

Note n° 45 Adaptation des réseaux électriques : enjeux technologiques et scientifiques



Olrat / Adobe Stock

Résumé

- Face à l'essor des énergies renouvelables et des nouveaux usages, aux effets du changement climatique et aux cyber-menaces, le réseau électrique français doit profondément se transformer.
- Cette adaptation nécessitera, d'ici 2040, des investissements massifs et une gouvernance à long terme, coordonnée à l'échelle européenne, nationale, régionale et locale.
- La réussite de cette transition suppose d'intensifier la recherche, l'innovation et le développement des compétences humaines.

Jean-Luc FUGIT, député

Daniel SALMON, sénateur

■ Le contexte : des réseaux qui doivent accueillir des sources électriques nouvelles et répondre à des usages et des risques nouveaux

Depuis leur apparition à la fin du XIX^e siècle, les réseaux électriques, progressivement interconnectés, sont organisés autour de moyens de production centralisés et d'une distribution hiérarchique de l'électricité vers les consommateurs.

C'est sur ce même principe qu'a été constitué, dans la seconde moitié du XX^e siècle, le réseau électrique français, articulé principalement autour de grandes centrales nucléaires, hydrauliques et fossiles, et désormais interconnecté à d'autres réseaux européens.

Ce modèle doit aujourd'hui composer avec l'essor des énergies renouvelables décentralisées, en particulier l'éolien et le photovoltaïque. Ces sources présentent des caractéristiques spécifiques : elles sont en général disséminées sur le territoire, parfois dans des zones géographiques éloignées des centres de consommation, et la puissance délivrée est variable et peu pilotable. Il en résulte une reconfiguration des flux électriques qui n'est pas sans conséquences pour la stabilité du réseau, en particulier au regard de la nécessité d'équilibrer en temps réel l'offre et la demande.

À cette transformation des moyens de production électriques s'ajoute la montée en puissance de nouveaux usages, tels que la mobilité électrique (plus de 5 % du parc automobile français en avril 2025), associée au déploiement de points de recharge (160 000 au 31 mars 2025 ¹), le chauffage et la climatisation dans les secteurs

résidentiel et tertiaire, notamment avec le déploiement des pompes à chaleur (50 TWh de chaleur renouvelable produits en 2023 ²), la multiplication des centres de données (*data center*), les nouvelles industries (batteries, électrolyse de l'hydrogène, carburants de synthèse, etc.), l'électrification d'applications industrielles (chauffage industriel, pompes et compresseurs, etc.) Ces nouveaux usages modifient la structure temporelle et spatiale de la consommation, renforçant les contraintes sur le réseau électrique.

Les risques associés au changement climatique viennent complexifier encore cette dynamique. L'intensification des événements extrêmes comme les tempêtes, les vagues de chaleur ou les inondations menace la robustesse des infrastructures physiques telles que les lignes aériennes, transformateurs, postes électriques. En parallèle, la numérisation croissante du réseau, avec le déploiement de capteurs, de systèmes de supervision et de compteurs communicants, expose les infrastructures à des risques accrus de cyber-attaques.

■ Trois défis majeurs pour le bon fonctionnement des réseaux

L'intégration d'électricité issue d'énergies renouvelables, principalement l'éolien et le solaire photovoltaïque, dans un réseau conçu pour une production centralisée à partir d'un petit nombre de centrales électriques pilotables, représente un triple défi technologique.

➤ Renforcer les infrastructures

Dans un système centralisé, les flux d'électricité suivent une logique essentiellement unidirectionnelle : de grands

centres de production injectent de l'énergie sur le réseau de transport à haute tension, qui l'achemine vers les réseaux de distribution, jusqu'aux consommateurs finaux. Les infrastructures ont été conçues et dimensionnées pour cette configuration descendante, avec des flux prévisibles.

