHE ?

ÉQUILIBRER L'OFFRE ET LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Les possibilités de stockage de l'électricité sont limitées ; ce qui est produit doit être consommé instantanément. Ajuster l'équilibre à chaque seconde entre l'électricité produite et ce que les Français consomment est le métier de RTE. Cela suppose de surveiller en permanence le réseau, de maîtriser les flux entre les régions et avec nos voisins européens, et d'anticiper les évolutions de la consommation électrique à court, moyen ou long terme.

Production

— OFFRE
Puissance totale entrant sur le réseau de RTE, en provenance des usines de production françaises, ou importée des pays voisins.

— RTE est garant de l'équilibre :
 $\text{Offre} = \text{Demande} + \text{Pertes}$ (ensemble des MW consommés par le réseau électrique de RTE) sur le territoire métropolitain, en coordination avec les voisins européens. Cette surveillance de tous les instants est réalisée de manière centralisée.

La gestion de la fréquence

Si l'offre est inférieure à la demande : il n'y a pas assez de moyens de production et la fréquence chute. RTE doit rétablir l'équilibre, par exemple en augmentant la production ou en diminuant la consommation.

Si l'offre est supérieure à la demande : il y a trop de production et la fréquence augmente. RTE doit rétablir l'équilibre, par exemple en diminuant la production.

Consommation

— DEMANDE
Puissance totale sortant du réseau de RTE, consommée par les distributeurs, les clients nationaux ou les pays voisins.

Mais ce système est exigeant : à chaque seconde de la journée, chaque jour de l'année, il faut assurer l'exact équilibre entre la consommation et la quantité d'électricité produite. Cet équilibre s'incarne à chaque instant dans la fréquence de 50 Hz à laquelle fonctionne cet immense réseau. Si la production est insuffisante pour satisfaire la consommation, le système « ralentit » et risque d'aller vers un arrêt complet. Dans le cas inverse, le système s'emballe et les centrales de production peuvent se détériorer.



La fréquence du réseau correspond à la vitesse de rotation des alternateurs des unités de production. Par convention, la fréquence est à 50 Hz sur toute la plaque synchrone de l'Europe continentale, et tous nos appareils électriques raccordés au réseau, du particulier à l'industriel, sont conçus pour fonctionner à cette fréquence. Une variation de la fréquence signifie donc que les alternateurs ne tournent plus à vitesse normale, ce qui est le reflet d'un souci dans l'équilibre du système. Or ce déséquilibre peut soit endommager les appareils, soit mener à l'effondrement du système s'il est trop important.



La fréquence traduit l'état global d'équilibre du système européen

Parce qu'ils sont tous raccordés à un même réseau interconnecté, les alternateurs d'une centrale nucléaire française, d'une centrale à charbon polonaise ou d'une centrale hydroélectrique norvégienne tournent tous au même rythme. Ils sont tous liés par les grandeurs électrotechniques, comme si chaque alternateur était un jeu d'élastiques relié à tous les autres.

Des déséquilibres entre la production et la consommation naissent toujours quelque part : l'éclairage public s'allume à Varsovie, une usine s'arrête

en urgence dans la Ruhr, le vent tombe brutalement en Andalousie... Grâce à l'interconnexion, ce déséquilibre est immédiatement perceptible dans l'ensemble de l'Europe : il se traduit par d'infimes variations de la fréquence du réseau, mesurables en tout point du réseau. Cette fréquence est réellement le « tempo » qui permet à chaque centrale de production, chaque gestionnaire de réseau de contribuer à la stabilité du système global.

C'est un exploit lorsque l'on prend en compte la diversité des mix énergétiques des 36 pays interconnectés, la différence d'organisation des marchés, des modes de vie et des conditions climatiques très variables d'un pays à l'autre ! Au même moment, un Finlandais habitant une région septentrionale du pays a besoin de lumière toute la journée durant le long hiver et veut pouvoir se détendre le soir dans son sauna tandis qu'un Italien des régions méridionales veut déguster un expresso à la terrasse d'un café tout en regardant le soleil se coucher.

Pour assurer un équilibre parfait du système électrique dans un environnement aussi hétérogène, tous les acteurs – producteurs d'électricité, gestionnaires de réseaux, distributeurs et consommateurs – doivent être précisément coordonnés. Chaque pays doit non seulement assurer l'équilibre de son propre réseau national, mais aussi être solidaire de l'équilibre du réseau paneuropéen.

Paradoxalement, c'est cette diversité géographique qui assure la robustesse du système. Les besoins en électricité d'un pays peuvent être comblés immédiatement par les surplus de production d'un autre.

Une organisation pyramidale

On comprend aisément qu'un système d'une telle complexité nécessite une parfaite organisation !

Au sommet de la pyramide, au niveau européen, une association regroupe 43 gestionnaires de réseau au sein de l'Entso-e, le réseau européen des GRT. Ces gestionnaires de réseau assurent l'équilibre de la fréquence sur cinq zones synchrones et deux systèmes isolés (Chypre et l'Irlande). Les zones synchrones sont connectées par des lignes à très haute tension en courant continu.

Ces zones synchrones assurent la mise en commun des capacités de production d'électricité, les systèmes de réserve (de production et d'effacement), et sont liées par une obligation d'assistance mutuelle en cas de perturbations.

Au niveau national, les GRT sont les garants de l'équilibre du système sur leur territoire. En France, le gestionnaire de réseau est RTE.

Leur première fonction est de gérer le réseau de très haute tension qui assure le transfert des unités de production vers les réseaux de distribution d'électricité. Mais ces GRT européens ont également un rôle de garant de l'équilibre du système. Pour cela, ils doivent concevoir et coordonner tous les mécanismes d'équilibre du système électrique national et européen. Ils doivent anticiper et évaluer finement la consommation électrique des pays à l'avance, s'assurer que les moyens de production pourront répondre à la demande, ou que certains utilisateurs d'électricité peuvent réduire temporairement leur consommation (c'est ce que l'on appelle l'effacement, voir [page 171](#)). Ils gèrent différents niveaux de réserves, actionnables de

trente secondes à trente minutes, afin de pallier toute défaillance.

En dernier recours, les gestionnaires de réseaux peuvent avoir recours à des moyens exceptionnels pour assurer cet équilibre entre l'offre et la demande : interruption de la consommation de grands sites industriels, baisse de la tension et, enfin, pour éviter l'effondrement du système, des coupures momentanées, localisées et tournantes (délestages).



- **La fréquence (mesurée en hertz) :** le courant électrique livré aux consommateurs est alternatif : le flux d'électricité est constitué d'oscillations des électrons. Le nombre de ces oscillations par seconde définit une fréquence. En France, comme dans les 36 pays connectés à l'Hexagone, la fréquence est partout de 50 Hz.
- **La tension (mesurée en volts)** constitue un des principaux paramètres de la sûreté du système électrique. La tension est fournie par les alternateurs des centrales de production, et elle est partagée par les différents utilisateurs – clients, distributeurs, producteurs – tous raccordés sur le même système. Par nature, la tension fluctue. Elle est d'abord affectée par des variations liées aux évolutions saisonnières, hebdomadaires et quotidiennes de la consommation. La tension subit également des variations rapides liées à de multiples aléas, comme des arrêts soudains de centrales de production d'électricité.
- **L'intensité du courant (mesurée en ampères)** est la quantité d'électricité qui traverse la section du conducteur par unité de temps. L'intensité correspond au débit du courant électrique ; comparé à l'eau, ce serait le débit d'eau qui circule.

Un fleuve possède un plus gros débit qu'une rivière, on peut y faire circuler de gros bateaux.

La flexibilité de la production au service de l'équilibre du système

Historiquement, c'est d'abord sur la flexibilité de la production qu'on s'est appuyé pour équilibrer la consommation. C'est d'autant plus vrai dans un système électrique de production centralisé, où il y a beaucoup de consommateurs et peu de grosses centrales.

Les centrales les plus souples à piloter sont les centrales hydroélectriques associées à un lac de retenue, que l'on peut en théorie démarrer et arrêter très rapidement ; il convient cependant de prendre en compte les risques liés aux lâchers d'eau en aval du barrage. Les barrages de fleuve sont beaucoup moins flexibles : on n'arrête pas le cours du Rhône ou du Rhin.

Les centrales thermiques (charbon, fioul ou gaz) sont relativement flexibles également, même si elles nécessitent souvent quelques heures de préchauffage pour pouvoir démarrer. On peut cependant les programmer en vue d'une journée froide.

Les centrales nucléaires ne sont, à l'origine, pas prévues pour être flexibles, mais pour produire en permanence à la même puissance. Elles sont donc très prévisibles. EDF a cependant développé des dispositifs pour pouvoir moduler la puissance à la baisse, par exemple la nuit.

La production renouvelable éolienne et photovoltaïque dépend des éléments naturels, mais il reste possible, comme pour le nucléaire, de la réduire en cas de besoin.

Dans les prochaines années, la plupart des gouvernements européens vont fermer d'importantes capacités de production pilotables, qu'il s'agisse de centrales thermiques polluantes ou de l'arrêt du nucléaire allemand. En parallèle, la proportion des énergies renouvelables va s'accroître : il faut donc mobiliser de nouvelles sources de flexibilité. Cela pourra passer par la flexibilité de la demande, par de nouvelles formes de stockage ou par l'utilisation de centrales thermiques fonctionnant avec des carburants « verts » (biogaz ou gaz de synthèse produit à partir d'hydrogène vert).

La flexibilité de la consommation : un levier de plus en plus utilisé

Au niveau de la consommation et du temps du monopole, il existait déjà des mécanismes incitatifs pour les consommateurs, par le biais des tarifs. Les signaux tarifaires (heures pleines et heures creuses, tarifs d'été et d'hiver) sont une incitation financière qui pousse les consommateurs à utiliser l'électricité plutôt dans les périodes creuses, lorsque le prix est attractif. S'ils veulent utiliser l'électricité durant les heures pleines, correspondant aux périodes de forte consommation, ils devront en payer le prix fort. C'est une régulation de la consommation fondée sur le principe de responsabilité des acteurs économiques (foyers et entreprises).

Mais pour les plus grands consommateurs d'électricité comme les industries électro-intensives, il existe un mécanisme spécifique : l'effacement. L'effacement de consommation électrique consiste, en cas de déséquilibre entre l'offre et la demande, à réduire

provisoirement la consommation d'un site industriel par rapport à sa consommation normale. Selon l'urgence de la situation, l'effacement peut être automatique (sur critère de baisse de fréquence, par exemple) au travers d'une interruption contractualisée spécifiquement, ou bien il peut être activé par le gestionnaire de réseau en cas de déséquilibre moins profond et plus durable s'il est économiquement justifié, grâce au mécanisme d'ajustement – un mécanisme de marché qui s'apparente à un appel d'offres permanent émis par le gestionnaire de réseau.

Avant l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, EDF commercialisait jusqu'en 1998 un tarif d'effacement jour de pointe (EJP) pour les professionnels qui permettait de bénéficier d'une réduction tarifaire importante en contrepartie de tarifs nettement plus élevés, voire prohibitifs, pendant vingt-deux jours dans l'année. Depuis l'ouverture du marché à la concurrence, les fournisseurs ont mis en sommeil ce type d'offres, jugées peu attractives, mais ils pourraient y revenir dans le contexte actuel de forte tension sur les ressources. Entre-temps, RTE a mis en place des mécanismes permettant à un consommateur industriel de valoriser directement ses flexibilités sur le marché.

