AFRICAN SCHOOL OF REGULATION

Technologie, gestion et régulation des systèmes électriques, avec un éclairage sur l'Afrique

Ignacio Pérez-Arriaga

MARS 2024

Technologie, gestion et régulation des systèmes électriques, avec un éclairage sur l'Afrique

Ignacio Pérez-Arriaga[1]

(Mars 2024)

Table des matières

1. Généralités....2

2. Repères historiques....4

3. Composantes d'un système électrique....6

3.1. Demande....9

3.2. Production....23

3.3. Transport....30

3.4. Distribution....35

4. Gestion des systèmes électriques....38

4.1. Deux modèles de gestion des systèmes électriques : planification centralisée et approche décentralisée fondée sur le marché....40

4.2. Planification et investissement....43

4.3. Planification de l'exploitation....46

4.4. Programmation des groupes et répartition de la production....47

4.5. Exploitation en temps réel....49

5. Incidences environnementales....52

6. La contribution de la régulation à la résolution des défis du secteur électrique dans les pays africains....54

7. Références....58

[1] Conseiller externe. African School of Regulation (ASR).
Professeur à temps partiel et directeur de la formation. Florence School of Regulation (FSR), Institut universitaire européen.
Chercheur affilié. MIT Energy Initiative et Centre for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR).
Professeur. Instituto de Investigación Tecnológica (IIT). Universidad Pontificia Comillas.

« Les systèmes électriques sont généralement considérés comme les systèmes industriels les plus vastes et les plus complexes jamais construits. »

Les sociétés développées d'aujourd'hui sont inconcevables sans électricité. En effet, dans les sociétés où les besoins humains fondamentaux tels que l'alimentation, les soins de santé, un logement décent et l'éducation sont satisfaits, « l'électricité et l'eau courante » sont généralement les deux premiers éléments de confort immédiatement associés à la qualité de vie. Grâce à sa polyvalence, à sa facilité de commande, à sa disponibilité instantanée et à sa propreté au point d'utilisation, l'électricité est devenue une forme d'énergie indispensable aux usages multiples. Son utilisation domestique dépasse désormais largement sa vocation initiale, à laquelle elle doit son appellation courante de « lumière », et elle est devenue pratiquement irremplaçable dans les cuisines, pour les réfrigérateurs, fours à micro-ondes, lave-linge, cuisinières, lave-vaisselle et bien d'autres appareils, ainsi que dans le reste du logement, pour la climatisation, le chauffage, la radio, la télévision, les téléphones, les ordinateurs, etc. La mobilité électrique domine le transport ferroviaire dans de nombreux pays et les motorisations électriques des voitures, autobus, camions, motos et véhicules à trois roues devraient remplacer les moteurs à combustion. L'électricité est également indispensable dans les secteurs commercial et industriel : outre l'éclairage et la climatisation, elle alimente des moteurs aux applications multiples, tels que les ascenseurs, grues, broyeurs, pompes, compresseurs et autres machines-outils. Une activité industrielle qui n'utiliserait aucune forme d'électricité est tout simplement inimaginable. La décarbonation complète de l'économie, nécessaire pour lutter contre le changement climatique, exigera l'électrification de la plupart des activités économiques consommatrices d'énergie. Pourtant, 760[2] millions de personnes n'ont toujours accès à aucune forme d'électricité, et au moins 3 milliards ne disposent que d'un approvisionnement peu fiable, inadapté à de nombreux usages productifs, commerciaux et même résidentiels.

Ce document vise à rappeler des notions fondamentales que de nombreux lecteurs possèdent peut-être déjà et à établir des bases solides pour acquérir de nouvelles connaissances. Même si le contenu de cette note technique peut leur être familier, il leur donnera une vue d'ensemble des systèmes électriques tout en introduisant des questions qui peuvent être déterminantes pour mieux comprendre les sujets plus spécifiques abordés ensuite dans le cours.

Ce document est organisé en six sections : son contenu central se trouve dans les sections trois et quatre, consacrées à la technologie et à la gestion des systèmes électriques. Les autres sections s'articulent autour de ces deux thèmes, en examinant les causes qui les déterminent et les conséquences qui en découlent. Plus précisément, la première section décrit les propriétés qui distinguent l'électricité des autres produits, et la deuxième replace les systèmes électriques dans leur contexte historique. La troisième décrit les composantes d'un système électrique, de la production à la consommation, tandis que la quatrième examine l'exploitation et les processus de décision à différentes échelles de temps, du long

[2] AIE, World Energy Outlook 2023, https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023

terme au temps réel. La cinquième traite de l'importance des incidences environnementales, l'un des facteurs qui conditionnent clairement l'avenir du secteur. Le chapitre se termine par une brève section sur l'avenir des systèmes électriques : les progrès prévisibles, le potentiel des technologies, les défis à relever et les transformations radicales qui se dessinent. Il ne s'agit évidemment pas de prédire l'avenir, mais simplement d'attirer l'attention sur les questions susceptibles de provoquer des changements importants dans les systèmes électriques[3].

1. GENERALITES

À première vue, l'électricité peut sembler être un produit comme les autres. Cette vision explique peut-être la vague de libéralisation et de déréglementation qui, au cours de la dernière décennie du siècle dernier et de la première de ce siècle, a transformé tant d'autres secteurs de l'économie. Pourtant, l'électricité présente plusieurs caractéristiques qui la distinguent des autres produits et ont rendu plus difficile la mise en œuvre de changements similaires dans le secteur électrique.

La principale caractéristique qui a distingué l'électricité de tous les autres produits est l'impossibilité pratique de la stocker en grandes quantités, bien que cette situation évolue rapidement aujourd'hui. L'électricité peut être stockée dans des batteries de différentes tailles, utilisées actuellement dans de nombreuses applications, mais leur prix et leurs performances n'ont pas permis de traiter de façon pratique les quantités d'énergie habituellement mises en jeu à l'échelle des grands systèmes électriques. Cela pourrait changer dans un avenir proche, mais, à l'heure actuelle, l'électricité doit pour l'essentiel être produite et transportée au moment où elle est consommée, ce qui rend les systèmes électriques extrêmement dynamiques, complexes et vastes. À tout instant, ces immenses systèmes interconnectés doivent maintenir l'équilibre entre la production et la demande, et la perturbation provoquée par la défaillance d'un seul composant peut se propager presque instantanément à l'ensemble du système. Cette réalité contraignante joue un rôle décisif dans la structure, l'exploitation et la planification des systèmes électriques, comme nous le verrons ci-après.

Une autre particularité de l'électricité concerne son transport : ce n'est pas un produit que l'on peut expédier en « colis » de son origine à sa destination par le moyen le plus approprié à chaque instant. L'électricité circule sur des réseaux où le trajet ne peut pas être choisi librement, mais est déterminé par les lois de la physique, en l'occurrence les lois de Kirchhoff : la répartition des courants dépend de l'impédance des lignes et des autres éléments traversés. Sauf dans des cas très simples, on peut seulement affirmer que l'électricité entre dans le système en un point et en sort en un autre, car il est impossible d'attribuer ce transfert à un trajet déterminé. De plus, selon ces lois physiques, les différents chemins constituant le réseau sont fortement interdépendants : toute modification d'un ouvrage de transport peut donc entraîner une reconfiguration instantanée des flux de puissance, laquelle peut à son tour affecter sensiblement d'autres ouvrages. Tout cela complique encore l'équilibre dynamique évoqué au paragraphe précédent.

[3] Ce texte s'appuie sur le chapitre 1 de Pérez-Arriaga et al. (2013).

Ainsi, malgré son apparente emphase, la phrase qui ouvre ce chapitre n'est peut-être pas exagérée. La combinaison, d'une part, de l'extrême commodité d'utilisation et des innombrables applications de l'électricité et, d'autre part, de ses particularités, a donné naissance à ces systèmes industriels immenses et sophistiqués.

Leur taille tient à leur étendue, car ils sont conçus pour acheminer l'électricité vers pratiquement tous les lieux habités, depuis des centrales implantées là où l'approvisionnement en énergie primaire est le plus facilement disponible, par exemple sous forme d'énergie potentielle ou cinétique de l'eau en mouvement, ou d'énergie chimique stockée dans divers combustibles. L'acheminement de l'électricité du lieu de production au lieu de consommation nécessite des réseaux de transport et de distribution qui interconnectent l'ensemble du système et lui permettent de fonctionner comme un tout intégré.

L'approvisionnement électrique hors réseau au moyen de systèmes autonomes et de mini-réseaux, initialement alimentés par des groupes diesel et parfois par la biomasse ou de petites centrales hydroélectriques, mais aujourd'hui plus souvent par des panneaux solaires associés à des batteries et parfois à une production thermique d'appoint, se développe de plus en plus. Il concerne principalement les zones rurales des pays en développement et presque exclusivement des communautés semi-isolées situées dans des zones difficiles d'accès et/ou éloignées du réseau électrique principal. Les systèmes autonomes sont aussi fréquemment utilisés comme moyens de secours pour les clients résidentiels, commerciaux et industriels, voire pour des communautés entières lorsque l'alimentation par le réseau principal est peu fiable, principalement dans les pays en développement, ou simplement pour satisfaire leurs propres besoins énergétiques pour des raisons économiques, environnementales ou d'autonomie. Outre la production distribuée, d'autres équipements, batteries, compteurs évolués, thermostats, véhicules électriques et appareils intelligents de toutes sortes, généralement regroupés sous le terme de « ressources énergétiques distribuées » (DER, selon le sigle anglais), sont de plus en plus souvent raccordés au réseau électrique au niveau des clients.

La sophistication des systèmes électriques interconnectés découle de la complexité du maintien permanent de l'équilibre entre l'offre et la demande, compte tenu des caractéristiques précédemment décrites. Cet équilibre dynamique se traduit par la grande régularité des grandeurs caractéristiques du système : la valeur et la fréquence des tensions et des courants, ainsi que la forme d'onde de ces signaux. Cette régularité est assurée par des systèmes de commande complexes qui, à partir des innombrables mesures surveillant en permanence le fonctionnement du système, adaptent sa réponse à des conditions sans cesse changeantes.