L'intégration croissante de sources décentralisées implique que les flux d'électricité sont désormais bidirectionnels : les réseaux de distribution, initialement récepteurs passifs, deviennent également collecteurs d'une énergie produite localement. Il faut donc les adapter pour gérer les flux inversés et prévenir les congestions locales. La répartition globale des flux ayant évolué, le réseau de transport doit lui aussi être redimensionné et ajusté en conséquence.

Par ailleurs, la multiplication des points de raccordement – petites installations résidentielles ou parcs de taille plus importante – complexifie la supervision et la sécurisation du réseau. Cette densification nécessite non seulement des capacités accrues de surveillance et de contrôle, mais aussi un renforcement des dispositifs de cyber-sécurité, afin de limiter la vulnérabilité à des menaces croissantes dans un réseau de plus en plus interconnecté et informatisé.

➤ Assurer une flexibilité accrue

La variabilité de la production de l'éolien et du solaire à l'échelle mensuelle, hebdomadaire et quotidienne nécessite des adaptations pour garantir la capacité du système à maintenir en permanence l'équilibre entre production et consommation, condition *sine qua non* de la sécurité d'approvisionnement.

La flexibilité apparaît comme le principal outil permettant de maintenir cet équilibre, malgré une part croissante de sources non pilotables en France et en Europe. La flexibilité peut se définir comme « *la capacité d'un moyen de production, de consommation ou de stockage à moduler à la hausse ou à la baisse son injection ou son soutirage sur le réseau.* »³ Elle se décline en flexibilité de l'offre et de la demande.

La **flexibilité de l'offre** peut prendre plusieurs formes : des centrales pilotables de pointe, conçues pour répondre aux pics de demande (c'est-à-dire aux périodes de consommation électrique exceptionnellement élevée) ou aux situations dans lesquelles les autres moyens de production sont insuffisants, le renforcement des interconnexions avec les pays voisins qui permettent d'exporter les surplus ou d'importer l'électricité manquante, le stockage sous ses différentes formes (batteries, hydraulique, hydrogène, etc.)⁴ et « *le surdimensionnement des infrastructures renouvelables, combiné à des stratégies d'écêtement limitant la production excédentaire* »⁵.

La **flexibilité de la demande** peut également prendre plusieurs formes. Ainsi, la tarification en heures pleines et heures creuses, voire « super creuses »⁶, permet

d'orienter la consommation vers des périodes de faible demande, comme la nuit, ou de forte production solaire, comme l'après-midi. Des dispositifs intelligents peuvent automatiser le décalage de la consommation dans divers secteurs : le bâtiment, avec les systèmes de gestion technique intelligents ; les transports, en pilotant la charge des véhicules électriques sans nécessairement attendre la généralisation du *vehicle-to-grid*⁷ ; l'industrie.

➤ Préserver la stabilité du réseau

Un autre enjeu essentiel de l'intégration des énergies renouvelables électriques porte sur la stabilité du réseau, qui s'apprécie en termes de fréquence, fixée à 50 Hz en Europe, de tension et de résistance aux courts-circuits⁸.

Jusqu'à récemment, cette stabilité reposait sur les alternateurs synchrones des centrales nucléaires, hydrauliques ou à combustibles fossiles. Ces machines tournantes non seulement assurent une production pilotable, mais aussi fournissent des services systèmes essentiels : inertie mécanique pour amortir les variations de fréquence, maintien de la tension par injection ou absorption de puissance réactive, puissance de court-circuit élevée pour garantir l'efficacité des protections réseau et capacité de « *grid-forming* »⁹, consistant à générer une onde de tension synchronisée à la fréquence du système, qui établit la référence de fréquence et de phase nécessaire au fonctionnement coordonné des autres équipements raccordés.

Avec l'essor des sources éoliennes et solaires raccordées au réseau *via* des onduleurs¹⁰, le nombre de machines tournantes diminue. Or ces nouvelles sources ne stabilisent pas le réseau comme les centrales classiques ; elles dépendent même de leur signal pour fonctionner correctement.