Ainsi, des groupes industriels ont passé des contrats directement avec RTE ou avec un agrégateur privé (opérateur d'effacement) qui valorise l'effacement sur les marchés de gros. Ils s'engagent à réduire leur consommation d'électricité à certains moments de l'année, en échange de contreparties financières.

Sur ce mécanisme d'ajustement, on trouve aussi des offres d'ajustement qui valorisent l'« effacement diffus », c'est-à-dire l'agrégation de petits effacements

unitaires de consommation d'électricité, réalisés au même moment chez des particuliers ou des professionnels, par l'intermédiaire d'un « agrégateur » ou d'un fournisseur. Pour les particuliers, certains agrégateurs proposent des « box » qui vont agir directement sur les différents équipements raccordés à l'intérieur de la maison. La gestion active de la consommation électrique des particuliers consiste à réduire sur de très courtes durées la consommation d'appareils énergivores lorsque le système électrique en a besoin, et ce, de façon simultanée dans de très nombreux foyers. Les appareils concernés sont principalement les radiateurs et chauffe-eau électriques ou les pompes à chaleur.

L'appel à participation volontaire des consommateurs

Les particuliers ont aussi leur rôle à jouer dans la baisse de la consommation d'électricité. Selon l'Ademe, le chauffage et la production d'eau chaude représentent 77 % de la consommation d'un foyer chauffé au tout-électrique. Chaque foyer, en apprenant à mieux maîtriser sa consommation, peut donc jouer à sa petite échelle. Si l'ensemble des foyers s'y met, les économies d'énergie peuvent être considérables.



La sobriété énergétique est l'affaire de tous. Devant le renchérissement des prix de l'électricité, les Français doivent apprendre à réduire leur consommation. Pour les y aider, le gestionnaire de réseau RTE et l'Ademe ont développé en commun un dispositif citoyen, Ecowatt, pour permettre à chacun d'agir sur la consommation d'électricité. Mis en place depuis plus de dix ans en Bretagne et en Provence-Alpes-Côte d'Azur, deux

régions historiquement concernées par la sécurité d'alimentation en électricité, le dispositif est désormais étendu à tout le territoire.

Sur le site [Monecowatt.fr](https://monecowatt.fr), tous les particuliers peuvent savoir si la consommation d'électricité va être élevée dans les jours à venir. Le site donne des conseils aux consommateurs pour adopter les bons gestes à domicile ou sur leur lieu de travail.

Les efforts de sobriété concernent également les entreprises.

Le 11 octobre 2022, RTE a invité une centaine de grandes entreprises françaises, dont La Poste, EDF, Air France, Carrefour, TotalEnergies notamment, qui ont adhéré au dispositif Ecowatt. Le gestionnaire du réseau électrique les a engagés à être exemplaires durant l'hiver. Ces entreprises ont accepté de réduire elles-mêmes leur consommation d'électricité en cas de tension sur le réseau électrique et de sensibiliser leurs clients à cet effort. Plusieurs centaines d'entreprises et de collectivités locales ont signé la charte Ecowatt avec RTE.

Par ailleurs, les grands médias comme France Télévisions, TF1, Radio France ou Altice Media ont lancé un dispositif médiatique permettant d'informer le grand public en cas de risque de coupure, via une sorte de « bulletin météo » Ecowatt en mentionnant les couleurs du signal, a rapporté l'AFP.

Enfin, depuis le mois d'octobre, une application Ecowatt gratuite est disponible sur l'Apple Store et le Google Store, et permet à chacun de recevoir la météo de l'électricité sur son téléphone portable.



Les systèmes actuels de stockage de l'électricité

L'électricité reste difficile à stocker à grande échelle à des coûts acceptables. Le seul système actuel de stockage de l'électricité à grande ampleur repose principalement sur les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). C'est un type particulier d'installation hydroélectrique composé de deux bassins situés à des altitudes différentes. Une STEP permet de stocker de l'énergie en pompant l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur lorsque la demande électrique est faible et donc lorsque le prix de l'électricité est peu élevé. Et lorsque la demande en électricité augmente, l'eau est transvasée du bassin supérieur vers le bassin inférieur en passant dans la turbine du barrage. Les installations de STEP contribuent ainsi à maintenir l'équilibre entre

production et consommation du réseau électrique sans avoir à tenir compte du remplissage saisonnier des bassins de rétention des barrages hydroélectriques.

La capacité à développer de nouvelles STEP en France reste limitée, compte tenu de l'impact environnemental de ce type d'installation (aménagement de lacs artificiels, forte emprise...).

La question du stockage à grande échelle revient régulièrement dans le débat public au regard de l'intermittence du solaire et de l'éolien. Deux filières sont généralement évoquées : les batteries d'une part, et l'hydrogène d'autre part.

Le stockage dans des batteries

Les batteries lithium-ion se sont déjà largement imposées dans le domaine du stockage d'électricité à usage domestique : véhicules électriques, téléphones portables, stockage d'énergie solaire issue de panneaux installés sur une maison...

Quelques entreprises commencent à créer des fermes de batteries lithium-ion pour un usage à grande échelle. En 2017, le groupe américain Tesla, créé par Elon Musk, a installé en Australie, à Hornsdale, une ferme de stockage d'énergie couplée à une unité de production d'électricité éolienne d'une capacité de 100 MW. Cette ferme de batteries est capable d'alimenter 30 000 foyers en heure de pointe. En 2020, toujours en Australie, un consortium baptisé Fluence, composé de l'allemand Siemens et de l'américain AES, a obtenu un contrat pour installer deux fermes de batteries lithium-ion d'une puissance de 250 MW, l'une dans l'État de Victoria, l'autre en Nouvelle-Galles du Sud.

La capacité de ces systèmes de batterie reste limitée. Utilisée à pleine puissance, une batterie se charge et se décharge en deux à trois heures. Cela permet à la rigueur d'emmagasiner de l'électricité solaire en milieu de journée pour en profiter en soirée, mais pas de stocker de l'électricité l'été en prévision de l'hiver.

L'hydrogène vert, une solution de stockage ?

Une solution au stockage massif « saisonnier » pourrait venir du stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène « vert ».

Actuellement, la production d'hydrogène pour des usages industriels (chimie, raffinage pétrolier et production d'engrais) est issue à 95 % des énergies fossiles et s'accompagne d'émissions de CO₂. La production de 1 million de tonnes d'hydrogène entraîne l'émission de 10 millions de tonnes de CO₂, soit 2 à 3 % des émissions nationales annuelles.

De nombreux travaux sont en cours pour produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau grâce à de l'électricité issue de sources décarbonées. C'est ce que l'on appelle le « *power to gas* » ou « *power to hydrogen* » : l'électricité est utilisée pour séparer des molécules d'eau (H₂O) en hydrogène (H₂) d'un côté et en oxygène (O) de l'autre.

On imagine de nombreuses possibilités d'utilisation de cet hydrogène, toutes compatibles avec la SNBC de la France :

- il pourrait être consommé à des fins industrielles, comme matière première ou comme combustible,

par exemple en remplacement du « gaz naturel » ;

- il pourrait être injecté dans les réseaux de gaz destinés à chauffer les habitations, et mélangé avec du « biogaz » issu de la biomasse ;
- il pourrait alimenter la mobilité lourde (transport de marchandises) et ainsi remplacer avantageusement les moteurs thermiques ;
- il pourrait être stocké dans de grandes cavités souterraines, pour être réutilisé aux périodes de forte consommation d'énergie ;
- enfin, il pourrait être reconverti en électricité grâce à une pile à combustible ou une centrale thermique à hydrogène via le procédé « power to gas ». Cela permettra d'alimenter le système électrique lorsque la demande sera forte.

L'Union européenne et le gouvernement français misent beaucoup sur cette filière et la France a annoncé, en mars 2021, qu'elle allait investir 7 milliards d'euros d'ici à 2030 pour faire de la France un pays en pointe sur l'hydrogène vert. Les premiers usages devraient rester industriels. L'utilisation de l'hydrogène comme stockage souffre encore des faibles rendements de la chaîne complète : quand l'électricité a été transformée en hydrogène, que cet hydrogène est transporté, stocké, puis retransformé en électricité, on ne retrouve que 25 à 35 % de l'électricité de départ... contre des rendements de 75 à 95 % pour les STEP ou les batteries.

L'AIE et RTE ont néanmoins inclus le stockage de l'électricité par hydrogène dans leur rapport sur la création d'un « système électrique à forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 », publié en janvier 2021. Pour le gestionnaire du réseau de

transport, avec une forte proportion de renouvelables, le stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène pourrait donner une plus grande flexibilité au système électrique en permettant de déstocker de l'électricité selon les besoins du moment.

DANS CE CHAPITRE

Les divers acteurs en présence

•

Les bourses et les marchés

•

La formation du prix de l'électricité

Chapitre 18

Les acteurs et le fonctionnement des marchés de l'électricité

L'équilibre du système électrique repose sur un nombre important d'acteurs, des producteurs d'électricité aux fournisseurs en passant par les traders intervenant sur les bourses d'électricité. Nous étudierons ici la formation du prix de l'électricité.

Depuis l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, le nombre d'acteurs sur le marché électrique et leur diversité n'ont cessé d'augmenter. L'électricité s'échange sous forme de « blocs », parfois à de nombreuses reprises avant d'être effectivement produite et consommée.

Les fournisseurs d'électricité

On désigne généralement par « fournisseurs » les entreprises qui vendent de l'électricité à des

consommateurs finals, qu'ils soient des entreprises ou des particuliers.

Depuis l'ouverture du marché à la concurrence, plus d'une trentaine de fournisseurs sont apparus sur le marché français. Certains disposent de capacités de production en propre, d'autres se fournissent sur les marchés de gros, auprès de petits producteurs ou bénéficient de l'Arenh.

Comme l'ouverture du marché à la concurrence a été progressive et a commencé par les industries et les entreprises, les fournisseurs alternatifs sont mieux implantés auprès de ce type de clients. Ils ont déjà conquis environ la moitié des entreprises. En ce qui concerne les clients résidentiels, dont l'ouverture à la concurrence est plus récente, seul un quart environ a déjà sauté le pas et quitté EDF pour l'un de ses concurrents. Surtout, EDF conserve une majorité de clients qui souhaitent continuer à bénéficier de la protection du « tarif réglementé de vente ».

Les autres fournisseurs essaient de se différencier d'EDF soit par les prix, soit par la nature de l'électricité fournie : électricité « verte », électricité « locale »... Compte tenu de la spécificité de l'électricité, du fait que tous utilisent le même réseau et du rôle de RTE comme garant, in fine, de l'équilibre du système, ces différentes promesses sur l'origine de l'électricité sont délicates à vérifier.



Devant la multiplicité des offres de fournisseurs d'électricité, le consommateur particulier a parfois bien du mal à s'y retrouver. Il existe de multiples comparateurs de prix en ligne, mais le plus simple est de se référer à celui mis en place par le gouvernement français et le médiateur national de l'énergie à l'adresse suivante : <https://comparateur-offres.energie-info.fr>.

Les marchés de l'électricité et les échanges de blocs

Les prix de l'électricité sur le marché libéralisé ne sont plus fixés par le gouvernement, mais par la confrontation de l'offre et de la demande.