Une grande partie de ces tâches de commande est réalisée par de puissants ordinateurs situés dans les centres de conduite, qui exécutent de nombreuses applications : certaines prévoient la demande aux différents nœuds du réseau plusieurs minutes, heures, jours ou mois à l'avance ; d'autres modèles déterminent la production nécessaire pour satisfaire cette demande ; d'autres encore calculent les flux dans les lignes et les transformateurs ainsi que les tensions aux nœuds du réseau, selon diverses hypothèses de fonctionnement ou de défaillance des composants, et déterminent l'action la plus appropriée dans chaque cas. D'autres applications étudient le comportement dynamique du système électrique face

à différents types de perturbations. Certains modèles cherchent non seulement à déterminer les mesures de commande les plus appropriées lorsqu'un problème survient, mais aussi à anticiper son apparition éventuelle, en modifiant les conditions d'exploitation pour réduire ou éliminer la vulnérabilité du système aux incidents les plus probables.

Mais cela ne suffit pas : il faut également prendre en compte la dimension économique du problème. Les acteurs qui font fonctionner le système peuvent être des entreprises privées cherchant logiquement à maximiser leurs bénéfices, ou des organismes publics visant à minimiser le coût du service fourni. Dans les deux cas, les conséquences économiques des décisions ne peuvent être ignorées, sauf, bien entendu, lorsque la sécurité du système est en jeu.

Le système fonctionne presque toujours dans des conditions normales, qui laissent suffisamment de temps pour prendre des décisions à la fois sûres et économiquement judicieuses. Ainsi, lorsqu'une hausse prévisible de la demande se produit au cours de la journée, il convient de mobiliser les installations disposant de capacités inutilisées qui peuvent produire le plus efficacement. L'objectif est de satisfaire la courbe de charge journalière au coût variable de production le plus faible. Cette dimension de l'exploitation des systèmes électriques intervient à toutes les échelles de temps : de la répartition horaire de la production entre centrales au choix des groupes à démarrer ou à arrêter et du moment de ces opérations, en passant par l'utilisation des réserves hydroélectriques, la programmation de la maintenance et l'investissement dans de nouvelles installations.

Toutes ces décisions sont en outre prises dans un contexte d'incertitude : sur la demande future à satisfaire, la disponibilité des centrales et des ressources telles que l'eau des réservoirs, le vent ou l'ensoleillement, les prix des différents facteurs de production, notamment les combustibles, les mesures internationales adoptées pour lutter contre le changement climatique et les législations effectivement mises en place pour les appliquer dans les différents pays.

2. REPERES HISTORIQUES

Les premiers systèmes d'éclairage électrique, installés vers 1870, étaient constitués de dynamos individuelles alimentant l'installation électrique, composée de lampes à arc, d'une seule habitation. Joseph Swan et Thomas Edison travaillèrent séparément sur l'ampoule à incandescence jusqu'en 1880, et Edison eut l'idée de changer d'échelle en utilisant un seul générateur pour alimenter beaucoup plus d'ampoules. La première ville au monde à mettre en place un approvisionnement public en électricité fut Godalming, au Royaume-Uni, en septembre 1881 : une roue hydraulique sur la rivière Wey entraînait un alternateur Siemens et une dynamo alimentant 7 lampes à arc et 34 lampes à incandescence Swan. En 1882, le premier générateur d'Edison, entraîné par une turbine à vapeur située dans Pearl Street, dans le sud de Manhattan, alimenta avec succès, en courant continu de 100 volts, environ quatre cents ampoules de 80 watts dans des bureaux et des immeubles d'habitation de Wall Street. Peu après, la centrale de Holborn Viaduct, à Londres, d'une puissance de 60 kW, fut mise en service ; elle produisait également du courant continu à 100 V. Ce modèle de production et de distribution locales, consacré exclusivement à l'éclairage, fut rapidement adopté dans de nombreuses communautés urbaines et rurales du monde entier.

La première utilisation documentée de l'électricité en Afrique remonte à 1882, en Afrique du Sud, lorsque les premiers lampadaires furent allumés à Kimberley, la « ville du diamant », et que l'éclairage électrique fut utilisé dans l'industrie minière locale. L'introduction de l'électricité était étroitement liée au développement rapide du secteur minier, notamment des diamants et de l'or, qui joua un rôle important dans la croissance économique de la région. Cet événement marqua le début de l'électrification en Afrique, même s'il fallut encore de nombreuses décennies avant que l'électricité ne devienne largement accessible sur le continent. En Égypte, la première utilisation de l'électricité est souvent associée à l'inauguration de l'éclairage public électrique au Caire en 1893, dans le cadre des efforts de modernisation plus larges de cette période. Lagos, alors capitale du Nigeria, reçut sa première alimentation électrique en 1898. Celle-ci servait principalement à l'éclairage public, marquant une étape importante de la modernisation du pays.

L'invention du transformateur en France en 1883-1884 révéla, non sans controverse, les avantages du courant alternatif, qui permettait d'élever facilement la tension afin de réduire les pertes et les chutes de tension lors du transport sur de longues distances. Le premier transport de courant alternatif monophasé eut lieu en 1884, à une tension de 18 kV. Le 24 août 1891, du courant triphasé fut transporté pour la première fois depuis la centrale hydroélectrique de Lauffen, en Allemagne, jusqu'à l'Exposition électrotechnique internationale de Francfort, à 175 km de distance. L'ingénieur suisse Charles Brown, qui fonda cette même année la société Brown-Boveri avec son collègue et compatriote Walter Boveri, conçut l'alternateur triphasé et le transformateur immergé dans l'huile utilisés dans la centrale. En 1990, l'Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) décida de retenir le 24 août 1891 comme date marquant le début de l'utilisation industrielle et du transport du courant alternatif.

La capacité de transport des lignes à courant alternatif augmente rapidement avec la tension, tandis que le coût par unité de puissance transportée diminue fortement. Il existait donc une incitation évidente à surmonter les obstacles technologiques limitant l'utilisation de tensions plus élevées. Des tensions allant jusqu'à 150 kV étaient utilisées dès 1910, et la première ligne à 245 kV fut mise en service en 1922. Depuis lors, la tension maximale en courant alternatif n'a cessé d'augmenter. Toutefois, le courant continu a toujours été utilisé lui aussi, car il présente des avantages sur le courant alternatif dans certaines applications, comme autrefois la traction électrique et, surtout, le transport d'électricité par lignes aériennes, souterraines ou sous-marines lorsque les distances sont trop longues pour le courant alternatif.

La fréquence de la tension alternative constituait un autre paramètre fondamental à déterminer pour la conception de ces systèmes. Des fréquences plus élevées permettent des équipements de production et d'utilisation plus compacts ; cet avantage est toutefois contrebalancé par des chutes de tension plus importantes dans les lignes de transport et de distribution. L'ensemble de l'Europe, de l'Afrique, de l'Asie, de l'Australie, de la Nouvelle-Zélande et la majeure partie de l'Amérique du Sud ont adopté une fréquence de 50 Hz, tandis que le Japon, Taïwan, l'Amérique du Nord et certaines parties du nord de l'Amérique du Sud ont opté pour 60 Hz. Les consommateurs basse tension de la plupart des régions à 50 Hz sont alimentés en 230 V, alors que dans les régions à 60 Hz, la tension est généralement de 110 V. La Commission électrotechnique internationale fut créée en 1906 pour normaliser autant que possible les installations électriques dans le monde. Elle

ne parvint toutefois pas à uniformiser la fréquence, qui continue de répartir les pays en deux groupes distincts.

Les avantages de l'interconnexion de petits systèmes électriques apparurent rapidement. La fiabilité de chaque système était renforcée par le soutien des autres en cas d'urgence. Les capacités de réserve pouvaient également être réduites, puisque chaque système pouvait faire appel à la réserve totale du réseau. Ces interconnexions permettaient de mobiliser à chaque instant les groupes de production capables de satisfaire la demande au moindre coût. L'avantage est particulièrement marqué lorsque les pointes de demande ne surviennent pas aux mêmes moments dans les différents systèmes et lorsque leurs parcs de production diffèrent également, par exemple entre hydroélectricité et centrales à vapeur. En 1926, le Parlement britannique créa le Central Electricity Board et lui confia la construction d'un réseau à haute tension interconnectant les 500 plus grandes centrales alors en service.

3. COMPOSANTES D'UN SYSTEME ELECTRIQUE

Les systèmes électriques se sont développés selon des trajectoires plus ou moins similaires dans tous les pays, convergeant vers des structures et des configurations très proches. Cela n'a rien d'étonnant, compte tenu des caractéristiques très particulières du produit vendu. Comme indiqué précédemment, la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité sont inévitablement conditionnés par la nécessité d'un équilibre instantané et permanent entre la production et la demande. L'importance des facteurs techniques pour maintenir de tels systèmes en équilibre dynamique ne saurait être négligée. Une perturbation en un point quelconque du système peut compromettre cet équilibre global et affecter l'approvisionnement électrique de vastes territoires, voire de régions entières ou d'un pays tout entier. C'est peut-être pourquoi l'existence de systèmes sophistiqués de commande, de supervision et de surveillance en temps réel, associés à des dispositifs locaux de protection répartis dans le réseau, est le principal élément qui distingue technologiquement la configuration et la structure des systèmes électriques de celles des autres activités industrielles. Les fonctions communes à toute industrie, telles que la production, l'acheminement, la planification et l'organisation, sont également très spécialisées dans le secteur électrique.

Comme toute industrie, les systèmes électriques comprennent des centres de production, ou centrales ; un réseau de transport, équivalent au transport ou à l'expédition dans les autres industries, c'est-à-dire le réseau à haute tension ; un réseau de distribution, ici le réseau à basse tension ; et la consommation, également appelée demande ou charge, ainsi que les systèmes de protection et de commande associés. La figure 1 représente plus formellement la configuration et la structure du système.