Pour compenser la baisse d'inertie, des solutions comme le réglage rapide de fréquence¹¹ ou l'inertie synthétique¹² permettent aux onduleurs d'ajuster la puissance injectée, mais ces approches ne suffisent pas si la part instantanée d'éolien et de solaire dépasse un certain seuil, estimé par les spécialistes entre 60 et 80 %^{13 14}.

Une solution complémentaire réside dans les compensateurs synchrones, dispositifs électromécaniques capables d'amortir les écarts de fréquence et de fournir les services des machines tournantes, sans production nette de puissance active^{15 16}. Déjà utilisés industriellement et récemment déployés en Australie-Méridionale¹⁷, leur généralisation à grande échelle reste à évaluer¹⁸. D'autres solutions sont en développement, mais nécessitent encore des travaux de recherche et d'industrialisation.

■ Des programmes massifs d'investissement pour renforcer les réseaux

En 2024, la part combinée de l'énergie éolienne et photovoltaïque dans la production d'électricité nationale demeurait inférieure à 15%, de sorte que les défis

associés à leur intégration au réseau électrique ne se posaient pas, en France, avec la même acuité que, par exemple, en Allemagne ou en Espagne, où cette part était respectivement de 45,3 %¹⁹ et de 40,2 %²⁰. Toutefois, la croissance rapide de ces filières devrait conduire à un renforcement significatif de leur contribution d'ici 2050. Dès lors, les investissements nécessaires à l'adaptation et à la modernisation des infrastructures électriques doivent être planifiés, afin d'accompagner cette évolution et de préserver la stabilité du système énergétique.

Le réseau électrique français est organisé essentiellement en deux grands niveaux : un réseau dit de « grand transport », à très haute tension (400 kV et 225 kV) assurant le transport d'électricité sur les longues distances²¹, auquel est associé un réseau de répartition de haute tension (90 kV et 63 kV) ; un réseau de distribution à moyenne (20 kV) et basse tension (400 V et 230 V).

Malgré ces différences, les défis auxquels sont confrontés les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution – modernisation des infrastructures, nouvelles sources, nouveaux usages et nouveaux risques – sont comparables.

Réseau de transport d'électricité (RTE) gère, grâce à ses 10 500 collaborateurs, un réseau comprenant environ 106 000 kilomètres de lignes à très haute et haute tension. RTE a engagé un programme d'investissement de 94 Md€ à l'horizon 2040, articulé autour d'un Plan stratégique pour le développement du réseau de transport d'électricité à l'horizon 2040 (SDDR²²). Ce plan vise trois priorités : renouveler le réseau et l'adapter au changement climatique, pour un montant estimé à 24 Md€ ; raccorder les nouveaux consommateurs (industrie, *data centers*, production d'hydrogène, etc., pour une puissance totale estimée à 21 GW) et les nouvelles installations de production (éolien en mer, nouveau nucléaire, énergies renouvelables terrestres, batteries), mobilisant 53 Md€, dont 38 Md€ alloués au raccordement de l'éolien en mer ; renforcer la structure du réseau pour lui permettre d'accueillir les transformations du système électrique et l'évolution des flux associée, à hauteur de 17 Md€.

Enedis, gestionnaire du premier réseau public de distribution d'électricité en France, assure l'exploitation de 1,4 million de kilomètres de lignes à moyenne et basse tension, s'appuyant sur ses 40 000 salariés. Aux côtés des entreprises locales de distribution (ELD), qui desservent environ 5 % des clients, Enedis porte un plan d'investissement de 96 milliards d'euros à l'horizon 2040²³. Ce plan couvre notamment les besoins de raccordement des installations de production d'énergies renouvelables (95 % d'entre elles sont raccordées au réseau de distribution), portés par le photovoltaïque basse tension, des infrastructures de recharge des véhicules électriques, ainsi que des bâtiments. En 2024, Enedis a raccordé 5,5 GW d'éolien et de solaire ainsi que 5,1 GW de bornes de recharge. Les prévisions à 2035

anticipent une augmentation massive des capacités de production raccordées (de 46 à 100 GW) et des volumes d'énergie distribués (de 77 à 160 TWh), imposant une adaptation des infrastructures, notamment des postes sources, pour gérer l'acheminement de puissance injectée. Il comporte également un volet, correspondant à un quart de l'investissement total, consacré à la modernisation du réseau de distribution et au renforcement de sa résilience face à des périls climatiques en croissance, tels que les tempêtes, les incendies, les inondations ou les canicules.