On distingue deux types de marchés de gros :

- **le marché de gré à gré** (parfois désigné par l'acronyme anglais OTC, « *Over the Counter* »), qui se fait directement entre producteurs, fournisseurs ou traders purs. C'est à travers ce marché que passe l'essentiel des volumes, mais les prix ne sont pas publics ;
- **les marchés organisés, ou « bourses de l'électricité »**, au sein desquels un tiers neutre, le gestionnaire de la bourse, confronte des carnets d'offre et de demande anonymisés et fait émerger un prix d'équilibre, chaque jour heure par heure ou à des horizons plus lointains.

Sur les marchés ouverts à la concurrence, l'électricité s'échange à de multiples reprises entre différents types d'acteurs, bien avant le jour où elle est réellement produite et immédiatement consommée. Comment organiser des échanges sur une notion aussi impalpable que l'électricité, un mystérieux mouvement alternatif d'électrons ? Pour commercialiser cette électricité, on la « découpe » en blocs. Un bloc correspond à une puissance constante (exprimée en mégawatts) sur une période donnée, de l'ordre de trente minutes à une heure.

Les traders en électricité

Un trader pur ne dispose ni d'actifs de production, ni de clients finaux consommateurs : il achète et vend sur les marchés de gros, en cherchant à profiter des opportunités. L'activité de trading permet de fluidifier l'ensemble du marché européen de l'électricité.

Mais d'autres acteurs interviennent aussi sur ces marchés : les producteurs peuvent y écouler tout ou partie de leur production, les fournisseurs viennent y chercher un complément d'électricité pour équilibrer la demande de leurs clients et certains grands consommateurs s'y approvisionnent directement. Ces opérateurs peuvent à la fois prévoir leurs besoins à long terme et les ajuster à court ou même très court terme.

Les bourses de l'électricité

Les prix sont fixés sur des bourses de l'électricité où interviennent des organismes financiers appelés « traders ». Il existe deux grandes bourses en Europe :

- **l'European Power Exchange** (Epex Spot) est la plus grande bourse européenne de l'électricité puisqu'elle gère des transactions sur les marchés français, allemand, autrichien et suisse, soit un ensemble représentant 40 % de la consommation de l'Union européenne ;
- **la Nord Pool Spot** est la bourse de l'électricité couvrant les marchés de l'ensemble des pays nordiques ainsi que de l'Estonie et de la Grande-Bretagne.



Ces bourses participent à la formation des prix de gros de l'électricité, de manière transparente et publique, en faisant coïncider l'offre et la demande. Les différents acteurs du marché (producteurs, fournisseurs, grands consommateurs industriels, traders...) y achètent et y vendent des volumes d'électricité chaque jour. C'est sur ces bourses que les opérateurs viendront acheter de l'électricité (soutirages sur le réseau) ou en vendre (injections sur le réseau). Il existe deux types de marchés organisés :

- **le marché « spot » ou au comptant** : les opérateurs viennent y négocier sous forme d'enchères des quantités d'électricité la veille pour le lendemain ou jusqu'à quarante-cinq minutes avant la livraison. Sur ces marchés, les prix sont très volatils, ils dépendent des quantités offertes ou demandées, des conditions climatiques ou des aléas sur les unités de production ;
- **le marché à terme** : les opérateurs viennent s'y assurer à long terme de pouvoir acheter ou vendre

de l'électricité. Ils négocient des engagements fermes d'achat et de vente d'électricité à un prix et à un terme fixés à l'avance pour le mois, le trimestre ou l'année à venir.

La formation des prix sur les marchés

En Europe, la détermination du prix des électrons dépend largement du prix des marchés organisés, qui sert souvent de référence même dans les transactions de gré à gré. Sur un marché organisé, on ne raisonne pas en « prix moyen » de l'électricité produite par les différents moyens de production mis en œuvre (éolien, solaire, hydraulique, nucléaire, fioul, charbon ou gaz), mais en « prix marginal » : les offres de vente sont classées par ordre de prix croissant, et c'est la dernière offre retenue qui fixe le tarif pour tous les volumes échangés.

Dans un marché suffisamment liquide et concurrentiel, le prix marginal dépend du coût marginal, c'est-à-dire du coût qu'il faut déboursier pour produire 1 kWh supplémentaire, sans tenir compte de l'investissement nécessaire dans la construction des unités de production (champ d'éoliennes, ferme solaire, barrage hydroélectrique, centrale nucléaire ou centrale à énergie fossile).

Ainsi, en temps normal, lorsqu'il y a beaucoup de vent, les éoliennes tournent à plein régime et produisent une électricité dont le coût marginal est très faible, voire nul. Le coût marginal de 1 kWh produit par une centrale nucléaire est également assez faible. En revanche, le coût marginal des centrales à énergies fossiles (fioul, gaz et charbon) est beaucoup plus élevé car il intègre à la fois le prix de la matière première (pétrole, gaz ou

charbon) et le prix de la taxe CO₂ toujours plus élevé à mesure que l'énergie utilisée dégage plus d'émission de GES.

Comment est calculé le prix de l'électricité

Dans un marché organisé, c'est le coût de la dernière centrale retenue pour satisfaire la consommation qui fait le prix de toutes les autres centrales. Tous les mégawattheures s'échangent au prix du dernier mégawattheure produit par la dernière centrale retenue.

DANS CE CHAPITRE

La planification à long terme

•

La prise en compte des aléas

•

L'affinage de dernière minute

Chapitre 19

L'équilibrage du système par les acteurs du marché

Pour assurer l'équilibre et donc la continuité du système électrique, tous les acteurs de la chaîne de valeur doivent veiller à anticiper, ajuster et équilibrer l'offre et la demande. Une véritable course dans le temps.

Les gestionnaires de réseaux ne se contentent pas de regarder passer les électrons. Pour assurer le constant équilibre du système électrique malgré les variations des conditions climatiques et des pics de consommation, ils comptent sur le bon comportement des acteurs du marché et, pour cela, ont mis en place des règles qui incitent fortement ces acteurs à rechercher, à leur niveau, le meilleur équilibre possible entre la production et la consommation. C'est dans le cadre de ces règles très précises que le marché s'organise, selon une chronologie qui va de

l'anticipation du long terme jusqu'au rééquilibrage du système à l'instant T.

Le temps de l'anticipation

Chaque acteur du système – producteurs, fournisseurs, traders – planifie sa capacité de production ou son besoin de consommation selon des éléments internes (un producteur peut mettre une centrale supplémentaire en service ou au contraire mettre une unité en maintenance, un fournisseur peut avoir gagné beaucoup de clients ou au contraire en avoir perdu...) et des prévisions statistiques basées sur les consommations passées de ses clients, selon les saisons ou les jours.

Producteurs, fournisseurs et traders d'électricité peuvent alors s'assurer de vendre ou d'acheter une quantité donnée à une échéance donnée pour un prix donné, sur les marchés à terme de l'électricité (European Energy Exchange, EEX). Par exemple, un producteur qui pense avoir des excédents au printemps va s'assurer, dès le mois de février, de vendre une capacité de 40 MW à 30 €/MWh pour une livraison le 1^{er} avril entre 14 h 30 et 15 h.

Le temps de l'ajustement

Le 31 mars, veille du 1^{er} avril, ces mêmes acteurs de marché ajustent les offres et les demandes en s'échangeant des blocs sur le marché spot de l'électricité (Epex Spot). Car, entre les anticipations faites en février et les besoins réels du 1^{er} avril de 14 h 30 à 15 h, les conditions peuvent avoir changé,

par exemple avec l'arrivée d'une vague de froid, ou un aléa affectant une centrale de production.

Le 1^{er} avril, quelques heures avant l'échéance de 14 h 30, les acteurs peuvent encore échanger des blocs sur les marchés intrajournaliers.

Le temps de l'équilibrage

Le 1^{er} avril à 13 h 30, soit une heure avant l'échéance de 14 h 30, heure fixée pour la livraison des offres de production (les injections d'électricité dans le réseau) et les demandes de consommation (les soutirages), le système devrait être relativement équilibré si les prévisions des acteurs ont été correctes.

Mais, en raison de divers aléas (consommation plus forte que prévu, avarie d'un groupe, mauvais comportement d'un acteur...), si l'équilibre n'est pas atteint, c'est le gestionnaire du réseau de transport qui prend la main pour assurer l'équilibrage « au plus près du temps réel ». Il est le garant de l'équilibrage in fine du système. Pour cela, il active différents leviers d'équilibrage du système, qui sont détaillés dans le chapitre suivant.

Le temps du « règlement des comptes »...

L'histoire ne s'arrête cependant pas là. Même si le système a pu être globalement équilibré grâce à l'action du gestionnaire du réseau de transport, cela ne veut pas forcément dire que chacun des acteurs du marché était lui-même à l'équilibre :

- certains acteurs peuvent avoir un **bilan excédentaire** : ils ont surestimé la consommation de leurs clients, leurs éoliennes ont mieux fonctionné que prévu, certaines de leurs centrales ont été sollicitées pour assurer l'équilibre du système, etc. ;
- d'autres acteurs peuvent avoir un **bilan déficitaire** : l'une de leurs centrales a connu une avarie, leurs clients ont consommé plus qu'attendu ou, dans le pire des cas, ils ont vendu de l'électricité « à découvert », etc.

La seule certitude, c'est que les écarts positifs des uns compensent les écarts négatifs des autres puisque, par construction, la production globale équilibre toujours la consommation globale.

En France, c'est RTE qui, après coup, réalise ce travail de fourmi consistant à calculer précisément, heure par heure, les écarts positifs et négatifs de chacun. Ce bilan est réalisé pour chacun des « responsables d'équilibre » enregistrés par RTE.

Une fois ce calcul réalisé, RTE procède au « règlement des écarts » : les responsables d'équilibre en excédent sont compensés financièrement, tandis que ceux qui sont en déficit sont pénalisés. Le mécanisme de calcul, complexe, vise à inciter les acteurs à rechercher l'équilibre.

Les responsables d'équilibre

En France, il existe des « responsables d'équilibre » enregistrés auprès de RTE, qui sont au nombre d'environ 200 : il peut s'agir de fournisseurs d'électricité, de traders, d'opérateurs d'effacement ou de grands consommateurs. Tout site physique en France de production ou de consommation doit être rattaché à un et un seul responsable d'équilibre. Toutes les transactions internationales, toutes les transactions sur les bourses de l'électricité ainsi que tous les échanges de gré à gré se traduisent par des transferts de blocs entre responsables d'équilibre qui doivent être déclarés à RTE, sous peine de ne pas être comptabilisés dans le règlement des écarts.

DANS CE CHAPITRE

Les mécanismes de réserve

•

Les obligations des acteurs

•

Les tensions engendrées par la baisse de production nucléaire

Chapitre 20

L'équilibrage du système par le gestionnaire du réseau de transport

Pour être capable de faire face en temps réel à tous les aléas qui peuvent survenir dans le système (panne d'une importante centrale de production, aléa météorologique pouvant affecter la production ou la consommation...) en maintenant l'équilibre à chaque instant, RTE a recours à une série de réserves automatiques et manuelles activées selon des séquences bien précises. Ces réserves sont constituées à la fois de volumes de production supplémentaires et de mécanismes de baisse de la consommation par effacement.

Le système des réserves primaires et secondaires s'est largement déployé en Europe dans la période d'après-guerre, en parallèle de l'interconnexion des systèmes électriques des différents pays. Il constitue encore

aujourd'hui le socle fondamental de l'équilibre de notre système électrique.