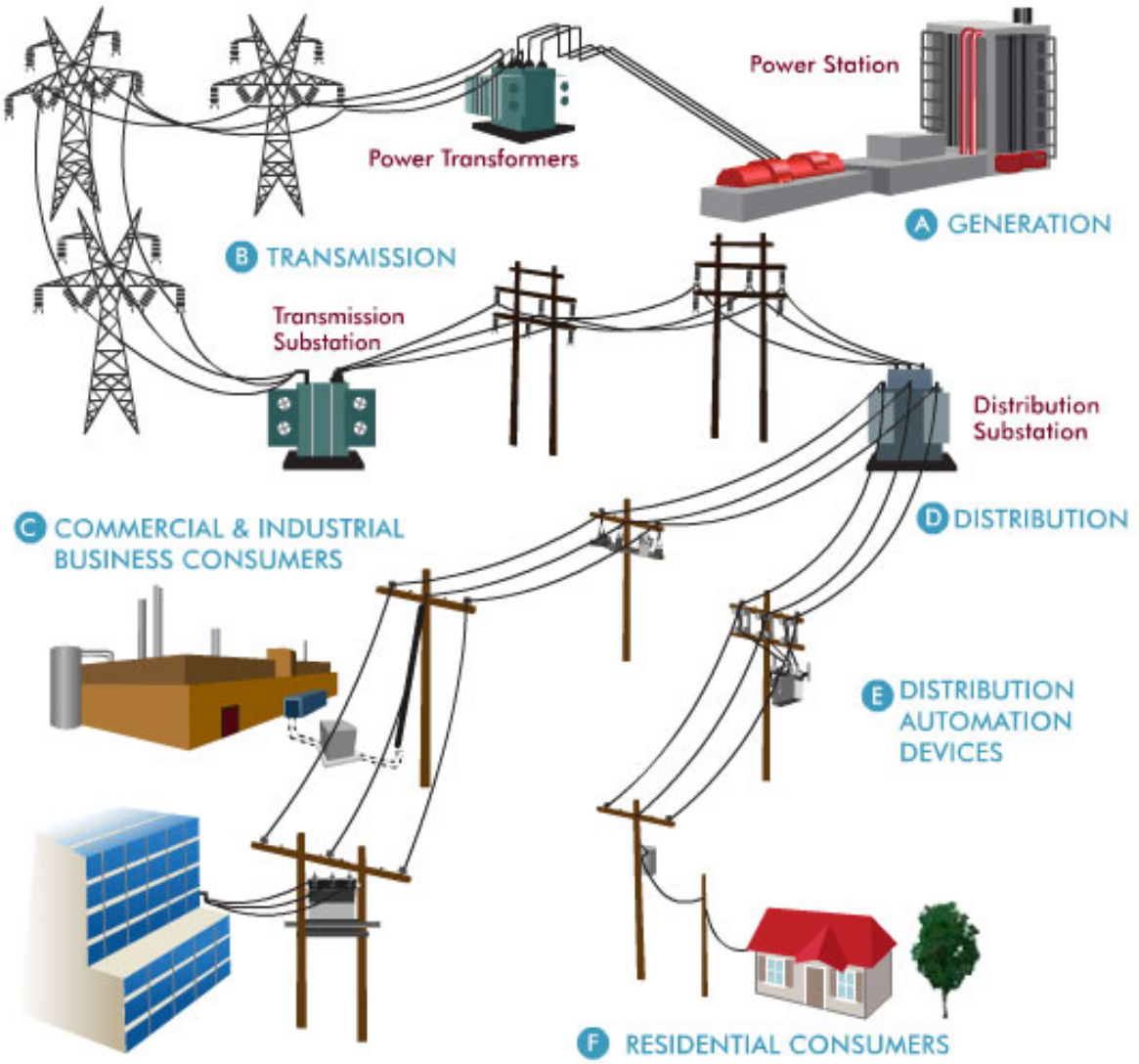


Figure 1. Configuration et structure traditionnelles d'un système électrique.

Clé de lecture : A, production ; B, transport ; C, consommateurs commerciaux et industriels ; D, distribution ; E, dispositifs d'automatisation de la distribution ; F, consommateurs résidentiels. Power station : centrale électrique ; power transformers : transformateurs de puissance ; transmission substation : poste de transport ; distribution substation : poste de distribution.

La présence importante, effective ou anticipée, des ressources énergétiques distribuées (DER) impose de réexaminer la manière dont ces ressources peuvent fournir le plus efficacement des services électriques. Elle implique de revoir le modèle « descendant » traditionnel du secteur électrique et de porter un regard nouveau sur la conception, l'exploitation et la régulation des réseaux de distribution et de transport, comme l'illustre la figure 2.[4] Toutefois, malgré la présence et l'importance croissantes des ressources distribuées et hors réseau dans les systèmes électriques, ce document reste largement structuré selon l'approche traditionnelle, qu'il faut comprendre avant d'aborder le degré supplémentaire de complexité lié aux DER.

[4] La figure 2 et une analyse approfondie du rôle attendu des ressources énergétiques distribuées et des principes de régulation permettant de prendre en compte leur présence dans le système électrique proviennent de Pérez-Arriaga et al. (2016), « The Utility of the Future », rapport du MIT, https://energy.mit.edu/publication/utility-future-report/

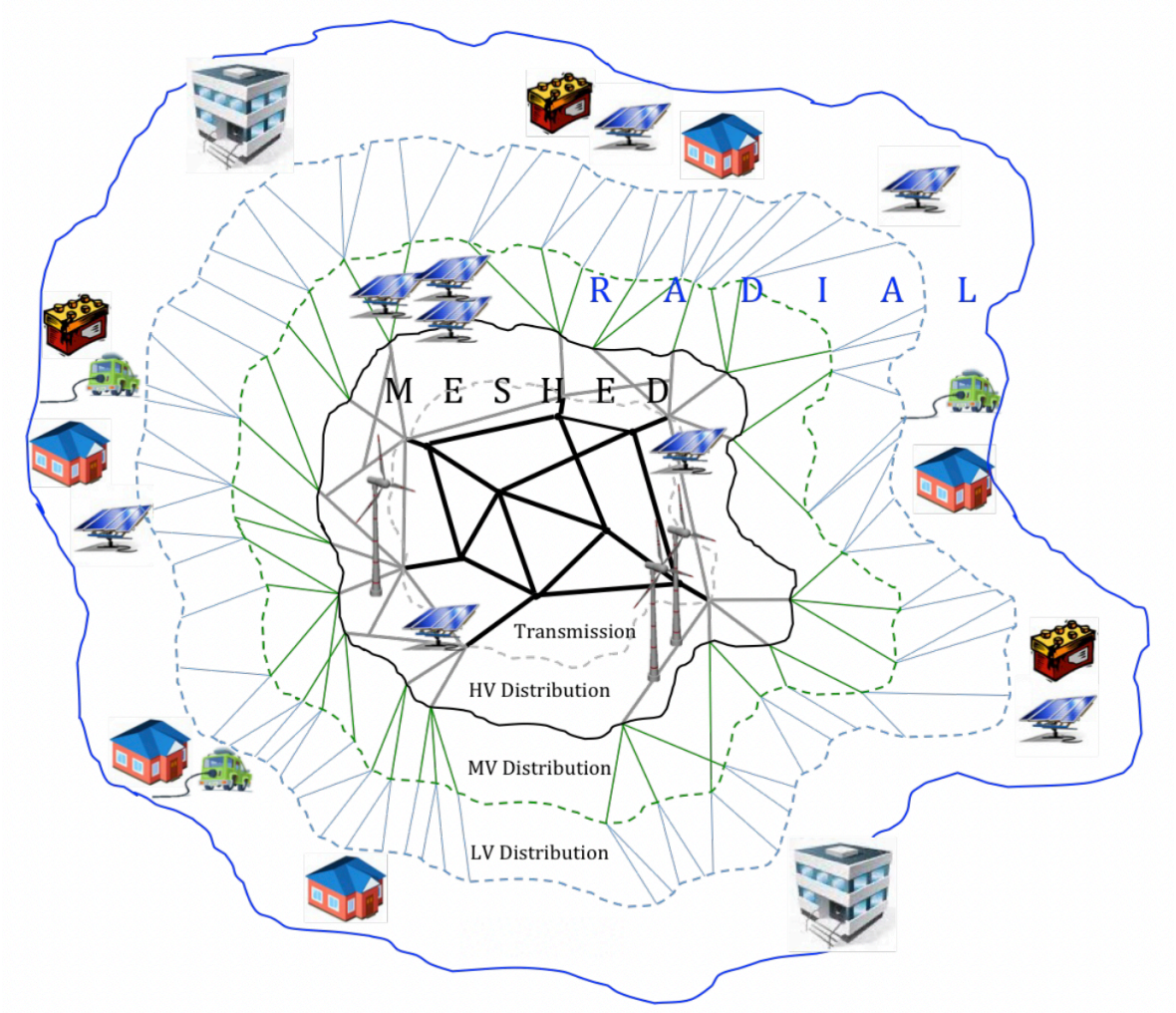


Figure 2. Au-delà du modèle « descendant ».

Clé de lecture : meshed : maillé ; radial : radial ; transmission : transport ; HV distribution : distribution haute tension ; MV distribution : distribution moyenne tension ; LV distribution : distribution basse tension.

Les centres de production raccordés au réseau principal produisent généralement l'électricité sous une tension de 6 à 20 kV, puis la portent immédiatement à plusieurs centaines de kilovolts, 132, 230, 400, 500 et 700 kV étant des valeurs relativement courantes, afin d'optimiser son transport à longue distance par lignes électriques vers les zones de forte consommation.

L'élévation de la tension permet de transporter de grandes quantités d'électricité, par exemple la totalité de la production d'un groupe nucléaire, sur de longues distances au moyen de lignes aériennes d'un coût raisonnable et avec des pertes modérées. Le réseau de transport interconnecte tous les grands centres de production et de consommation et forme généralement un maillage très dense pour assurer une fiabilité élevée, en offrant des chemins d'alimentation alternatifs en cas de défaillance de certaines lignes.