Parallèlement, les collectivités territoriales²⁴ occupent une position de plus en plus centrale dans la planification énergétique puisqu'elles disposent d'une connaissance fine du terrain, des contraintes sociales et des opportunités d'aménagement.

■ La nécessaire intensification de la recherche

Comme l'a mis en évidence l'audition publique organisée par l'Office le 20 mars 2025 sur « L'avenir des réseaux électriques : perspectives scientifiques et technologiques », un vaste champ de recherche s'ouvre pour assurer l'adaptation des réseaux électriques aux défis actuels et futurs. Les axes à traiter couvrent une grande diversité de thématiques scientifiques et technologiques.

Historiquement, la recherche française sur les réseaux a principalement été portée par l'industrie, notamment au sein d'EDF, puis d'Enedis et de RTE, avec un développement de la recherche universitaire moindre que dans d'autres pays européens.

Un domaine de recherche majeur est l'électrotechnique, parfois appelé « génie électrique », discipline longtemps négligée hors des cercles industriels, car perçue à tort comme dépassée. Or elle s'avère aujourd'hui plus que jamais indispensable dans un contexte de transformation profonde des réseaux électriques. Lors de l'audition publique, plusieurs développements de pointe ont été présentés : l'amélioration de la compréhension fine de l'équilibre des réseaux électriques, afin d'éviter les instabilités et les défaillances systémiques ; le perfectionnement des convertisseurs courant continu (DC) vers courant alternatif (AC) pour assurer le raccordement efficace de l'éolien et du solaire ; le déploiement de réseaux multi-terminaux interopérables en haute tension²⁵, destinés à optimiser l'intégration de l'éolien maritime ; l'optimisation des architectures en moyenne tension, notamment pour faciliter l'essor du photovoltaïque et réduire les pertes de conversion ; le développement de câbles dynamiques pour l'éolien *offshore* flottant et de solutions fondées sur la supraconductivité, afin d'améliorer l'efficacité énergétique globale. Ces innovations nécessitent des investissements lourds, qui seront favorisés par une bonne articulation entre recherche publique et recherche industrielle permettant un transfert efficace des avancées scientifiques vers des applications concrètes et concurrentielles.

Les mathématiques et l'algorithmique jouent également un rôle fondamental car l'intégration massive des énergies renouvelables, introduit incertitudes et intermittences. Il faut notamment modéliser les flux physiques du réseau soumis à des contraintes complexes, optimiser l'usage des infrastructures et du stockage et valoriser la flexibilité pour maintenir l'équilibre offre-demande à toutes les échelles temporelles, du temps réel jusqu'à l'horizon des programmes d'investissement. Ces recherches en optimisation sous incertitude intègrent à la fois les contraintes physiques, les incertitudes climatiques, les aléas sur les prix de marché, et les scénarios socio-économiques.

L'intelligence artificielle (IA) a un rôle facilitateur pour prévoir la production et la consommation, optimiser les investissements, détecter les besoins de maintenance, par exemple *via* l'analyse d'images de drones, et automatiser les opérations. L'IA est également utilisée dans des générateurs de scénarios prenant en compte plusieurs variables corrélées, comme la température, le vent ou la nébulosité, pour mieux anticiper les situations futures.

Avec la numérisation des infrastructures, les réseaux sont exposés à de nouvelles menaces, ce qui conduit à développer la collaboration avec des acteurs du secteur numérique pour renforcer la cyber-sécurité et répondre à des défis tels que la cryptographie post-quantique²⁶.