Au moment de la libéralisation du marché, le système a néanmoins dû être adapté pour introduire la concurrence, en particulier dans la mobilisation des réserves tertiaires : en France, c'est le « mécanisme d'ajustement », sorte de marché des réserves dont RTE est l'unique acheteur, qui joue ce rôle.

Des réserves primaire et secondaire activées automatiquement

On l'a vu, la fréquence du réseau est cette grandeur magique qui signale, instantanément et partout à la fois, l'existence d'un déséquilibre dans le système. Dans le système électrique européen interconnecté, si une centrale électrique tombe soudainement en panne dans le sud du Portugal, cela se traduit instantanément par une infime baisse de fréquence dans toute l'Europe. Chaque centrale électrique européenne assujettie au réglage primaire « surveillance » cette fréquence et réagit automatiquement en augmentant légèrement sa production. Pour cela, il faut évidemment qu'elle ne fonctionne pas à plein régime, mais qu'elle conserve la possibilité de faire varier sa puissance dans une « bande de réglage primaire ». Cette variation intervient automatiquement, dans un délai de quinze à trente secondes. Ainsi, des centaines de centrales, de l'Espagne jusqu'à la Norvège en passant par la Slovénie ou la Pologne, vont accroître légèrement leur production pour compenser l'avarie portugaise : la solidarité européenne s'exprime à travers ce réglage primaire de fréquence.

Mais il ne faut pas abuser de la solidarité : rapidement, un autre mécanisme automatique prend le relais. En effet, le secours apporté au Portugal par les autres pays se traduit mécaniquement par un accroissement des importations physiques d'électricité du Portugal, au-delà de ce qui était initialement prévu. Le second mécanisme constate cette augmentation non prévue des importations et va donner aux centrales portugaises le signal d'accroître leur production, en utilisant cette fois-ci la bande de réserve secondaire, pour tenter de compenser l'avarie initiale. Si la réserve est suffisante, cela va ramener les flux entrants au Portugal aux valeurs attendues. Mais cela va aussi faire augmenter la fréquence du réseau européen, qui avait été ramenée à 50 Hz par le réglage primaire. Cette augmentation de fréquence permet à toutes les autres centrales européennes de comprendre que l'incident est résolu, et qu'elles peuvent revenir à leur niveau initial de production. Le Portugal n'a fait appel à la solidarité européenne que le temps nécessaire à la mobilisation de ses réserves secondaires.

Tous les pays interconnectés bénéficient de la solidarité apportée par ce système, qui permet à chacun de réduire les réserves à constituer, par rapport à un système électrique isolé. En Europe, la réserve primaire doit pouvoir répondre à la perte simultanée des deux plus gros groupes de production, qui sont situés en France, soit une puissance de 3 000 MW au niveau européen. Le système français y contribue à hauteur d'environ 540 MW. Si la France était isolée, elle devrait elle-même constituer une réserve de 3 000 MW.

La réserve secondaire constituée en France est comprise entre 500 et 1 180 MW. Tous les producteurs opérant des groupes de production de plus de 120 MW en France ont l'obligation d'y participer.

La réserve tertiaire ou mécanisme d'ajustement

Contrairement aux réserves primaire et secondaire, l'activation de la réserve tertiaire est manuelle, effectuée par un dispatcher de RTE au travers du « mécanisme d'ajustement ». Elle est utilisée pour compléter la réserve secondaire si celle-ci est épuisée ou insuffisante afin de faire face à un déséquilibre, mais aussi pour se substituer aux réserves primaire et secondaire ou anticiper un déséquilibre à venir. La réserve tertiaire peut être utilisée pour résoudre des contraintes sur le réseau de transport résultant d'un excès ou d'un manque local de production.

Le mécanisme d'ajustement fonctionne un peu comme une bourse de l'électricité dans laquelle RTE serait le seul acheteur : chaque « acteur d'ajustement » indique ses possibilités de variation de production ou de consommation. Chaque offre est associée à un prix, mais aussi à des « contraintes techniques » qui traduisent la réalité physique de son process. Un producteur peut avoir besoin d'un certain délai pour atteindre la puissance offerte, un consommateur ne peut pas baisser en dessous d'un certain seuil, un producteur hydroélectrique dispose d'un stock limité d'eau, etc. S'agissant des prix, ils obéissent aussi à une logique complexe. Lorsqu'un acteur d'ajustement agit à la hausse, il demande à être rémunéré pour le surcroît d'électricité qu'il fournit. Par symétrie, quand il agit à la baisse, il propose un prix « négatif », comme s'il achetait à RTE l'électricité qu'il ne produira pas.

Un algorithme complexe croise ces différentes offres pour rechercher la meilleure combinaison d'offres pour répondre aux aléas du système électrique.

En application des dispositions du Code de l'énergie, tous les producteurs raccordés au réseau de transport ont l'obligation d'offrir leur puissance disponible à RTE. En outre, les consommateurs français et les acteurs étrangers peuvent, de manière volontaire, faire des offres sur le mécanisme d'ajustement français.

De plus, RTE s'assure de disposer de réserves tertiaires suffisantes en concluant, en amont du temps réel, des contrats avec des acteurs d'ajustement pour assurer la disponibilité de moyens de réserve. Ces acteurs doivent déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement, en échange du paiement d'une prime fixe. On distingue alors la réserve rapide (mobilisable en moins de treize minutes) de la réserve complémentaire (mobilisable en moins de trente minutes).

Faire face au risque de crise d'approvisionnement

Au début des années 2000, le niveau de sécurité d'approvisionnement était plutôt élevé. Le parc était plutôt en surcapacité et la disponibilité des moyens de production était suffisante au regard des besoins de consommation.

Mais à partir de 2019, le niveau de sécurité d'approvisionnement a commencé à baisser, en raison de la fermeture de centrales thermiques et de la moindre disponibilité des capacités nucléaires.

Fin 2019, RTE a tiré la sonnette d'alarme. Il a prévenu que la sécurité de l'approvisionnement électrique en France devrait faire l'objet d'une vigilance dans les années 2022-2023. L'arrêt des centrales à charbon, le retard pris dans la mise en service de l'EPR de

Flamanville et celui pris dans les énergies renouvelables pourraient poser des problèmes d'adéquation entre production et besoins de consommation. En mars 2021, RTE a étendu la période de vigilance à 2024 en raison des retards pris dans les grands travaux entrepris sur les réacteurs nucléaires existants d'EDF pour la prolongation de leur durée de vie jusqu'à cinquante ans (les travaux dits « de grand carénage », un programme industriel de quelque 50 milliards d'euros pour rénover et moderniser les centrales nucléaires existantes.)



2020, 2021 et 2022 ont été trois années de baisse de la production d'électricité nucléaire.

La crise de la Covid et l'indisponibilité de certains réacteurs nucléaires ont fait baisser la production d'électricité nucléaire à 335 TWh en 2020, son plus bas niveau depuis 1992.

En 2021, la production nucléaire est remontée à 361 TWh tout en restant 5 % en deçà des niveaux de 2019.

En 2022, en raison de la combinaison des arrêts prévus pour cause de grand carénage et des arrêts imprévus pour cause de corrosion, 30 réacteurs sur 56 étaient à l'arrêt pendant l'été, ce qui a fait chuter la puissance nucléaire disponible à 29 GW, un niveau historiquement bas. Face à cette situation, EDF a reconnu que la production d'électricité d'origine nucléaire devrait tomber entre 280 et 300 TWh, et « probablement » dans le bas de cette fourchette.

Un hiver 2022-2023 sous tension

Le 14 septembre 2022, RTE a présenté les résultats de son analyse pour le passage de l'hiver 2022-2023, marqué par la faible disponibilité du parc nucléaire français.

En l'absence de conditions météorologiques extrêmes, RTE n'envisage que quelques signaux Ecowatt rouges sur les six mois de l'hiver. Un signal Ecowatt rouge – qui n'a encore jamais été utilisé – signifie que le système électrique est très tendu et que des coupures sont inévitables en l'absence d'écogestes de la part des consommateurs.

Lors des périodes de tension, le risque de coupure peut être évité par une baisse de la consommation de 1 à 5 % dans le scénario central et de 15 % maximum dans le scénario le plus extrême.

La très grande majorité des situations à risque se produiraient le matin entre 8 h et 13 h et le soir entre 18 h et 20 h. Elles ne concerneraient pas des journées entières ni les week-ends. En aucun cas, la France ne court un risque de « black-out », c'est-à-dire de perte de contrôle totale du système électrique. RTE dispose des moyens de sauvegarde du système électrique appropriés et proportionnés en fonction de l'ampleur d'un éventuel déséquilibre.

Anticiper les crises d'approvisionnement

Chaque année, RTE procède à une actualisation de ses études sur les conditions de passage de l'hiver suivant. Le cas échéant, il alerte les pouvoirs publics.

Dès le début de 2021, RTE a fait part de ses craintes sur d'éventuelles pénuries et de ses interrogations sur la

« robustesse » du système français pour les hivers 2021-2022, 2022-2023 et 2023-2024 en raison de la révision à la baisse de la disponibilité du parc nucléaire pour les trois prochains hivers.

Au cours de cette période, le niveau effectif de la sécurité d'approvisionnement sera inférieur aux marges de manœuvre fixées par le Code de l'énergie, qui stipule que la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par les marchés de l'électricité doit être inférieure ou égale à trois heures par an.

La situation s'est encore aggravée en 2022 avec la faible disponibilité du parc nucléaire et les craintes de pénurie de gaz. Dans ce contexte, RTE se prépare à devoir faire appel à des mesures « hors marché », dernier recours avant le délestage de consommation.

Les mesures « hors marché »

Quand le marché n'est plus en mesure d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, différentes mesures peuvent être prises pour éviter de recourir à des coupures temporaires et ciblées de consommation, dite de « délestage ». Ces mesures sont notamment :

- l'appel à la solidarité de nos voisins européens, qui nous mettent à disposition les éventuelles réserves de puissance dont ils disposent, pour autant que la capacité des lignes d'interconnexion le permette ;
- l'interruptibilité des grands clients industriels qui ont signé un contrat en ce sens avec RTE. En échange d'une rémunération forfaitaire annuelle, ces clients s'engagent à arrêter leur consommation

très rapidement pour faire face à une crise locale ou globale sur le système électrique ;

- la baisse de la tension électrique sur tout le réseau : en coordination avec Enedis, RTE peut volontairement abaisser de 5 % la tension à laquelle le courant est fourni aux différents consommateurs. Il en résulte une baisse globale de la consommation, au détriment de l'efficacité des appareils électriques : les ampoules éclairent moins bien, le chauffage est moins puissant...

S'ils sont tous activés, l'ensemble de ces dispositifs permet de gagner jusqu'à 8 GW, soit l'équivalent de la consommation de 7 à 8 millions de Français.

DANS CE CHAPITRE

La puissance des aléas climatiques

•

La force de la solidarité européenne

•

Comment la panne d'un seul pays peut affecter toute l'Europe

Chapitre 21

Les grandes pannes du système électrique à travers le monde

Les grandes pannes d'électricité font la une des journaux et restent dans l'imaginaire collectif. Des tempêtes de décembre 1999 au black-out de New York en 2003, voici le récit de quelques catastrophes marquantes.

Prendre la décision de sacrifier une partie du réseau pour éviter un incident de grande ampleur reste l'une des situations les plus difficiles à laquelle puisse être confronté un dispatcher. Le pire est-il certain ? Faut-il couper préventivement une partie de la population pour éviter un incident possiblement beaucoup plus grave ?