Ces autoroutes du transport d'électricité sont interconnectées en des nœuds appelés postes électriques ; les réseaux régionaux y sont raccordés à une tension un peu plus faible, par exemple 132, 66 ou 45 kV en Espagne, et alimentent à leur tour les réseaux locaux de distribution, qui fournissent l'électricité aux consommateurs à des tensions moins dangereuses et adaptées à leurs besoins : 20, 15, 6,6, 3 ou 1 kV, puis 380, 230 ou 110 V.

Des postes successifs abaissent la tension de fonctionnement en plusieurs étapes et regroupent les dispositifs de mesure et de protection de l'ensemble du réseau de transport.

Ces réseaux de distribution ont généralement une structure radiale, dont les ramifications atteignent les points de consommation les plus éloignés. À chaque subdivision des lignes, les réseaux acheminent des puissances de plus en plus faibles et peuvent donc fonctionner à des tensions plus basses.

Les consommateurs sont raccordés au niveau de tension le mieux adapté à leurs besoins de puissance, selon le principe général voulant que plus la puissance est faible, plus la tension soit basse. Ainsi, les activités très énergivores, telles que les usines sidérurgiques et les laminoirs, les usines d'aluminium ou les chemins de fer, sont directement raccordées au réseau à haute tension ; d'autres grands consommateurs, comme les grandes usines, sont alimentés à une tension un peu plus faible ; les petits consommateurs, ménages, commerces et petites usines, sont raccordés au réseau basse tension.

Selon un principe approximativement réciproque, les moyens de production distribuée de très faible puissance injectent directement leur électricité dans le réseau de distribution, plutôt que de se raccorder au réseau de transport à haute tension. Les parcs éoliens ou solaires de taille moyenne, de quelques dizaines à une centaine de mégawatts ou davantage, sont raccordés au réseau de distribution à moyenne ou haute tension.

Les développements ci-dessous portent sur les principales composantes des systèmes électriques : la demande, la production, le transport et la distribution.

3.1. Demande

Croissance de la demande

La demande mondiale d'électricité connaît depuis l'origine une croissance forte et soutenue. La normalisation du « produit » électricité, en matière de tension, de fréquence et de courant, a ouvert la voie à un essor considérable de la consommation. Celui-ci a, à son tour, permis de poursuivre la normalisation des équipements et installations électriques, des ampoules et moteurs aux ordinateurs personnels et téléphones, en réduisant fortement les coûts de fabrication et en accroissant la polyvalence des produits, de sorte qu'un même appareil électrique peut être utilisé pratiquement partout.

La consommation d'électricité est l'un des indicateurs les plus nets du développement industriel d'un pays, et sa croissance a traditionnellement suivi de près celle du PIB, car rares sont les procédés de production ou les secteurs créateurs de richesse qui n'en ont pas besoin. La consommation électrique sert également de mesure du développement social. La consommation par habitant et, surtout, le degré d'électrification d'un pays, c'est-à-dire le pourcentage de la population vivant dans des logements disposant de l'électricité, donnent une indication claire du niveau de vie. Cela n'a rien d'étonnant, puisque des services aussi fondamentaux que l'éclairage, l'approvisionnement en eau potable, la réfrigération et les autres usages électroménagers dépendent de l'accès à l'électricité.

La figure 3 présente la répartition de la consommation d'électricité par secteur et l'évolution de la consommation finale d'électricité par secteur en Afrique depuis 2000.

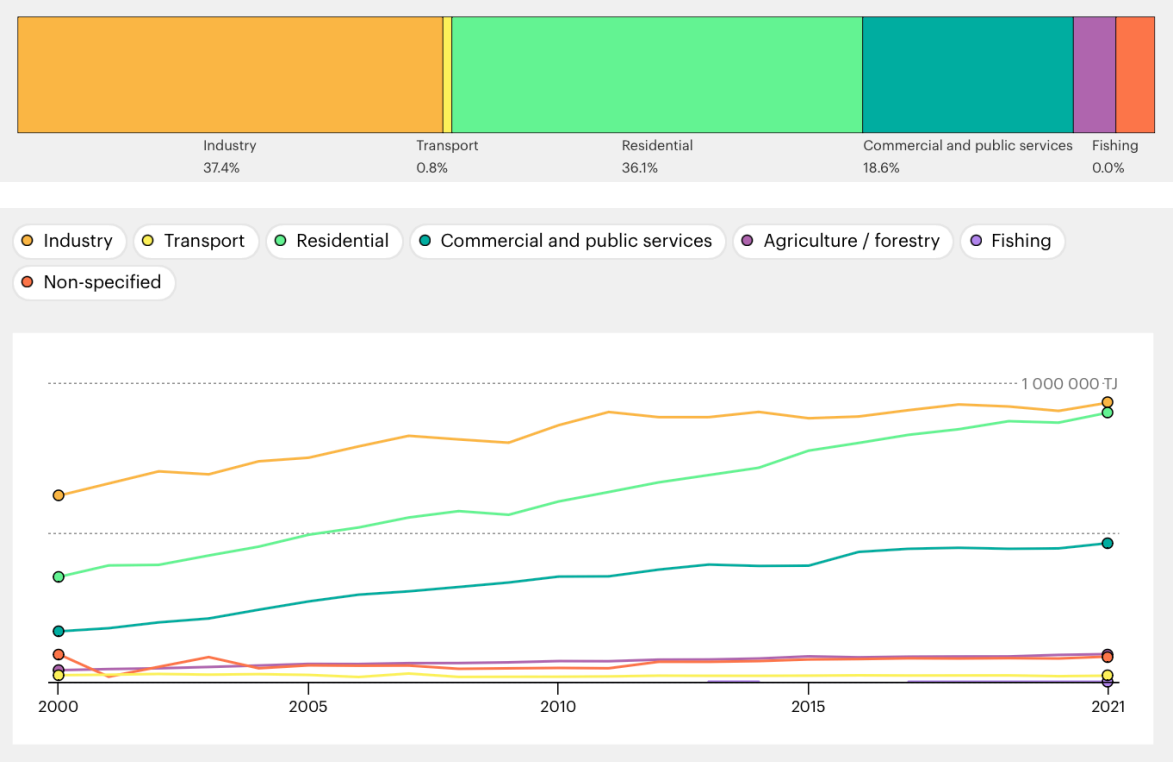


Figure 3. Source : AIE. https://www.iea.org/regions/africa/electricity

Clé de lecture des deux graphiques : industry : industrie ; transport : transports ; residential : résidentiel ; commercial and public services : services commerciaux et publics ; agriculture/forestry : agriculture et sylviculture ; fishing : pêche ; non-specified : non précisé. Les années figurent en abscisse et la consommation en ordonnée du graphique d'évolution.

L'Afrique a réalisé des progrès impressionnants en matière d'accès à l'énergie, la part de la population desservie étant passée de 42 % à 56 % en sept ans. Toutefois, 600 millions d'Africains restent privés d'électricité, soit les trois quarts de la population mondiale non desservie. La plupart vivent dans les zones rurales de pays tels que la République démocratique du Congo (RDC), Madagascar, l'Éthiopie, le Nigeria, la Tanzanie et l'Ouganda. L'énergie est également nécessaire pour la cuisson propre. Plus de 900 millions d'Africains n'ont pas accès à des moyens de cuisson propres, la majorité vivant en milieu rural. La cuisson avec des combustibles traditionnels polluants nuit à l'environnement, épuise les forêts et affecte la santé humaine ; la pollution intérieure entraîne ainsi, selon les estimations, 3,2 millions de décès prématurés chaque année. Malheureusement, seuls 30 % de la population africaine ont accès à des technologies de cuisson propres, une proportion en baisse depuis 2015, car les programmes et les investissements correspondants n'ont pas suivi la croissance démographique.[5]

Le tableau 1 présente des indicateurs énergétiques clés qui permettent des comparaisons intéressantes entre la demande d'électricité par habitant en Afrique et dans d'autres régions du monde, ainsi qu'entre la population et les émissions de CO2, par exemple pour la Chine, l'Inde et l'Afrique, dont les populations sont de taille similaire.

[5] Annual Development Effectiveness Review 2023 / Chapter 1: Light up and power Africa. http://www.afdb.org/sites/default/files/news_documents/ader_2023_-_chapter_1.pdf

	Population (million)	Total energy supply (EJ)	Electricity demand (kWh per capita)	Cars per thousand people	CO_2 emissions (Gt)	CO_2 emissions (t per capita)
United States	336	94	12 133	682	4.7	14
Latin America and the Caribbean	658	37	2 253	137	1.7	3
European Union	449	56	5 521	557	2.7	6
Africa	1 425	36	508	25	1.4	1
Middle East	265	36	4 190	175	2.1	8
Eurasia	238	42	5 051	193	2.4	10
China	1 420	160	5 612	201	12.1	9
India	1 417	42	926	31	2.6	2
Japan and Korea	177	29	8 703	490	1.7	9
Southeast Asia	679	30	1 592	63	1.7	3

Note: EJ = exajoules; kWh = kilowatt-hours; Gt = gigatonnes; t = tonnes.

Tableau 1. Principaux indicateurs économiques et énergétiques par région ou pays, 2022 (AIE, WEO 2023).

Clé de lecture du tableau : colonnes, de gauche à droite : région ou pays ; population (millions) ; approvisionnement total en énergie (EJ) ; demande d'électricité (kWh par habitant) ; voitures pour mille habitants ; émissions de CO2 (Gt) ; émissions de CO2 (tonnes par habitant). Lignes : États-Unis ; Amérique latine et Caraïbes ; Union européenne ; Afrique ; Moyen-Orient ; Eurasie ; Chine ; Inde ; Japon et Corée ; Asie du Sud-Est. Note : EJ = exajoules ; kWh = kilowattheures ; Gt = gigatonnes ; t = tonnes.