Enfin, la recherche doit aussi intégrer la résilience environnementale et climatique : les infrastructures doivent être pensées pour résister à des événements extrêmes, tels que les tempêtes, canicules ou incendies, intégrer des analyses de cycle de vie pour réduire leur impact sur la biodiversité et s'adapter aux évolutions géopolitiques et industrielles qui affectent les chaînes d'approvisionnement et la souveraineté technologique européenne.

La France bénéficie d'une position avantageuse dans plusieurs de ces domaines. Pour préserver cet avantage et renforcer durablement les capacités industrielles nationales face à l'intensification de la concurrence internationale, en particulier celle de la Chine, il sera indispensable de mobiliser des moyens additionnels, en particulier pour la recherche universitaire.

■ Construire les compétences, attirer les talents

La réussite de l'adaptation du réseau électrique repose non seulement sur la mobilisation de moyens financiers et techniques, mais aussi sur la capacité à recruter les spécialistes nécessaires à sa mise en œuvre.

En France, les réseaux électriques représentent près de 100 000 emplois, dont près de la moitié relèvent de métiers dits « clés » pour le secteur. Avec les investissements massifs prévus, la demande pour ces métiers devrait augmenter de 61 % d'ici 2030. Soutenir cette dynamique nécessite d'intensifier les recrutements, qui devraient atteindre environ 9 000 embauches par an

en 2030, soit au total 43 000 recrutements en cinq ans pour les seuls métiers « clés »²⁷.

Enedis, RTE et les organisations professionnelles ont lancé en 2023 un partenariat baptisé « Les Écoles des réseaux pour la transition énergétique ». Le « Diagnostic de formation », publié le 27 novembre 2024 à l'initiative de ce partenariat, dans le cadre de France 2030, met en évidence plusieurs pistes d'amélioration, en particulier pour les formations initiales : augmenter les capacités, notamment pour des formations socles telles que le BTS Électrotechnique, accroître la spécialisation des formations aux réseaux électriques, diversifier les viviers par le biais de partenariats avec les universités afin de combler les pénuries de formations d'ingénieurs. Un effort de valorisation des métiers de l'électricité reste nécessaire, notamment dans l'enseignement supérieur, où certaines filières, comme l'électrotechnique, ne bénéficient pas, en regard de leur potentiel, d'une attractivité suffisante.

■ La question de la gouvernance

La transformation en cours du système électrique ne saurait être réduite à une évolution technologique. Elle repose aussi sur des choix stratégiques en matière d'investissements, de planification à long terme, de scénarios conduisant à une consommation électrique plus ou moins importantes et de coordination entre les acteurs. Le réseau est en effet une infrastructure à inertie forte, dont les évolutions s'inscrivent sur des horizons pluriannuels, voire décennaux. La gouvernance de cette transition repose donc sur la capacité à articuler efficacement les échelles nationale, régionale et locale, tout en assurant une cohérence entre ambitions climatiques et réalités opérationnelles.

■ Recommandations

- Accentuer les efforts d'électrification des usages, en apportant suffisamment de lisibilité pour permettre aux acteurs d'anticiper et de planifier.
- Accélérer le déploiement de dispositifs de flexibilité énergétique intelligents dans le secteur du bâtiment, en valorisant notamment le potentiel du froid dans l'agroalimentaire et les commerces.
- Soutenir le déploiement des moyens de stockage dédiés au réseau, en créant un cadre réglementaire favorable.
- Adapter les appels d'offres afin d'encourager une répartition territoriale plus équilibrée des moyens de production renouvelables et de limiter les coûts de réseau.
- Renforcer l'attractivité et la visibilité des filières de formation aux métiers de l'électricité, à la fois dans l'enseignement secondaire et supérieur.