Tous les électriciens du monde analysent en détail et « rejouent », grâce à leurs simulateurs, des grands incidents du passé. Il s'agit de comprendre quelles sont

les décisions qui ont été prises ou qui, à l'inverse, n'ont pas été prises au bon moment.

Au-delà des pannes qui ont marqué l'histoire, d'autres ont été évitées de justesse grâce à la surveillance permanente du réseau et à des plans d'action très bien préparés. Quand les événements se précipitent, l'heure n'est plus à l'hésitation, mais à l'action.

Les grandes coupures du 19 décembre 1978 : un écroulement en cascade venu de l'Est

Le 19 décembre 1978, une brusque chute des températures dans l'ouest et le centre de la France oblige EDF à importer de l'électricité d'Allemagne. À 8 h 05, la ligne Bezaumont-Crenay, près de Nancy, entre en surcharge dite « 20 minutes » : il faut d'urgence réduire le flux qui la traverse, mais les actions entreprises se révèlent inefficaces : à 8 h 27, elle disjoncte.

Le flux d'électrons en provenance d'Allemagne se reporte sur les lignes voisines qui disjonctent à leur tour, l'une après l'autre. La France est en déficit de production, elle « aspire » massivement l'électricité de ses voisins, mais toutes les coutures du réseau craquent successivement. Le réseau s'effondre en quelques minutes et la France entière est privée de courant pendant plusieurs heures. Quelques poches frontalières ont pu être rapidement reprises par les pays voisins, mais il faut attendre la fin de la journée pour que le réseau soit réactivé à 90 %. Cette panne géante, résultant d'une gestion tendue du réseau (flux élevés et tensions basses dans certaines zones) et d'une

cascade de surcharges, a clairement montré que la réaction a été insuffisante : les délestages ont été trop timorés, les centrales ont décroché trop vite et le découpage du réseau a été mal réussi.

La grande panne du 12 janvier 1987 : l'écroulement de tension venu de l'Ouest

Le 12 janvier 1987, un grand froid règne sur le pays. La Loire est en partie gelée. Vers 9 h 30, la glace obstruant les prises d'eau de refroidissement de la centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux (Loir-et-Cher) provoque l'arrêt automatique du réacteur. À 300 km de là, près de Nantes, un autre incident affecte la centrale thermique de Cordemais : entre 11 h et midi, les groupes 1, 2 et 3 de la centrale tombent successivement en panne, pour des causes largement indépendantes. Le quatrième groupe, trop sollicité, se déconnecte.

La perte de la production de Cordemais entraîne dans la zone une brusque baisse de la tension, qui tombe à 380 000 V. Celle-ci se stabilise environ trente secondes, mais les régulateurs des transformateurs des postes-sources, en tentant de rétablir une tension normale, provoquent une remontée de la consommation et la tension repart à la baisse. En quelques minutes, neuf groupes thermiques proches de la zone se déclenchent à leur tour, engendrant une perte de puissance de 9 000 MW et entretenant le mouvement de baisse de la tension dans le grand Ouest. À Brest, point le plus affecté, la tension sur le réseau de transport à 400 000 V n'est plus que de... 200 000 V.

L'incident menace de se propager vers le reste de la France. Si la région parisienne et ses nombreuses centrales sont atteintes, rien ne pourra plus arrêter l'écroulement de tension... Pour stopper l'hémorragie, EDF n'a pas d'autre choix que de décider un délestage de 1 500 MW sur la Bretagne et la région d'Angers. La situation se stabilise, mais il faudra de nombreuses heures pour relancer les centrales thermiques et réalimenter les clients coupés.

Les tempêtes Lothar et Martin de décembre 1999

Durant la période des fêtes de fin d'année 1999, la France et l'Europe ont subi coup sur coup deux tempêtes extrêmement violentes. Dimanche 26 décembre 1999, la première, baptisée Lothar, touche les côtes du Finistère à 2 h du matin et traverse tout le nord de la France, du Cotentin jusqu'à l'Alsace, avant de poursuivre sa route en Allemagne. Les rafales de vent atteignent 173 km/h à Saint-Brieuc, 169 km/h à Paris et 155 km/h à Metz.

Le lendemain, lundi 27 décembre, une seconde dépression très profonde touche le pays. La tempête Martin souffle sur la France du lundi après-midi jusqu'au lendemain matin. Elle ravage la Bretagne, la façade atlantique et le centre de la France jusqu'à la Côte d'Azur avec des pointes de vent de 198 km/h à l'île d'Oléron, de 148 km/h à Limoges et de 205 km/h à Mandelieu-la-Napoule. Les dégâts sont considérables, avec un bilan humain de 92 morts et 2 000 blessés, des forêts en partie détruites, des cultures anéanties et des bâtiments endommagés.

Le réseau électrique a aussi payé un lourd tribut aux passages de Lothar et Martin. Il a été touché de plein fouet. Le 28 décembre, on dénombre 38 lignes à très haute tension de 400 000 V et une centaine de lignes de 225 000 V endommagées. Le réseau de distribution a lui aussi été très affecté, avec des milliers d'arbres tombés sur les lignes à moyenne et basse tension. Il a fallu arrêter trois centrales nucléaires, dont celle de Blayais en Gironde. C'est la pire destruction que le réseau électrique français ait subie depuis sa création.

En conséquence, 3,6 millions de foyers français ont été privés d'électricité, soit environ 10 millions de personnes. Encore intégrée, EDF a mobilisé tous ses effectifs et reçu le renfort de 1 500 techniciens en provenance d'une vingtaine de pays. Grâce à cette mobilisation sans précédent, EDF est parvenue à récupérer 90 % des lignes endommagées en quatre jours et à rétablir le courant pour une grande partie des usagers dès la fin de la première semaine de janvier 2000. La situation est revenue à la normale partout au bout de dix-neuf jours.

La sécurisation mécanique du réseau de transport

Après sa création, le 1^{er} juillet 2000, l'un des premiers gros chantiers du tout nouveau RTE a été de renforcer le réseau vis-à-vis des tempêtes. Un vaste programme de sécurisation s'est déroulé de 2002 à 2017. Les travaux visaient un double objectif : renforcer les infrastructures et maintenir l'alimentation de tous les postes électriques en cas de vents équivalents à ceux de 1999. En quinze ans, ce plan de sécurisation mécanique du réseau a nécessité 2,4 milliards d'euros d'investissement. Il a renforcé 48 000 km de lignes et a sécurisé 57 000 MW de production d'électricité. Tout cela a nécessité 2 millions d'heures de travail. Cet effort a considérablement renforcé la résilience du système électrique français. Ainsi, les nombreuses tempêtes qui ont traversé la France durant l'hiver 2013-2014 n'ont pas eu d'impact significatif sur le réseau.

Le black-out de New York de 2003

Le jeudi 14 août 2003, la chaleur accable New York et toute la partie nord-est des États-Unis ainsi que le sud du Canada. Les climatiseurs tournent à pleine puissance. Les deux jours précédents, plusieurs centrales électriques américaines ont dû être mises à l'arrêt car on n'arrivait plus à les refroidir. Le 14 août, une ligne de transport est affectée par un court-circuit avec des arbres en raison de la dilatation des câbles causée par la chaleur. Les protections coupent immédiatement le flux, qui se reporte sur les lignes voisines en limite de leur capacité. La cascade de surcharges se propage et tout le réseau de la côte se retrouve coupé en deux le long d'une ligne est-ouest. Le

Sud va rester indemne mais le Nord, isolé, s'effondre totalement.

La ville de New York est plongée dans le noir ; le métro et les ascenseurs s'arrêtent et des milliers de personnes se retrouvent coincées dans des bureaux ou obligées de circuler à pied. La coupure a aussi touché Detroit, sur les Grands Lacs, et, de l'autre côté de la frontière, Toronto et Ottawa. Au total, la grande panne a impacté 50 millions d'habitants entre les États-Unis et le Canada. Le retentissement médiatique a été énorme. Les États-Unis ont pris conscience de la nécessité d'investir davantage dans le réseau électrique.

Le 8 janvier 2021, le jour où l'Europe a frôlé le black-out

L'interconnexion des systèmes électriques en Europe apporte une plus grande sécurité d'approvisionnement et une plus grande flexibilité de fonctionnement à l'ensemble du système en permettant à chaque pays de venir en aide instantanément à un autre. Mais cette solidarité a un revers : les problèmes d'un seul pays peuvent devenir le problème de tous.

Le vendredi 8 janvier 2021, à 14 h 04 et 25 secondes, deux disjoncteurs d'une station électrique sautent dans un poste électrique à proximité d'un petit village de Croatie, à Ernestinovo. Cet événement a priori anodin va entraîner le plus gros incident du système électrique que l'Europe a connu depuis 2006, lorsque la mise hors tension d'une ligne électrique en Allemagne a provoqué une coupure de courant chez 15 millions de consommateurs européens.

Les deux disjoncteurs coupent le flux d'électrons sur une ligne de 400 000 V. Instantanément, l'électricité cherche un autre chemin, faisant monter l'intensité sur les lignes adjacentes empruntées par les électrons. Vingt-trois secondes plus tard, un disjoncteur dans la Serbie voisine s'ouvre à son tour, coupant ainsi le flux et donc le courant, pour se protéger de l'afflux soudain d'électricité. Le phénomène se propage en trois secondes au réseau roumain, 500 km plus loin. En moins de trente secondes, sept lignes à haute tension et un transformateur se déconnectent entre la côte adriatique et la Roumanie.

À 14 h 05 et 8 secondes, l'Europe de l'électricité est coupée en deux : toutes les lignes électriques faisant la jonction entre ces deux zones ont disjoncté. Cette séparation provoque un déficit de 6 000 MW dans une des zones et un excédent d'autant dans la seconde zone, soit l'équivalent de six réacteurs nucléaires.

Dans la première zone, où se situe la France, le déficit de mégawatts de production entraîne une chute de la fréquence. Depuis 2006, un nouveau dispositif a été déployé en France : l'interruptibilité. De grands clients industriels acceptent d'être déconnectés automatiquement du réseau en moins de cinq à trente secondes en cas d'urgence. Le dispositif fonctionne parfaitement et la chute de fréquence est enrayée, évitant la mobilisation du délestage fréquence-métrique et la coupure de milliers de foyers.

Des centrales d'appoint sont immédiatement sollicitées. La fréquence remonte progressivement. À 15 h 07 et 31 secondes, soit un peu plus d'une heure après l'incident survenu en Croatie, la fréquence est stabilisée et l'Europe électrique est réunifiée.

Partie 6

La partie des Dix



Dans cette partie...

Découvrons à présent les figures qui ont marqué l'histoire de l'électricité, depuis les grands savants jusqu'aux industriels qui ont forgé le système électrique. Nous prendrons également notre destin en main avec dix conseils pour économiser l'électricité à la maison et au bureau. Nous récapitulerons enfin les dix objectifs fixés pour faire de la France un territoire carbone neutre en 2050.

Chapitre 22

Dix grands noms de l'électricité

Benjamin Franklin, diplomate, homme politique et scientifique américain (1706-1790)

Benjamin Franklin, rédacteur de la déclaration d'indépendance des États-Unis, se fait connaître dans les années 1750 pour ses expérimentations sur l'électricité. Grâce à un cerf-volant, il prouve que les éclairs sont des décharges de nature électrique. Cette recherche conduit à l'invention du paratonnerre, dont le premier exemplaire sera installé sur sa propre maison.