La figure 4 présente les estimations de la demande mondiale d'électricité sur la période 2010-2050 et le mix de production dans les trois scénarios étudiés par l'Agence internationale de l'énergie dans son World Energy Outlook 2023.[67] La demande mondiale d'électricité devrait augmenter rapidement dans tous les scénarios, sous l'effet de la croissance démographique, de la hausse des revenus et de l'électrification d'un nombre croissant d'usages finaux. D'ici à 2050, elle progresse par rapport à son niveau actuel de plus de 80 % dans le scénario STEPS, de 120 % dans l'APS et de 150 % dans le NZE. La demande supplémentaire est principalement satisfaite par des sources d'électricité à faibles émissions, renouvelables, nucléaire, combustibles fossiles associés au captage du carbone,

[6] Le scénario des politiques déclarées (Stated Policies Scenario, STEPS) vise à donner une idée de l'orientation actuelle de l'évolution du système énergétique, à partir d'un examen détaillé des politiques en vigueur. Le scénario des engagements annoncés (Announced Pledges Scenario, APS) suppose que les gouvernements respecteront intégralement et dans les délais prévus les engagements climatiques qu'ils ont pris, notamment leurs contributions déterminées au niveau national et leurs objectifs de neutralité carbone à plus long terme. Comme le STEPS, l'APS n'est pas conçu pour aboutir à un résultat particulier. Le scénario de zéro émission nette d'ici à 2050 (Net Zero Emissions by 2050, NZE) décrit une trajectoire étroite mais réalisable permettant au secteur énergétique mondial d'atteindre la neutralité des émissions de CO2 liées à l'énergie à l'horizon 2050, grâce au déploiement d'un large éventail de technologies énergétiques propres.

[7] Les figures et le texte de cette section sont reproduits ou résumés à partir du World Energy Outlook 2023 de l'AIE.

hydrogène et ammoniac, dont la part dans l'approvisionnement électrique augmente dans chaque scénario. La part des combustibles fossiles sans dispositif de réduction des émissions recule fortement : leur production cumulée diminue entre 2022 et 2050 de plus d'un tiers dans le STEPS, de trois quarts dans l'APS et de près de 100 % dans le NZE.

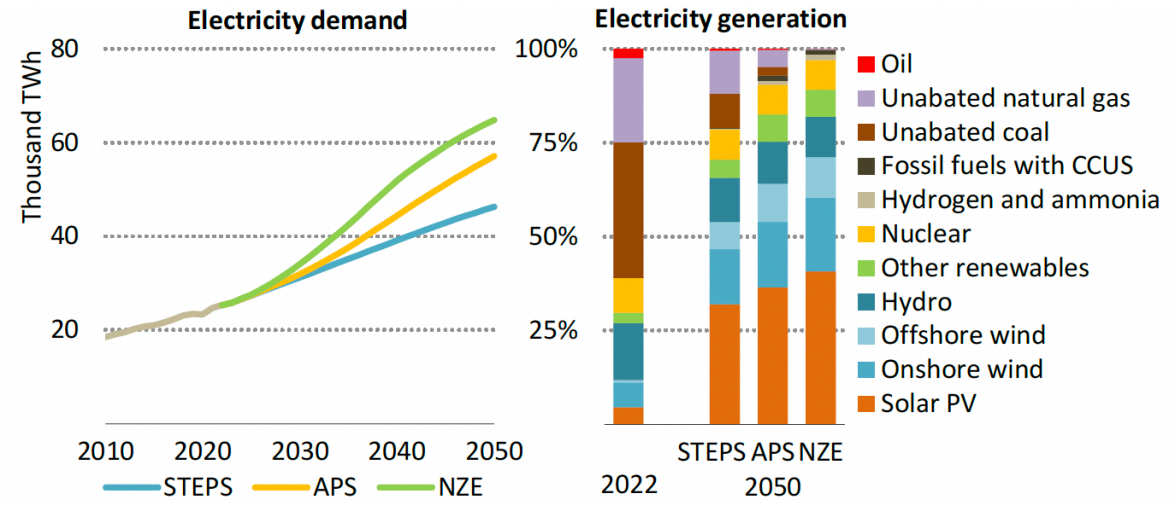


Figure 4. Estimations de la demande mondiale d'électricité sur la période 2010-2050 et du mix de production dans les trois scénarios du WEO 2023 de l'AIE.

Clé de lecture : electricity demand : demande d'électricité ; thousand TWh : milliers de TWh ; electricity generation : production d'électricité. Sources, dans l'ordre de la légende : pétrole ; gaz naturel sans réduction des émissions ; charbon sans réduction des émissions ; combustibles fossiles avec captage, utilisation et stockage du carbone (CCUS) ; hydrogène et ammoniac ; nucléaire ; autres renouvelables ; hydraulique ; éolien en mer ; éolien terrestre ; solaire photovoltaïque. STEPS : politiques déclarées ; APS : engagements annoncés ; NZE : zéro émission nette d'ici à 2050.

La croissance de la demande mondiale d'électricité jusqu'en 2050 est portée par les économies émergentes et en développement, qui représentent ensemble environ les trois quarts de l'augmentation mondiale dans les trois scénarios. Les hypothèses retenues prévoient une hausse annuelle de la demande de 2 % en Chine et de 5 % en Inde jusqu'en 2050. Les autres économies émergentes et en développement connaissent également une forte croissance de la demande, sous l'effet de l'augmentation de la population, du développement économique et de la hausse des revenus. La figure 5 présente les estimations de croissance de la production électrique en Afrique, qui constitue un excellent indicateur indirect de la demande. Dans l'ensemble des économies avancées, la croissance de la demande est plus faible, allant de 1,4 % par an dans le STEPS à 2,4 % dans le NZE.

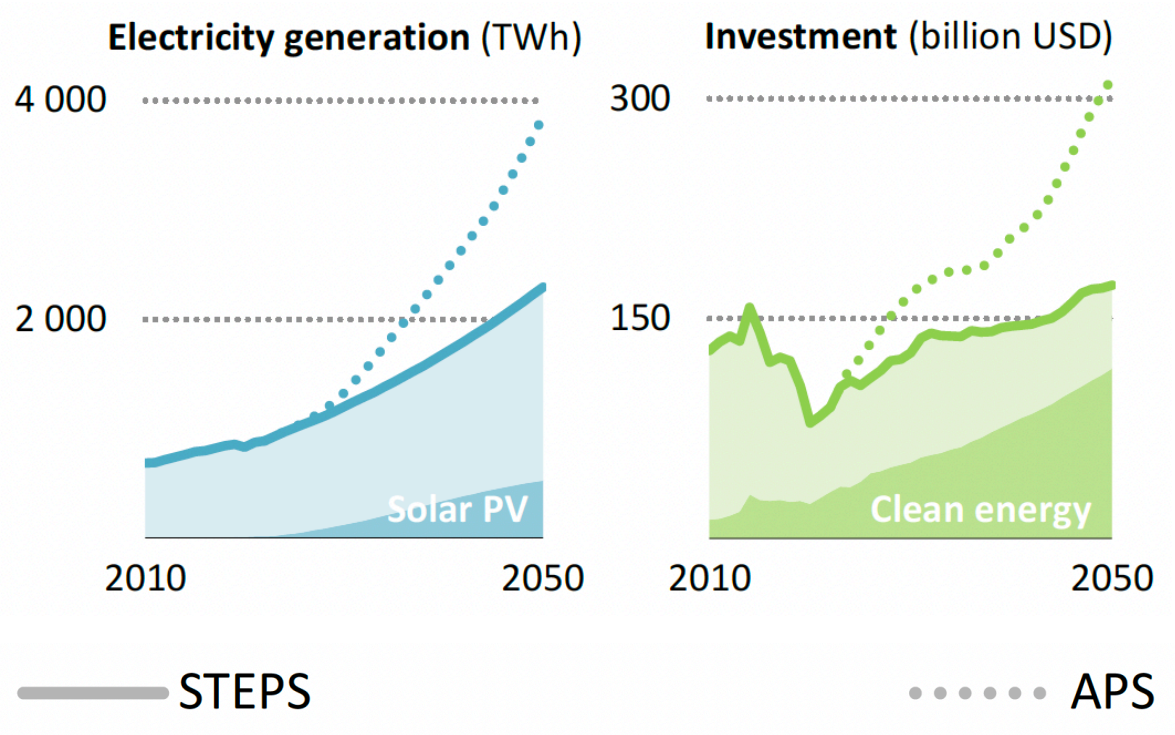


Figure 5. Principales tendances en Afrique, 2010-2050.

Clé de lecture : electricity generation : production d'électricité (TWh) ; investment : investissement (milliards de dollars des États-Unis) ; solar PV : solaire photovoltaïque ; clean energy : énergie propre. Trait continu : scénario STEPS ; pointillés : scénario APS.

La demande mondiale d'électricité augmente dans tous les secteurs et dans tous les scénarios. Le secteur des bâtiments reste le premier consommateur jusqu'en 2050. L'industrie demeure le deuxième consommateur dans les scénarios STEPS et APS, mais devient le premier dans le NZE. Les véhicules électriques représentent au moins 15 % de la croissance totale de la demande d'électricité à l'horizon 2050 dans tous les scénarios et deviennent un moteur essentiel de cette croissance. La production d'hydrogène par électrolyse reste limitée dans le STEPS, mais contribue sensiblement à l'augmentation de la demande dans l'APS, et davantage encore dans le NZE.

La croissance de la consommation électrique s'est stabilisée dans les pays développés, sans toutefois devenir nulle, et la consommation devrait augmenter sous l'effet de la tendance de long terme à l'électrification de l'économie : chauffage, refroidissement, cuisson, mobilité et procédés industriels. En lien avec le changement climatique et l'amélioration générale du niveau de vie, la généralisation de la climatisation dans les pays développés, et de plus en plus dans les économies émergentes et en développement, a profondément modifié les courbes saisonnières de consommation. Avec la croissance démographique et l'amélioration du niveau de vie en Afrique, la demande devrait doubler d'ici à 2040[8], malgré les progrès importants de l'efficacité de la plupart des équipements et procédés électriques, qui réduisent l'énergie nécessaire pour obtenir un résultat donné.