Sites Internet de l'Office :

<http://www.assemblee-nationale.fr/commissions/opecst-index.asp>

<http://www.senat.fr/opecst>

Personnes consultées (classement par ordre alphabétique des organismes et des noms)

- Académie des technologies
 - M. Patrick Ledermann, président du pôle énergie*
 - M. Bernard Tardieu, membre*
- Commission de régulation de l'énergie
 - M. Dominique Jamme, directeur général de la Commission de régulation de l'énergie*
- Direction générale de l'Energie et du Climat
 - Mme Sophie Murlon, directrice générale*
- EDF
 - M. Patrice Bruel, directeur réglementations d'EDF*
 - M. Etienne Dutheil, directeur du parc nucléaire d'EDF*
 - M. Bertrand Le Thiec, directeur des affaires publiques d'EDF*
- Enedis
 - M. Hervé Champenois, directeur technique, membre du directoire*
 - M. Pierre de Firmas, directeur de la mobilité électrique*
 - M. Christophe Gros, directeur régulation*
 - M. Pierre Mallet, directeur R&D*
 - M. Jean-François Vaquieri, secrétaire général*
- Ecole Nationale des Ponts et Chaussées (ENPC)
 - M. Vincent Leclère, ICPEF, chercheur à l'ENPC*
- France renouvelables
 - M. Théo ANDRE Responsable flexibilités et marchés de l'électricité*
 - Mme Camille CALMELS Chargée de mission planification du réseau et raccordement*
 - M. Michel Gioria, délégué général*
- Institut français des relations internationales (IFRI)
 - M. Cédric Philibert, consultant, chercheur associé à l'IFRI*
- L2EP/Centrale Lille
 - M. Xavier Guillaud, professeur*
- RTE
 - M. Lucian Balea, directeur adjoint de la R&D, RTE*
 - Mme Chloé Latour, directrice stratégie et régulation de RTE*
- Schneider Electric
 - M. Philippe Rambach, SVP, chief AI officer, Schneider Electric*
- Smart Buildings Alliance
 - M. Sébastien Meunier, président*
 - Mme Muriel Roques Etienne, déléguée générale*
- Syndicat des énergies renouvelables (SER)
 - M. Jules Nyssen, président*
 - M. Alexandre Roesch, délégué général*
 - M. Jérémy Simon, délégué général adjoint, en charge de l'animation et des filières*
- SuperGrid Institute
 - M. Hubert de la Grandière, directeur général de l'ITE*
- Think Smartgrids
 - M. Régis Le Drézen, délégué général*
- Union française de l'électricité (UFE)
 - M. Daniel Gama, directeur énergies renouvelables, réseaux et marchés*
- Union nationale des entreprises locales d'électricité et de gaz (UNELEG)
 - M. Didier Rebischung, président de l'UNELEG et directeur-adjoint d'Électricité de Strasbourg*