James Watt, ingénieur britannique (1736-1819)

James Watt a travaillé à l'amélioration de la machine à vapeur pour la transformer en un moyen de production d'énergie fiable et économique, ouvrant par là même l'ère de la révolution industrielle en Grande-Bretagne. Il n'œuvrait pas directement sur l'électricité, mais, en hommage à ses recherches, le nom « watt » sera donné à l'unité internationale de puissance et de flux énergétiques.

Alessandro Volta, physicien italien (1745-1827)

Le comte Alessandro Volta est un physicien et chimiste lombard, inventeur de la première pile électrique appelée « pile voltaïque ». En novembre 1801, Alessandro Volta présente sa pile devant l'Institut de France et y énonce la loi des tensions ainsi que la valeur des tensions de contact des métaux classés par ordre d'électropositivité décroissante, du zinc à l'argent. Napoléon Bonaparte, qui assiste à cette séance, lui fait décerner une médaille d'or, lui accorde une pension et le nomme comte et sénateur du royaume de Lombardie.

André-Marie Ampère, mathématicien, physicien et chimiste français (1775-1836)

André-Marie Ampère est considéré comme le précurseur de la mathématisation de la physique, et comme l'un des derniers savants universels. Il est le créateur du vocabulaire de l'électricité – il a inventé les termes « courant » et « tension » – et son nom a été donné à l'unité internationale de l'intensité du courant électrique : l'ampère.

Georg Ohm, physicien allemand (1789-1854)

Ses travaux sur la force électromagnétique le conduisent, en 1827, à écrire sa *Théorie mathématique du circuit galvanique*, dans laquelle il formule la loi fondamentale de l'électrocinétique, qui porte à présent son nom. La loi d'Ohm est une loi physique empirique qui lie l'intensité du courant électrique traversant un

dipôle électrique à la tension à ses bornes. Cette loi permet de déterminer la valeur d'une résistance. Son nom a été donné à l'ohm, l'unité de résistance électrique du système international.

James Prescott Joule, physicien anglais (1818-1898)

Ses travaux sur les électro-aimants lui ont permis de démontrer que ces derniers s'attirent par des forces proportionnelles au carré de l'intensité du courant et que cette dernière est simplement proportionnelle à la puissance chimique mise en jeu pour obtenir ce courant. En 1838, il conçoit un moteur électrique et, en 1840, il découvre le phénomène de saturation magnétique. Mais ce sont ses recherches sur l'effet thermique de l'électricité qui lui permettront de formuler en 1841 la loi qui porte son nom (l'effet Joule), et qui énonce que la chaleur produite est proportionnelle à la résistance et au carré de l'intensité du courant.

Thomas Edison, ingénieur et industriel américain (1847-1931)

Cet inventeur et homme d'affaires prolifique a déposé près de 1 100 brevets dans de nombreux domaines, dont l'électricité et le cinéma. En 1877, il invente le phonographe et en 1879, la première ampoule à incandescence. En 1882, il construit une centrale électrique à courant continu pour alimenter un réseau électrique. En 1889, il fonde l'Edison General Electric Company, qui deviendra General Electric en 1892 et sera le plus puissant conglomérat américain jusqu'au

début des années 2020. En 1891, il invente la première caméra de prise de vue cinématographique, le Kinétographe, et il fait construire le premier studio de cinéma en 1893.

Nikola Tesla, ingénieur américain d'origine serbe (1858-1943)

Nikola Tesla émigre aux États-Unis en 1884 pour travailler avec Thomas Edison. Il met au point de très nombreuses inventions autour de l'énergie électrique, notamment les premiers alternateurs, permettant la naissance des réseaux électriques de distribution en courant alternatif, dont il est l'un des pionniers. Tesla s'est beaucoup intéressé aux technologies modernes se focalisant sur l'électricité, qui était le noyau de ses inventions. Souvent dans l'ombre de Thomas Edison, Nikola Tesla est revenu sur le devant de la scène grâce à Elon Musk qui a repris son nom pour fonder, en 2003, sa firme de voitures électriques.

Marcel Paul, homme politique français (1900-1982)

Syndicaliste, résistant, homme politique communiste, Marcel Paul devient ministre de la Production industrielle en novembre 1945 dans le gouvernement de Charles de Gaulle. En mars 1946, il présente le projet de loi de nationalisation du secteur de l'énergie qui aboutira à la loi du 8 avril 1946, à l'origine de la création d'EDF pour l'électricité et de GDF pour le gaz.

Marcel Boiteux, mathématicien, ex-président d'EDF (1922-)

Ce normalien agrégé de mathématiques entre à EDF en 1949 et y réalisera toute sa carrière. Il y rebâtit la tarification de l'électricité. Il devient directeur général du groupe public de 1967 à 1979. En 1973, après la crise pétrolière, il mène le programme d'investissement pour assurer le virage vers le tout-nucléaire décidé par le gouvernement. Pour réduire les coûts de ce programme, il décide d'uniformiser la fabrication des centrales dans le pays. Il occupera la présidence du conseil d'administration d'EDF de 1979 à 1987.

Chapitre 23

Dix conseils pour économiser l'électricité à la maison et au bureau

Face à la très forte hausse du prix de l'électricité, les ménages sont de plus en plus appelés à adapter leurs habitudes pour aller vers une plus grande sobriété énergétique. Voici quelques conseils.

Bien gérer le chauffage de son logement

Baisser le chauffage de 1 °C entraîne une baisse de 7 % de consommation d'électricité, selon l'Ademe.

L'idéal est de chauffer à 19 °C quand on est là et d'abaisser la température à 16 °C ou 17 °C la nuit et quand on est absent. On épargne ainsi 15 à 20 % de chauffage. N'oubliez pas d'éteindre le chauffage des pièces en cours d'aération !

Cuisiner avec moins d'énergie

La cuisson des repas de quatre personnes peut représenter 600 à 900 kWh par an, dont on peut économiser une partie. Par exemple, optez pour des plaques électriques à induction : elles consomment 30 à 40 % d'électricité de moins que les plaques en fonte ou vitrocéramiques.

N'oubliez pas de couvrir les casseroles pendant la cuisson : vous diviserez par 4 votre consommation d'électricité.

Choisir des appareils électroménagers économes

Les gros appareils électroménagers (lave-linge, lave-vaisselle, réfrigérateur...) consomment entre 150 et 560 kWh par an chacun. Avant l'achat, en magasin, consultez l'étiquette énergie pour les comparer : elle vous renseignera notamment sur la classe énergétique et la consommation d'électricité annuelle en kilowattheures.

Utiliser correctement son électroménager

En ce qui concerne les lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle par exemple, pour réduire la consommation d'électricité (et d'eau), privilégiez les modes éco et évitez de faire fonctionner vos appareils avant qu'ils soient pleins. Vous pouvez également en décaler l'utilisation pendant les heures creuses.

Faites sécher votre linge à l'air libre le plus souvent possible. Utiliser un sèche-linge coûte entre 34 et 110 € par an selon le modèle.

Enfin, pensez à bien les entretenir. Par exemple, dégivrez régulièrement le congélateur : 2 mm de givre, c'est environ 10 % de consommation supplémentaire, et 5 mm de givre, 30 % de plus !

Gérez vos équipements d'éclairage

Équipez votre logement de lampes à LED, qui consomment peu d'électricité. Limitez le nombre de lampes allumées dans une pièce et, bien entendu, à chaque fois que vous la quittez, pensez à éteindre la lumière.

Utiliser correctement les équipements électroniques

Pensez à ne pas laisser en veille les nombreux équipements électroniques de votre foyer (téléviseurs, box Internet, consoles de jeux, ordinateurs, imprimantes...). Une box Internet allumée vingt-quatre heures sur vingt-quatre consomme autant qu'un réfrigérateur en une année ! Pour y remédier, vous pouvez brancher tout cela sur des multiprises à interrupteur et prendre l'habitude de tout éteindre d'un coup quand vous avez fini, ou en tout cas la nuit, et quand vous êtes absent.

Enfin, évitez de charger votre portable (ou tout autre appareil doté d'une batterie) entre 8 h et 13 h et entre 17 h 30 et 20 h 30.

Adopter les bons réflexes au bureau

Chaque soir, quand vous quittez votre bureau, éteignez complètement votre ordinateur ainsi que votre lampe de bureau et les imprimantes.

Gérer son empreinte numérique

Avec vos collègues, privilégiez les échanges en audio à ceux en vidéo.

Allégez régulièrement votre boîte e-mail en faisant le ménage dans les courriels. Envoyez le moins possible de messages lourds : pensez à compresser les pièces jointes.

Selon l'organisation Carbon Literacy Project, un e-mail standard génère 4 grammes de carbone. Avec une pièce jointe volumineuse, cela peut atteindre entre 11 et 50 grammes. Envoyer une photo de vacances de 1 Mo à dix amis équivaut ainsi à parcourir 500 mètres en voiture. Car tous les e-mails envoyés, même à son voisin de bureau, parcourent parfois des milliers de kilomètres sur les réseaux Internet et sont stockés dans des *data centers* très consommateurs d'électricité. Puisque, selon Statista, 306 milliards d'e-mails ont été envoyés chaque jour en 2020, on atteint le chiffre vertigineux de 446 millions de tonnes de CO₂ générés en 2020 par nos échanges de courriels.

Privilégier l'éclairage naturel

Profitez le plus possible de la lumière naturelle, qui est gratuite : lavez les fenêtres, ouvrez les rideaux, peignez vos murs de couleur claire, ne placez pas le mobilier de façon à entraver la diffusion de la lumière dans la pièce...

L'exposition à la lumière naturelle est aussi un facteur positif en termes de confort et de santé sur le lieu de travail. Définissez votre emplacement de travail de façon à profiter au mieux de la lumière naturelle. Évitez les salles de réunion dépourvues de fenêtre.

Consulter les sites Ecowatt et éCO2mix

Ces sites permettent de s'informer et d'apprendre à adopter les bons gestes pour participer activement, chacun à son niveau, à la transition énergétique française.

Ecowatt, créé par RTE en partenariat avec l'Ademe, aide les entreprises, les collectivités et les particuliers à consommer au bon moment pour éviter les risques de coupure. Véritable météo de l'électricité, Ecowatt qualifie en temps réel le niveau de consommation en France. À chaque instant, des signaux clairs guident les consommateurs pour adopter les bons gestes. Par une consommation responsable, tous les Français peuvent contribuer à accélérer la transition énergétique et à assurer le bon approvisionnement de tous en électricité. Consultable sur monecowatt.fr, Ecowatt est désormais également disponible sous forme d'application gratuite pour tous les smartphones.

Ce site est lié à la plateforme éCO2mix, créée par RTE pour aider les consommateurs à mieux connaître et à mieux consommer l'électricité. éCO2mix permet de découvrir à quel point le système électrique est « vivant », à quel point il est soumis à de fortes variations au cours de la journée, car la consommation électrique suit l'activité humaine.

Chapitre 24

Les dix objectifs de la transition écologique française en 2050

Selon le ministère de la Transition écologique, qui s'appuie sur les objectifs définis dans la PPE et la SNBC, en 2050...