[8] IRENA, The Renewable Energy Transition in Africa, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/March/Renewable_Energy_Transition_Africa_2021.pdf

Efficacité énergétique et participation active de la demande

La nécessité de rationaliser la consommation d'électricité et de toutes les autres formes d'énergie suscite une préoccupation universelle. Conscients des incidences environnementales de cette consommation et des immenses quantités de ressources naturelles qui partent littéralement en fumée, les organisations environnementales et les responsables publics appellent à juste titre à la solidarité entre générations, afin que celles qui nous suivent puissent vivre sur une planète écologiquement acceptable dont les ressources énergétiques ne seraient pas épuisées.

Rationaliser la demande suppose de faire percevoir aux consommateurs les conséquences de leur utilisation de l'électricité. Une première approche, sommaire mais efficace, consiste à imposer des normes d'efficacité à tous les types d'équipements électriques : éclairage et appareils domestiques de chauffage, de refroidissement ou de cuisson, outils divers et nombreux autres usages, ainsi que moteurs industriels.

Les autorités de régulation devraient fixer des objectifs d'efficacité assortis de pénalités et de primes pour les activités des entreprises d'électricité, par exemple le transport et la distribution. Les pertes d'électricité dans les pays africains s'établissent actuellement à 17,1 %, contre 15 % en 2015[9], un niveau trop élevé par rapport à la moyenne mondiale d'environ 8 %[10], qui souligne la nécessité de renforcer les réseaux et d'améliorer leur maintenance.

Une approche plus élaborée, mais nécessaire, consiste à faire percevoir aux consommateurs les conséquences de leur utilisation de l'électricité au moyen de signaux économiques appropriés, reflétant les coûts réels de la consommation à chaque instant. La tarification devrait sensibiliser les consommateurs au coût économique et environnemental réel de la satisfaction de leurs besoins, compte tenu de leur profil horaire et de leur niveau total de consommation. À moyen terme, cela devrait inciter les usagers résidentiels, commerciaux et industriels à surveiller et à piloter activement leur consommation, de la même manière que des tarifs téléphoniques différenciés selon l'heure encouragent à passer les appels interurbains non urgents en période creuse. De même, les clients réduiront volontairement leur consommation en renonçant aux usages les plus superflus lorsque des prix élevés signaleront la mobilisation de ressources coûteuses ou une faible marge entre l'offre et la demande d'électricité.

La capacité de la demande à réagir aux prix est généralement mesurée par un paramètre appelé élasticité-prix de la demande. Celui-ci exprime la variation en pourcentage de la consommation d'électricité, ou de tout autre produit, en réponse à une variation unitaire de son prix. En général, la demande d'électricité est peu élastique à court terme : sa réaction aux variations de prix est faible, bien que cela soit plus vrai pour certaines catégories de consommateurs que pour d'autres. Cette faible élasticité peut s'expliquer par la conception qui prévalait jusqu'à très récemment dans le secteur électrique : la continuité de

[9] Annual Development Effectiveness Review 2023 / Chapter 1: Light up and power Africa. http://www.afdb.org/sites/default/files/news_documents/ader_2023_-_chapter_1.pdf

[10] https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS

l'alimentation était considérée comme une obligation presque sacrée, à assurer à tout prix. Les consommateurs, désignés comme des abonnés plutôt que comme des clients, n'étaient que les bénéficiaires passifs du service fourni.

Les progrès des technologies de communication, conjugués à la libéralisation des secteurs électrique et énergétique dans une grande partie du monde et à la disponibilité des ressources énergétiques distribuées (DER, sur lesquelles nous reviendrons), notamment la petite production par panneaux solaires en toiture, les batteries et les groupes diesel ou à gaz, transforment radicalement le rôle des consommateurs en celui, plus actif, de « prosommateurs », même si les mentalités évoluent lentement. De nombreux exemples dans le monde montrent toutefois que la participation active de la demande, associée à la production et au stockage locaux, atteint sa maturité et joue un rôle croissant dans le secteur électrique. L'élasticité augmentera, en particulier à court terme, et les profils de demande, complétés par la production et le stockage locaux, s'adapteront mieux aux conditions du système, sans que cela implique nécessairement une réduction de la demande totale.

Profils de demande

Sur le plan technique, la consommation comporte plusieurs dimensions. Les deux principales sont la puissance et l'énergie. La puissance, mesurée en watts (W), est l'énergie (Wh) requise par unité de temps. Elle correspond donc à la consommation instantanée d'énergie et est également appelée demande ou charge. L'énergie électrique étant difficile à stocker, les installations doivent être dimensionnées pour supporter la consommation instantanée maximale, autrement dit la puissance maximale appelée sur le système au cours du cycle de consommation. Ainsi, non seulement la capacité électrique totale nécessaire, mais aussi le profil temporel de la demande jouent un rôle particulièrement important dans la caractérisation de la consommation. Ces profils, appelés courbes de charge, représentent la puissance consommée en fonction du temps. Une même quantité d'énergie consommée peut correspondre à plusieurs profils de charge. Certains sont plats et traduisent une consommation très constante ; d'autres présentent une ou plusieurs variations très abruptes et dénotent une demande très variable. Une usine d'aluminium fonctionnant en continu 365 jours par an et une usine ne fonctionnant à pleine capacité que pendant la journée les jours ouvrables illustrent ces deux types de profils.

Les profils de charge se répètent généralement dans le temps. Par exemple, le profil des jours ouvrables est habituellement très régulier, tout comme le profil hebdomadaire au cours d'une saison donnée. Selon l'échelle de temps considérée, on peut donc utiliser un profil journalier, hebdomadaire, mensuel, saisonnier, annuel ou même pluriannuel. Ces profils ont aussi une importance économique, comme nous le verrons : pour un même niveau de demande, il est moins coûteux de satisfaire une courbe plate qu'une courbe présentant des pointes. Les courbes de charge constituent donc l'un des paramètres les plus importants des méthodes de fixation des tarifs.

La somme des courbes individuelles de consommation d'un système électrique donne les courbes de charge totales journalières, hebdomadaires, mensuelles, saisonnières, annuelles et pluriannuelles, chacune présentant un profil de puissance caractéristique et très significatif.

Les figures ci-dessous, issues de l'entreprise publique sud-africaine Eskom, présentent les profils nationaux de demande d'électricité. La figure 6 compare la demande horaire du système à la capacité disponible afin de montrer l'excédent ou le déficit correspondant. On remarque les fluctuations de la demande selon les heures de la journée. La figure 7 présente les prévisions de demande résiduelle et de demande sud-africaine contractuelle, c'est-à-dire la demande horaire moyenne que doivent satisfaire l'ensemble des ressources avec lesquelles Eskom a conclu des contrats.

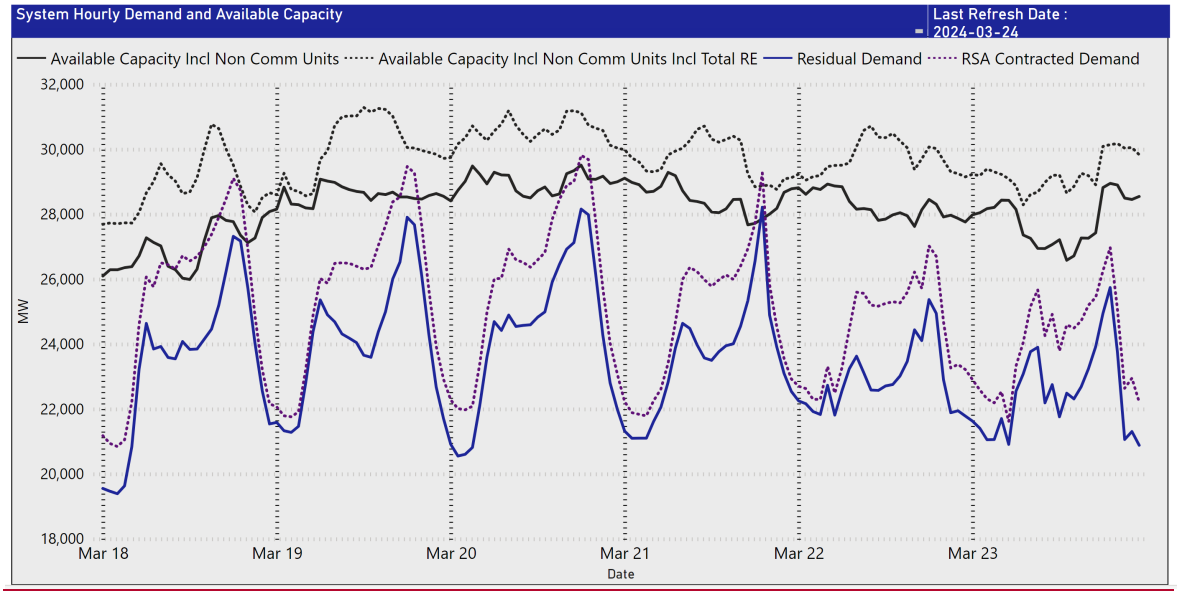


Figure 6. Demande horaire du système et capacité disponible.

Clé de lecture : available capacity incl non comm units : capacité disponible, y compris les groupes non encore en exploitation commerciale (trait noir) ; incl total RE : y compris l'ensemble des renouvelables (pointillés noirs) ; residual demand : demande résiduelle (bleu) ; RSA contracted demand : demande sud-africaine contractuelle (pointillés violets). Ordonnée : MW ; abscisse : dates de mars. Last refresh date : dernière mise à jour, le 24 mars 2024.