Références

- ¹ Baromètre des immatriculations Véhicules électriques et hybrides rechargeables Chiffres clés du mois d'avril 2025, Avere-France.
- ² Chiffres clés des énergies renouvelables, Édition 2024, Service des données et études statistiques, p. 11. La chaleur renouvelable correspond à l'énergie extraite de l'environnement (air, eau ou sol), par opposition à l'électricité ou au gaz consommés par la pompe à chaleur.
- ³ La dimension stratégique de la flexibilité des systèmes électriques : opportunités en Europe, 30 avril 2025, Cédric Philibert et Arthur de Lassus, IFRI, p. 11.
- ⁴ Note scientifique de l'OPECST n° 11 – Le stockage de l'électricité, février 2019, Mme Angèle Prévile, sénatrice.
- ⁵ Cédric Philibert et Arthur de Lassus, op. cit., p. 4.
- ⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 janvier 2025 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA en France métropolitaine continentale et tous les consommateurs en zones non interconnectées.
- ⁷ Technologie qui permet aux véhicules électriques d'offrir des services de flexibilité au réseau en restituant de l'électricité et en adaptant la vitesse de chargement.
- ⁸ Capacité du réseau à absorber ou supporter un courant de court-circuit sans dysfonctionner. Un court-circuit est un défaut résultant d'une liaison accidentelle entre phases ou entre une phase et la terre, qui provoque un courant très élevé, souvent 10 à 50 fois plus grand que le courant normal.
- ⁹ Le « *grid forming* » désigne la capacité de certaines sources d'électricité à contribuer activement à la stabilité du réseau en contrôlant elles-mêmes la fréquence et la tension, y compris en l'absence de référence externe.
- ¹⁰ Sauf exception, les éoliennes et panneaux photovoltaïques produisent du courant continu (DC) qui doit être converti par un onduleur en courant alternatif (AC) nécessaire au réseau.
- ¹¹ Capacité d'un onduleur à réagir rapidement (en général, en 0,5 à 2 secondes) à une variation de la fréquence du réseau électrique, en ajustant en plus ou en moins la puissance injectée afin d'aider à stabiliser le système.
- ¹² Capacité d'un onduleur à imiter le comportement inertiel des centrales électriques à machines tournantes en ajustant très rapidement (en quelques dizaines à centaines de millisecondes) la puissance injectée en cas de variation de la fréquence du réseau.
- ¹³ Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050, janvier 2021, OCDE/IEA et RTE, p. 9.
- ¹⁴ Compte rendu de l'audition publique de l'OPECST du 20 mars 2025 sur : « L'avenir des réseaux électriques : perspectives scientifiques et technologiques ».
- ¹⁵ High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters, 2021, ENTSO-E, p. 7.
- ¹⁶ Les machines tournantes des centrales classiques mises à l'arrêt peuvent être reconverties à peu de frais en compensateurs synchrones. Cf. Synchronous condensers as a viable inertia support mechanism on the future South African grid, Energy for Sustainable Development, Volume 69, 2022, Angélique Roux, Bernard Bekker, Amaris Dalton.
- ¹⁷ Inquiry into South Australia's renewable energy competitiveness, 10 août 2022, South Australian Productivity Commission, p. 71 et Repurposing existing generators as synchronous condensers, Report on technical requirements, 22 juin 2023, DlgSILENT for ARENA.
- ¹⁸ OCDE/IEA et RTE, op. cit., p. 9.
- ¹⁹ Électricité : la production renouvelable allemande bat des records, 14 mars 2025, Ambassade d'Allemagne à Paris.
- ²⁰ Spanish electricity system reports 2024, 18 mars 2025, Red Eléctrica de España (REE).
- ²¹ Les pertes de transmission électrique sont principalement des pertes résistives, décrites par la loi d'Ohm et quantifiées par l'expression : $P_{\text{pertes}} = R \times I^2$, où R est la résistance électrique du conducteur (en ohms) et I est l'intensité du courant (en ampères). La puissance transportée étant le produit de l'intensité par la tension (en volts) : $P_{\text{puissance}} = I \times U$, transporter l'électricité à très haute tension minimise l'intensité et optimise donc l'efficacité énergétique du transport.
- ²² Schéma décennal de développement du réseau, 21 mars 2025, RTE.
- ²³ Plan de développement de réseau, janvier 2023, Enedis.
- ²⁴ Autorités concédantes, les collectivités locales sont propriétaires des réseaux de distribution d'électricité sur leur territoire et en confient l'exploitation à des gestionnaires de réseaux de distribution comme Enedis ou les entreprises locales de distribution (ELD), grâce à des contrats de concession.
- ²⁵ Réseau raccordant localement plusieurs éoliennes en mer, permettant de mutualiser l'acheminement de l'électricité vers la terre ferme, ce qui évite d'avoir un câble de raccordement individuel par éolienne.
- ²⁶ Branche de la cryptographie visant à garantir la sécurité de l'information face à un attaquant disposant d'un hypothétique ordinateur quantique.
- ²⁷ Besoins en emplois et compétences de la filière des réseaux électriques, Diagnostic de formation, 27 novembre 2024, Gouvernement et Écoles des réseaux pour la transition énergétique.