- ❶ Le pays aura atteint la neutralité carbone grâce à une réduction de la production des GES à seulement 80 millions de tonnes équivalent CO₂, ainsi qu'à une augmentation des « puits carbone » destinée à absorber 80 millions de tonnes d'équivalent CO₂.
- ❷ Les efforts d'efficacité énergétique auront permis la réduction de moitié de la consommation finale d'énergie grâce à une meilleure efficacité énergétique des équipements et à la sobriété des modes de vie.
- ❸ Le secteur des transports émettra zéro émission, car tous les véhicules seront électriques (à l'exception du transport aérien).
- ❹ Le bâtiment émettra zéro émission grâce à un effort de rénovation des bâtiments anciens et à la construction de bâtiments neufs à Haute Qualité environnementale.
- ❺ L'industrie aura réduit ses émissions de GES de 81 % par rapport à 2015.
- ❻ L'agriculture aura réduit ses émissions de GES de 46 % par rapport à 2015.

- 7 Dans la gestion des déchets, la France prévoit la réduction de 66 % des GES par rapport à 2015.
- 8 La production d'énergie en France aura atteint zéro émission grâce à une production d'électricité moitié nucléaire, moitié énergies renouvelables.
- 9 L'électricité représentera 55 % de la consommation finale d'énergie en France (contre 25 % en 2018).
- 10 La France aura créé 900 000 emplois grâce à la transition écologique.

Glossaire

Courant alternatif

Le courant alternatif, aussi appelé « sinusoïdal », est un influx électrique qui circule dans un sens puis dans l'autre. La fréquence du courant alternatif est mesurée en hertz (Hz). Le courant alternatif est créé par la rotation d'une turbine dans une centrale électrique (thermique, hydraulique, nucléaire... ou éolienne). La vitesse de la rotation détermine la fréquence du courant. Elle représente le nombre de changements de sens effectués par le courant en 1 seconde. En France et en Europe, la fréquence utilisée est de 50 Hz.

Courant continu

Le courant continu est un courant électrique dont l'intensité est constante, le flux d'électrons circulant continuellement dans une seule direction au sein d'un conducteur. Les piles, les batteries ou les panneaux photovoltaïques fonctionnent en courant continu. Il est possible de transformer un courant continu en courant alternatif à l'aide d'un onduleur. On peut aussi transformer un courant alternatif en courant continu à l'aide d'un redresseur. Pour les fortes puissances, on parle de « station de conversion ».

Énergies primaire, secondaire et finale

L'énergie **primaire** est l'énergie contenue dans les ressources naturelles, avant une éventuelle

transformation. Le fioul, le charbon ou le gaz sont des exemples d'énergie primaire.

L'énergie **secondaire** est la quantité d'énergie qu'il reste après la transformation de l'énergie primaire.

L'électricité est une énergie secondaire, car elle est générée à partir de la transformation d'énergie primaire. Par exemple, la combustion de gaz (énergie primaire) est utilisée dans une centrale thermique pour produire de l'électricité (énergie secondaire).

Le rendement est le rapport de la transformation entre une énergie primaire et une énergie secondaire. Voici quelques ordres de grandeur pour la production d'électricité :

- quand on capture les rayons du soleil sur des panneaux photovoltaïques, on ne récupère que 20 % environ de l'énergie. La transformation du vent en électricité par les éoliennes donne un rendement théorique maximal de 59 % (limite de Beltz) ;
- quand on fait tomber de l'eau d'un barrage sur une turbine électrique, on récupère 90 % de l'énergie primaire (l'énergie potentielle de l'eau) sous forme d'électricité ;
- quand on peut récupérer la chaleur liée à la combustion d'une énergie fossile pendant la production d'électricité, on parle de « cogénération », et les rendements augmentent fortement (jusqu'à 75 %).

L'énergie **finale** est l'énergie utilisée par le consommateur, c'est-à-dire après transformation des ressources naturelles en énergie et après le transport de celle-ci. L'énergie finale représente l'énergie primaire

à laquelle on ajoute l'énergie nécessaire à la production, à la transformation et au transport, en intégrant les notions de rendement de production et les pertes.

Équivalent carbone

Les différents GES se distinguent entre autres par la quantité d'énergie qu'ils sont capables d'absorber et par leur « durée de vie » dans l'atmosphère. L'« équivalent CO₂ » (eq CO₂) est une unité créée par le Giec pour comparer les impacts des différents GES en matière de réchauffement climatique et pouvoir cumuler leurs émissions. Concrètement, l'équivalent CO₂ consiste à attribuer pour une période donnée un « potentiel de réchauffement global » (PRG) différent pour chaque gaz par rapport au CO₂ qui sert d'étalon.

Équivalent pétrole

L'unité « équivalent pétrole en tonnes » (tep) représente la quantité d'énergie contenue dans une tonne de pétrole brut, soit 41,868 GJ. Cette unité est utilisée pour exprimer dans une unité commune la valeur énergétique des diverses sources d'énergie.

Gaz à effet de serre

Les GES sont des composants gazeux qui absorbent le rayonnement infrarouge émis par la surface terrestre et contribuent ainsi à l'effet de serre. L'augmentation de leur concentration dans l'atmosphère terrestre est l'un des facteurs à l'origine du réchauffement climatique.

Les principaux GES sont :

- le dioxyde de carbone (CO_2), responsable de près de 65 % de l'effet de serre d'origine humaine ;
- le méthane (CH_4), responsable de 17 % de l'effet de serre d'origine humaine du fait de son potentiel de réchauffement global élevé (égal à 34 fois celui du CO_2), mais qui persiste moins de dix ans dans l'atmosphère ;
- le protoxyde d'azote (N_2O) ;
- l'ozone troposphérique (O_3).

Mix énergétique (ou « bouquet » énergétique)

Il s'agit de la répartition des différentes sources d'énergie primaire consommées dans une zone géographique donnée pour toutes les utilisations.

Mix énergétique dans l'Union européenne

- Pétrole : 36,3 %
- Gaz : 22,3 %
- Charbon : 11,5 %
- Autres énergies fossiles : 0,5 %
- Énergies renouvelables : 15,5 %
- Nucléaire : 13,1 %
- Déchets non renouvelables : 0,8 %

Source : Énergie brute disponible dans l'Union européenne en 2019, en mégatonnes équivalent pétrole (Mtoe).
Données : Eurostat

Mix électrique

L'expression « mix électrique » désigne la répartition des sources d'énergie utilisées dans la production d'électricité d'un pays.

En 2021, le mix électrique français est réparti ainsi :

- nucléaire : 69 % ;
- hydroélectricité : 12 % ;
- éolien : 7 % ;
- solaire : 3 % ;
- énergies fossiles : 7 % ;
- biomasse : 2 %.

Source : Bilan électrique français 2021 de RTE

En 2020, le mix électrique de l'Union européenne est réparti ainsi :

- nucléaire : 24,8 %
- gaz naturel : 19,7 %
- éolien : 14,4 %
- charbon : 13,2 %
- hydroélectricité : 12,7 %
- biomasse : 5,6 %
- solaire : 5,2 %
- autre : 4,4 %

Source : The European Power Sector, Ember & Agora

Sources d'énergie dans la production d'électricité

Énergie nucléaire

L'énergie nucléaire dépend d'un combustible fissile, l'uranium, dont le minerai est extrait du sous-sol. Elle permet de produire de l'électricité dans les centrales nucléaires, appelées « centrales électronucléaires », grâce à la chaleur dégagée par la fission d'atomes d'uranium.

Énergie hydraulique

L'énergie hydraulique permet de fabriquer de l'électricité, dans les centrales hydroélectriques, grâce à la force de l'eau. Cette force dépend soit de la hauteur de la chute d'eau (centrales de haute ou moyenne

chute), soit du débit des fleuves et des rivières (centrales au fil de l'eau).

Énergie thermique fossile

L'énergie thermique à flamme dépend de combustibles fossiles (charbon, gaz ou pétrole). Elle permet de fabriquer de l'électricité dans les centrales thermiques à flamme aussi appelées « centrales à flamme » ou « centrales thermiques classiques », grâce à la chaleur dégagée par la combustion de ces éléments.

Énergie éolienne

L'énergie éolienne est une source d'énergie qui dépend du vent. Le soleil chauffe inégalement la Terre, ce qui crée des zones de température et de pression atmosphérique différentes tout autour du globe. De ces différences de pression naissent des mouvements d'air appelés « vents ». Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité avec des éoliennes, appelées aussi « aérogénérateurs », grâce à la force du vent.

Énergie solaire

L'énergie solaire est une source d'énergie qui dépend du soleil. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques ou de centrales solaires thermiques, grâce à la lumière du soleil captée par des panneaux solaires.

Énergie biomasse

L'énergie issue de la biomasse est une source d'énergie renouvelable qui dépend du cycle de la matière vivante

végétale et animale. On distingue :

- **la biomasse par combustion** : les déchets sont directement brûlés en produisant de la chaleur, de l'électricité ou les deux (cogénération). Cela concerne le bois, les déchets des industries de transformation du bois et les déchets végétaux agricoles (paille, canne à sucre, arachide, noix de coco...);
- **la biomasse par méthanisation** : les déchets sont d'abord transformés en un biogaz, par fermentation, grâce à des micro-organismes (bactéries). Le biogaz est ensuite brûlé. Ce biogaz proche du gaz naturel est majoritairement composé de méthane. Cette technologie s'appuie sur les déchets ménagers, les fumiers et lisiers d'animaux, les boues de stations d'épuration, les papiers et cartons...

Unités de mesure

Ampère

L'ampère (A) est l'unité de mesure de l'intensité d'un courant électrique, c'est-à-dire le flux d'électrons dans un conducteur. C'est André-Marie Ampère, l'inventeur de l'électro-aimant, qui a donné son nom à cette unité.

On peut comparer le déplacement des électrons dans un circuit à celui de l'eau dans un tuyau : l'intensité, exprimée en ampères, c'est le débit d'eau. Sur le tableau électrique d'une installation domestique, les fusibles ou disjoncteurs différentiels réagissent en fonction de l'intensité du courant : 10, 20 ou 32 A.

Joule

Le joule (J) est une unité de mesure d'énergie et plus particulièrement de la chaleur ou du travail. $1 \text{ J} = 0,238 \text{ calorie}$. 1 J est aussi l'énergie fournie par une puissance de 1 W pendant 1 seconde ($1 \text{ W}\cdot\text{s}$). Cette unité de mesure a été inventée par John Prescott Joule, physicien anglais (1818-1889).

Volt

Le volt (V) est l'unité de mesure de la tension électrique dans un circuit entre un point A et un point B, obtenue grâce à un appareil appelé « voltmètre ». C'est à Alessandro Volta, physicien italien et inventeur de la pile électrique, que l'on doit ce nom.

Le volt traduit la force électromotrice et la différence de potentiel (tension) entre deux points d'un circuit. Le courant électrique est un déplacement d'électrons. Pour les faire se déplacer, il faut un générateur de courant qui va créer un déséquilibre de charge (différence de potentiel) afin d'attirer et de repousser les électrons. Ce déséquilibre de charge est appelé « tension électrique ».

Watt

Le watt (W) est l'unité de mesure de la puissance électrique, soit la quantité d'énergie pendant un temps donné, en général 1 seconde . Le terme vient du nom de l'ingénieur écossais James Watt, à l'origine du développement de la machine à vapeur. En électricité, $\text{puissance} = \text{tension} \times \text{intensité}$. Si l'on prend l'image d'un tuyau d'eau, la puissance électrique serait équivalente à la pression dans le tuyau quand le

robinet est fermé (tension) multipliée par le débit d'eau quand le robinet est ouvert (intensité).