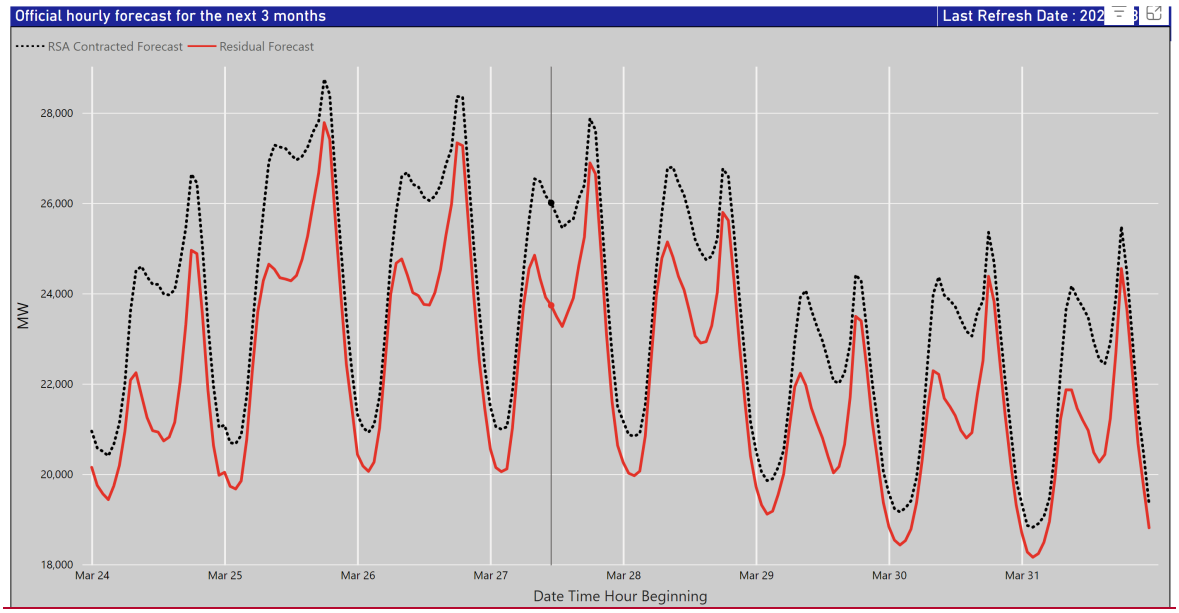


Figure 7. Prévision de la demande horaire.

Clé de lecture : official hourly forecast for the next 3 months : prévision horaire officielle pour les trois prochains mois ; RSA contracted forecast : prévision de la demande sud-africaine contractuelle (pointillés noirs) ; residual forecast : prévision de la demande résiduelle (rouge). Ordonnée : MW ; date time hour beginning : date et heure de début de l'intervalle ; Mar : mars ; last refresh date : dernière mise à jour.

À titre de comparaison, les figures ci-dessous, tirées du site du gestionnaire du réseau de transport espagnol, Red Eléctrica de España, présentent les profils de demande du système espagnol. La figure 8 montre comment le profil journalier varie selon la saison, hiver ou été. La figure 9 indique que la demande des jours ouvrables est sensiblement supérieure à celle des week-ends, celle du samedi dépassant celle du dimanche. Enfin, la figure 10 illustre l'évolution de la demande au cours de l'année, avec une hausse en hiver et en été liée au chauffage et à la climatisation.

Pour montrer à quel point les profils de demande dépendent des particularités de chaque système électrique, la figure 11 présente également la charge horaire chronologique du système ERCOT. On observe que non seulement le profil annuel, mais aussi les profils journaliers d'hiver et d'été ont des formes sensiblement différentes.

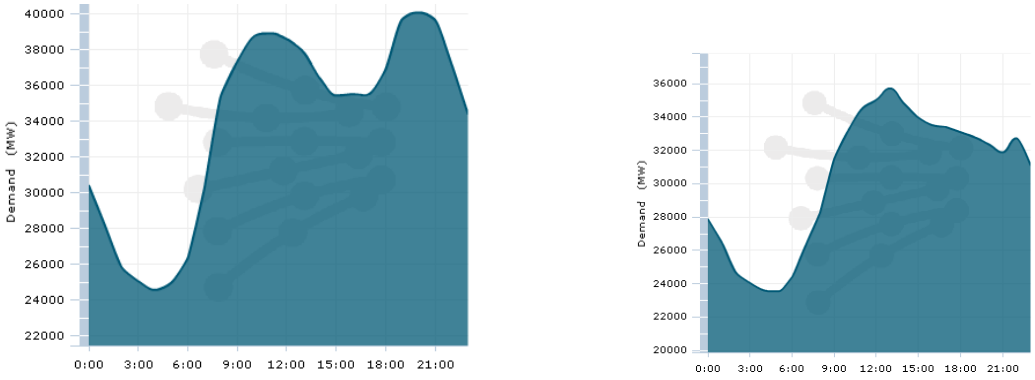


Figure 8. Profil journalier de la demande d'électricité dans le système espagnol : hiver, le 19 janvier 2011, à gauche ; été, le 20 juillet 2011, à droite.

Clé de lecture : demanda : demande (MW) ; abscisse : heures de la journée. Graphique de gauche : hiver ; graphique de droite : été.

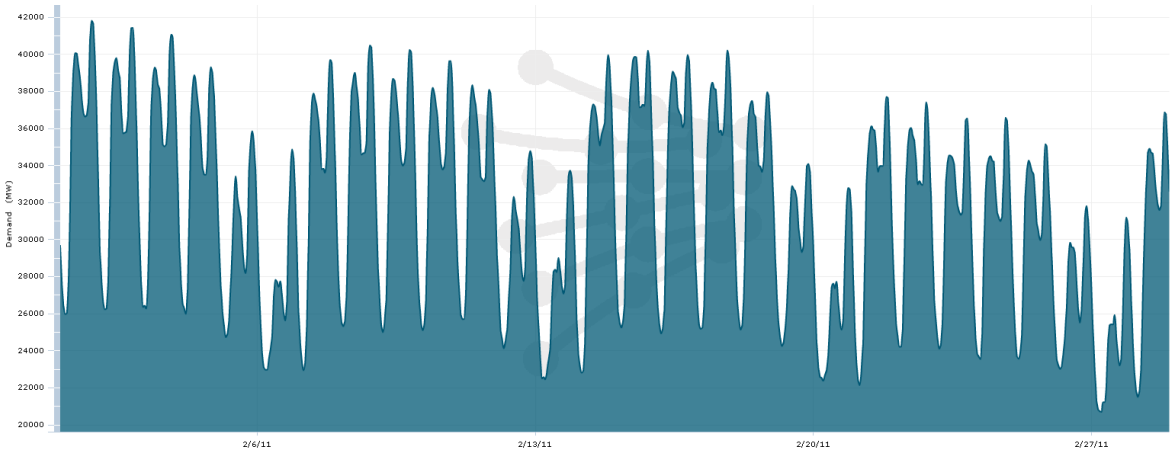


Figure 9. Profil mensuel de la demande d'électricité dans le système espagnol (février 2011).

Clé de lecture : abscisse : jours de février ; ordonnée : demande d'électricité (MW).

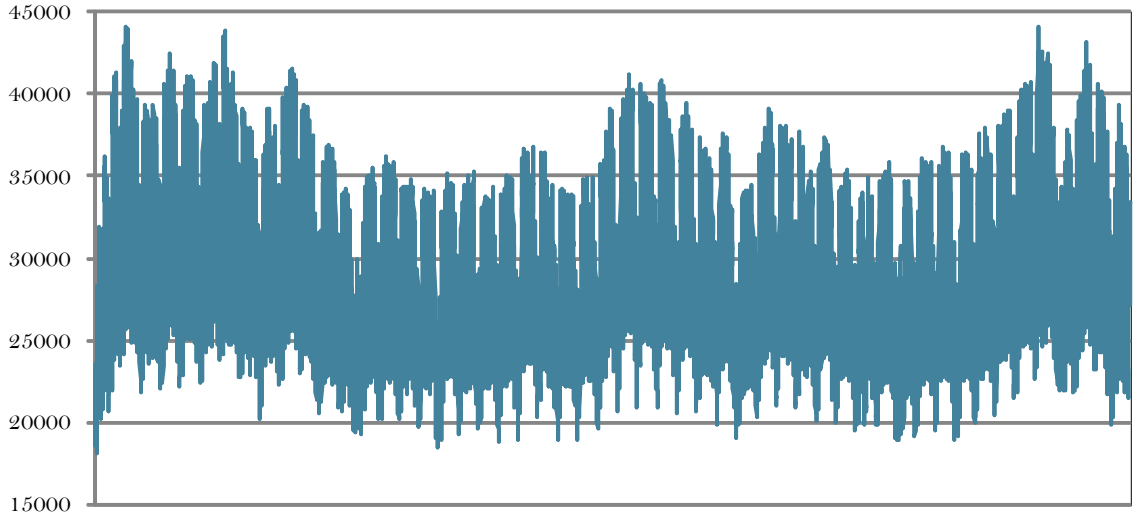


Figure 10. Profil annuel de la demande d'électricité dans le système espagnol (2010).

Clé de lecture : demand : demande (MW) ; abscisse : mois de l'année.