La différence entre kilowatt et kilowattheure

La confusion entre le kilowatt et le kilowattheure (kWh) est fréquente dans le langage courant. Le kilowatt est une unité de puissance, mais le kilowattheure est une unité qui mesure la production et la consommation d'électricité en 1 heure.

Le kilowatt mesure la capacité d'une machine à délivrer ou consommer une quantité d'énergie par unité de temps. Le kilowattheure correspond à l'énergie produite ou consommée par un appareil d'une puissance de 1 kW pendant une durée de 1 heure.

Un petit truc pour se souvenir de la différence : imaginez que vous conduisez sur l'autoroute. Le kilowatt équivaut à la vitesse instantanée de votre voiture. Le kilowattheure équivaut à la distance parcourue en 1 heure.

Unités de physique essentielles

Fréquence

Le courant électrique livré aux consommateurs est alternatif : le flux d'électricité est constitué d'allers-retours des électrons. Le nombre de ces allers-retours par seconde définit une fréquence (que l'on mesure en hertz). En France, la fréquence est partout de 50 Hz ; les millions d'appareils électriques (comme les fours, les télévisions, etc.) connectés au sein de cette zone fonctionnent donc à 50 Hz. Le maintien d'une fréquence proche de 50 Hz est nécessaire au bon

fonctionnement de tous nos matériels électriques. C'est pourquoi la fréquence de l'électricité délivrée doit rester dans une plage de $\pm 0,5$ Hz.

Intensité

L'intensité du courant électrique, mesurée en ampères, est un nombre décrivant le flux de la charge électrique acceptée par un matériau conducteur. C'est la quantité d'électricité qui traverse la section du conducteur par unité de temps. L'intensité du courant correspond au débit du courant électrique. Comparé à l'eau, ce serait la vitesse et la quantité d'eau qui circule dans un tuyau. Un fleuve possède un plus gros débit qu'une rivière : on peut y faire circuler de gros bateaux. Le fleuve a donc une intensité plus élevée qu'une rivière.

Tension

La tension électrique, exprimée en volts, sert à mesurer l'énergie qui circule dans un circuit électrique. La tension électrique est la différence de potentiel électrique qui existe entre deux points du circuit. On peut comprendre la notion de tension électrique par analogie avec la différence d'altitude entre deux points A et B. Si on imagine un cours d'eau, et que les altitudes A et B sont égales, il n'y aura pas de courant. Si on imagine ce même cours d'eau avec une différence d'altitude entre les deux points, l'eau va chuter ou couler de l'altitude A jusqu'à l'altitude B. Cela fonctionne de la même manière pour un circuit électrique.

Sommaire

[Couverture](#)

[Le système électrique pour les Nuls](#)

[Copyright](#)

[À propos de l'auteur](#)

[Introduction](#)

[Pourquoi ce livre ?](#)

[Comment ce livre est organisé](#)

[Les icônes de ce livre](#)

[Par où commencer ?](#)

[Partie 1. Un siècle et demi d'histoire de l'électricité](#)

[Chapitre 1. Le temps des pionniers](#)

[1870-1890 : les années d'innovation](#)

[Le passage au courant alternatif](#)

[La deuxième révolution industrielle](#)

[Entre la production et la consommation, le transport](#)

[Des réseaux locaux sans interconnexion](#)

[Chapitre 2. L'ère du monopole](#)

[La loi de 1946 et la création d'EDF](#)

[1946-1965 : la phase de reconstruction](#)

[1973 : le premier choc pétrolier](#)

[1970-2000 : la montée en puissance du nucléaire](#)

[Chapitre 3. La difficile transition du monopole vers la concurrence](#)

[Les années 2000 : l'ouverture à la concurrence](#)

[La loi NOME du 7 décembre 2010](#)

[Prix et tarifs : un système à deux vitesses](#)

[Chapitre 4. Vers une énergie sans CO₂](#)

[Le Giec tire le signal d'alarme](#)

[L'accord de Paris](#)

[La Stratégie nationale bas-carbone](#)

[Le changement ne se décrète pas](#)

[La Convention citoyenne pour le climat](#)

[Conclusion : quel rôle pour l'électricité dans la SNBC ?](#)

[Partie 2. L'Europe de l'électricité](#)

[Chapitre 5. La construction de l'Europe de l'électricité](#)

[L'Europe de l'électricité, un temps d'avance sur l'Europe politique](#)

[Les réseaux et l'ouverture du marché](#)

[Le développement des interconnexions](#)

[La place centrale de la France dans les échanges d'électricité](#)

[L'unification du marché européen de l'électricité](#)

[L'Europe de la production d'électricité renouvelable](#)

[Le Green Deal européen](#)

[Chapitre 6. Le Green Deal ou Pacte vert européen de juillet 2021](#)

[Une nouvelle fiscalité énergétique](#)

[Le doublement de la part des énergies renouvelables et des efforts d'efficacité énergétique](#)

[Un fonds social pour le climat](#)

[Un coût de 1 000 milliards sur dix ans](#)

[Chapitre 7. L'Europe face à la crise de l'énergie](#)

[Que s'est-il passé sur les marchés de l'électricité en 2022 ?](#)

[La remise en cause du fonctionnement des marchés](#)

[Les propositions de la Commission européenne](#)

[Partie 3. La consommation et la production d'électricité](#)

[Chapitre 8. La consommation d'électricité en France](#)

[La consommation actuelle par secteur et par usage](#)

[La thermosensibilité de la consommation](#)

[La consommation d'électricité dans le monde](#)

[Chapitre 9. Quelles évolutions pour la consommation d'électricité ?](#)

[Réindustrialisation, transferts d'usage vers l'électricité et amélioration de l'efficacité énergétique](#)

[La généralisation des véhicules électriques](#)

[Le cas du transport aérien](#)

[La performance énergétique des bâtiments](#)

[Chapitre 10. La production d'électricité en France](#)

[2010-2019 : la remise en cause du « tout-nucléaire »](#)

[2000-2021 : l'irruption des énergies renouvelables](#)

[Chapitre 11. La production d'électricité à l'horizon 2050](#)

[Sans énergies renouvelables, point de salut](#)

[La question du nucléaire](#)

[L'allocution du président de la République du 10 février 2022](#)

[Partie 4. Les réseaux de transport et de distribution](#)

[Chapitre 12. La hiérarchisation des réseaux](#)

[Les trois étages de réseaux](#)

[Un réseau maillé ou arborescent](#)

[Chapitre 13. Le réseau de transport d'électricité](#)

[RTE, un monopole régulé devenu indépendant d'EDF](#)

[Une double tutelle publique partagée entre l'État et la CRE](#)

[Un gestionnaire de réseau de transport de plein exercice](#)

[Un éclaircur des politiques publiques de l'énergie](#)

[Le Schéma de développement décennal du réseau électrique](#)

[Chapitre 14. Les réseaux publics de distribution d'électricité](#)

[Enedis, plus important concessionnaire des réseaux publics de distribution](#)

[Une double tutelle publique partagée entre les autorités concédantes et la CRE](#)

[Séparer l'acheminement de la vente d'électricité pour tous les Français : un casse-tête relevé par Enedis](#)

[Le défi de l'accueil des énergies renouvelables](#)

[Les évolutions de la consommation sur le réseau de distribution](#)

[Chapitre 15. L'exploitation du réseau : faire face aux aléas](#)

[Les aléas auxquels les réseaux doivent faire face](#)

[Les postes électriques et leurs équipements techniques](#)

[Les centres de conduite ou « dispatching », véritables tours de contrôle du réseau](#)

[Les autres réseaux : téléconduite et télécommunications](#)

[Les enjeux de la surveillance du réseau](#)

[Chapitre 16. Vingt-quatre heures dans la vie du réseau](#)

[Passage de relais au dispatching](#)

[L'orage](#)

[Tenir jusqu'au lever du soleil](#)

[La course contre la montre](#)

[Partie 5. L'équilibre du système électrique](#)

[Chapitre 17. L'équilibre entre la production et la consommation](#)

[La fréquence traduit l'état global d'équilibre du système européen](#)

[Une organisation pyramidale](#)

[La flexibilité de la production au service de l'équilibre du système](#)

[La flexibilité de la consommation : un levier de plus en plus utilisé](#)

[L'appel à participation volontaire des consommateurs](#)

[Les systèmes actuels de stockage de l'électricité](#)

[Chapitre 18. Les acteurs et le fonctionnement des marchés de l'électricité](#)

[Les fournisseurs d'électricité](#)

[Les marchés de l'électricité et les échanges de blocs](#)

[Les traders en électricité](#)

[Les bourses de l'électricité](#)

[La formation des prix sur les marchés](#)

Chapitre 19. L'équilibrage du système par les acteurs du marché

Le temps de l'anticipation

Le temps de l'ajustement

Le temps de l'équilibrage

Le temps du « règlement des comptes »...

Chapitre 20. L'équilibrage du système par le gestionnaire du réseau de transport

Des réserves primaire et secondaire activées automatiquement

La réserve tertiaire ou mécanisme d'ajustement

Faire face au risque de crise d'approvisionnement

Un hiver 2022-2023 sous tension

Chapitre 21. Les grandes pannes du système électrique à travers le monde

Les grandes coupures du 19 décembre 1978 : un effondrement en cascade venu de l'Est

La grande panne du 12 janvier 1987 : l'effondrement de tension venu de l'Ouest

Les tempêtes Lothar et Martin de décembre 1999

Le black-out de New York de 2003

Le 8 janvier 2021, le jour où l'Europe a frôlé le black-out

Partie 6. La partie des Dix

Chapitre 22. Dix grands noms de l'électricité

Benjamin Franklin, diplomate, homme politique et scientifique américain (1706-1790)

James Watt, ingénieur britannique (1736-1819)

Alessandro Volta, physicien italien (1745-1827)

[André-Marie Ampère, mathématicien, physicien et chimiste français \(1775-1836\)](#)

[Georg Ohm, physicien allemand \(1789-1854\)](#)

[James Prescott Joule, physicien anglais \(1818-1898\)](#)

[Thomas Edison, ingénieur et industriel américain \(1847-1931\)](#)

[Nikola Tesla, ingénieur américain d'origine serbe \(1858-1943\)](#)

[Marcel Paul, homme politique français \(1900-1982\)](#)

[Marcel Boiteux, mathématicien, ex-président d'EDF \(1922-\)](#)

[Chapitre 23. Dix conseils pour économiser l'électricité à la maison et au bureau](#)

[Bien gérer le chauffage de son logement](#)

[Cuisiner avec moins d'énergie](#)

[Choisir des appareils électroménagers économes](#)

[Utiliser correctement son électroménager](#)

[Gérez vos équipements d'éclairage](#)

[Utiliser correctement les équipements électroniques](#)

[Adopter les bons réflexes au bureau](#)

[Gérer son empreinte numérique](#)

[Privilégier l'éclairage naturel](#)

[Consulter les sites Ecowatt et éco2mix](#)

[Chapitre 24. Les dix objectifs de la transition écologique française en 2050](#)

[Glossaire](#)

[Courant alternatif](#)

[Courant continu](#)

[Énergies primaire, secondaire et finale](#)

[Équivalent carbone](#)

[Équivalent pétrole](#)

[Gaz à effet de serre](#)

[Mix énergétique \(ou « bouquet » énergétique\)](#)

[Sources d'énergie dans la production d'électricité](#)

[Unités de mesure](#)

[Unités de physique essentielles](#)