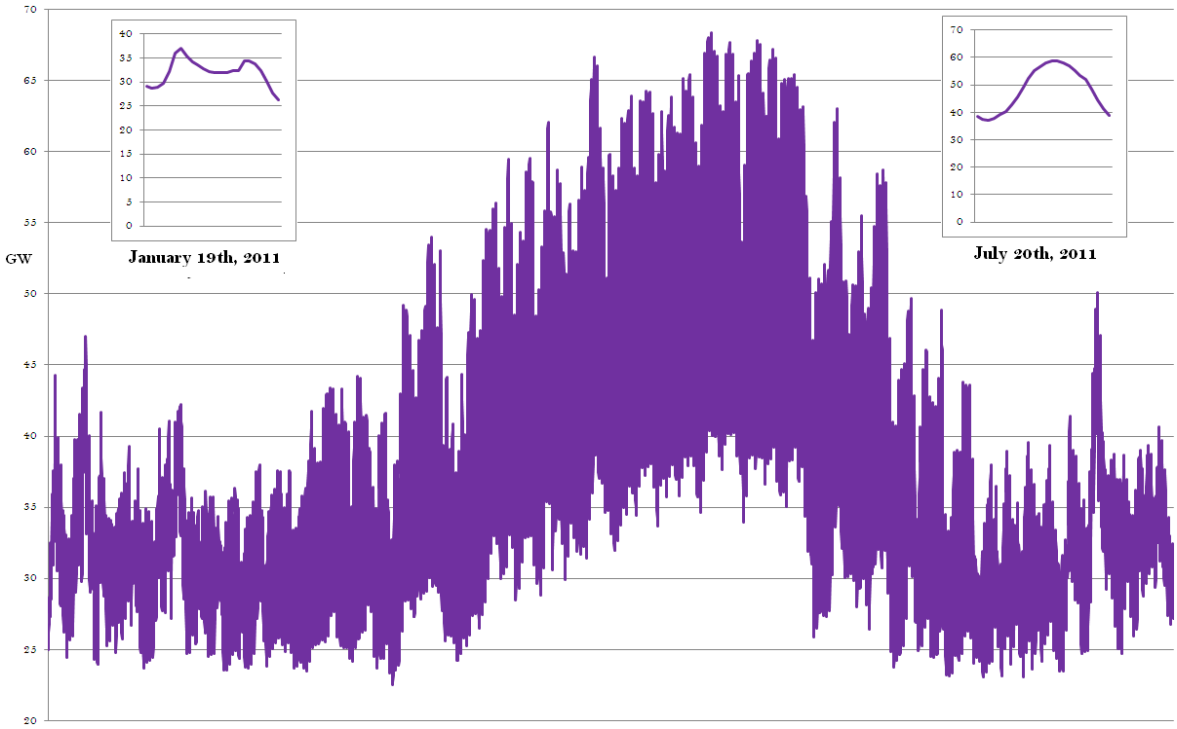


Figure 11. Profils annuel et journalier de la demande d'électricité dans le système ERCOT (2011).

Clé de lecture : January 19th, 2011 : 19 janvier 2011 ; July 20th, 2011 : 20 juillet 2011. Ordonnée : puissance (GW) ; axe annuel : dates ; encadrés : heures de la journée.

La prévision de la demande est indispensable pour anticiper les conditions d'exploitation du système à court, moyen et long terme. La méthode habituelle consiste à utiliser des données historiques, corrigées pour tenir compte des facteurs qui influencent la charge attendue. Les plus importants sont la température, car de nombreux appareils électriques servent au chauffage ou au refroidissement ; le nombre et la répartition des jours ouvrables, pour prendre en compte les différences de consommation entre jours travaillés et jours fériés ; et la croissance économique, en raison du lien étroit déjà évoqué entre activité économique et consommation d'électricité. On peut donc prévoir assez correctement la consommation à un instant donné à partir de séries chronologiques corrigées des variations prévisibles de croissance, de calendrier et de température, en tenant également compte des événements particuliers susceptibles d'affecter sensiblement la demande. Inversement, la consommation électrique constitue un indicateur fiable et précoce des crises et des reprises économiques, comme l'ont montré les pays touchés par la crise mondiale commencée en 2008.

La consommation totale d'électricité peut également être représentée par une courbe monotone de charge, particulièrement utile pour certaines applications et études. Cette courbe représente la durée pendant laquelle la demande dépasse un niveau de puissance donné. La figure 12 montre une approximation de la monotone de charge du système espagnol en 2010 : l'abscisse représente le temps en heures et l'ordonnée la demande en mégawatts. Chaque point indique donc le nombre total d'heures de l'année pendant lesquelles la demande a dépassé une valeur donnée.

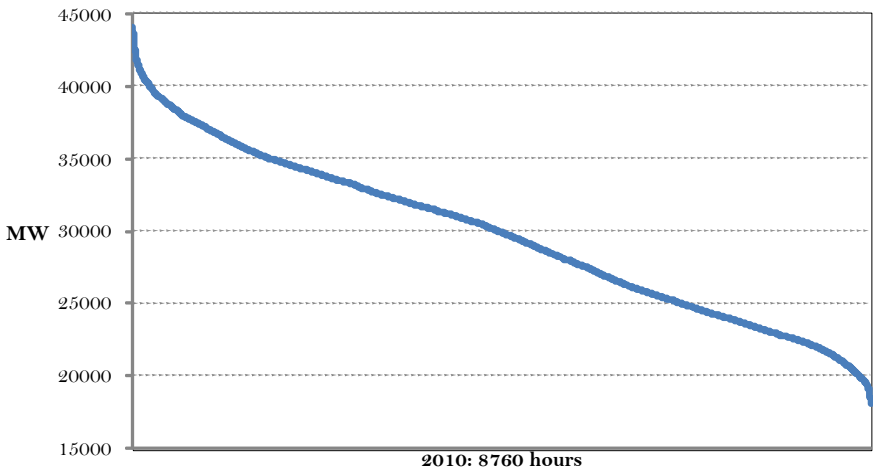


Figure 12. Monotone de charge du système espagnol en 2010.

Clé de lecture : demand : demande (MW) ; hours : heures. Les puissances sont classées par ordre décroissant.

La monotone de charge peut être obtenue directement à partir de la courbe chronologique en classant les valeurs de demande par ordre décroissant, ce qui fait perdre toute information chronologique. Son intégrale est égale à l'énergie consommée pendant la période considérée. Il faut toutefois noter qu'à un profil de charge donné ne correspond qu'une seule monotone, mais que la réciproque n'est pas vraie.

Bien que les courbes monotones perdent l'information chronologique contenue dans les courbes de charge, elles sont largement utilisées pour leur simplicité. Les monotones probabilistes sont courantes dans les études prospectives, fondées sur des prévisions de demande comportant une certaine incertitude ; dans ce cas, l'abscisse représente la probabilité que la demande dépasse une valeur donnée. Comme les profils chronologiques, les monotones peuvent être établies pour des consommations journalières, hebdomadaires, mensuelles, saisonnières, annuelles ou pluriannuelles.

Outre les propriétés de puissance et d'énergie examinées ci-dessus, la consommation présente d'autres caractéristiques techniques. Il faut notamment tenir compte du fait que, si la puissance et l'énergie actives sont consommées dans le système, la puissance réactive peut être produite ou consommée, le plus souvent consommée puisque les moteurs inductifs, qui en absorbent, prédominent généralement. Le facteur de puissance est alors inférieur à un, ce qui entraîne une pénalisation de la consommation lorsque cette caractéristique est prise en compte dans le tarif, car elle provoque la circulation d'un courant non productif, des pertes ohmiques et une mobilisation de la capacité des lignes. De plus, la consommation peut dépendre des conditions d'alimentation, telles que la tension et la fréquence, présenter un comportement statique ou dynamique, et varier avec la durée de raccordement sous l'effet de l'échauffement ou d'autres phénomènes. Tous ces éléments doivent être intégrés à la modélisation des charges.

Qualité de service

La consommation électrique peut être très sensible aux caractéristiques techniques de l'alimentation. De nombreux appareils fonctionnent mal, voire pas du tout, si la tension n'est pas parfaitement sinusoïdale ou si sa fréquence et son amplitude ne sont pas constantes et stables dans le temps.

Les performances des appareils électriques dépendent de la qualité du courant qui les alimente. Des problèmes peuvent également survenir dans presque tous les types d'appareils lorsque la tension d'alimentation est trop faible ou trop élevée, c'est-à-dire en cas de surtension. Les performances des ordinateurs, moteurs et appareils électroménagers peuvent se dégrader, voire ces équipements tomber complètement en panne, si la tension augmente ou diminue excessivement.

La plupart des équipements électriques, en particulier les équipements coûteux ou essentiels au fonctionnement correct et sûr des procédés, sont dotés de fusibles, disjoncteurs, interrupteurs ou relais de protection pour prévenir les dommages dus à des fluctuations de tension hors de la plage admissible. Les moteurs entraînant les pompes de refroidissement des centrales nucléaires, par exemple, disposent de protections contre les sous-tensions et les surtensions qui peuvent même déclencher l'arrêt de la centrale, compte tenu de leur rôle vital pour sa sûreté.

Enfin, les coupures, brèves ou longues, nuisent manifestement à la qualité de service. Qui n'a pas perdu des informations non sauvegardées représentant des heures de travail sur ordinateur à cause d'une coupure intempestive ? Mais les pannes d'électricité peuvent entraîner des conséquences encore plus graves dans des industries comme la fonderie ou dans des procédés chimiques ou mécaniques dont l'interruption peut provoquer des pertes considérables.

Dans les pays développés, où l'alimentation universelle en électricité est garantie, l'attention se porte de plus en plus sur la qualité, comme pour tout autre produit commercial. Les usages et les consommateurs sont devenus plus exigeants, et les autorités de régulation du secteur électrique inscrivent régulièrement des normes de qualité dans les lois et règlements. Concevoir des signaux appropriés pour conjuguer efficacité et haute qualité de service constitue l'un des grands défis du nouveau système de régulation.

Les principaux facteurs qui définissent la qualité du service électrique sont brièvement présentés ci-dessous :

- Interruptions d'alimentation : elles peuvent avoir de graves conséquences pour les consommateurs. Elles peuvent être très brèves, auquel cas on parle de microcoupures, souvent provoquées par le réenclenchement des appareils de coupure après un court-circuit, ou longues. Lorsqu'elles dépassent quelques minutes, on parle d'interruptions prolongées. En général, le préjudice augmente de manière non linéaire avec la durée de l'interruption.
- Creux de tension : baisses momentanées de la tension d'alimentation dues à des courts-circuits ou à des défauts du système, qui persistent jusqu'à l'élimination du défaut, ou au démarrage de moteurs proches appelant une forte puissance à leur mise sous tension et provoquant ainsi des chutes de tension sur le réseau. Certains appareils y sont particulièrement sensibles, notamment les moteurs, dont le couple électromagnétique varie comme le carré de la tension d'alimentation.
- Harmoniques de tension : composantes s'écartant de la fréquence fondamentale de la tension sinusoïdale, dues à la saturation de matériaux ferromagnétiques, par exemple

dans les transformateurs ou les générateurs, ou aux charges elles-mêmes ; elles peuvent également affecter les appareils des consommateurs.

- Papillotement ou flicker : fluctuations à basse fréquence de l'amplitude de la tension, généralement dues à certains types de charges. Les fours à arc et les dispositifs électroniques à thyristors en sont des sources habituelles ; ce phénomène nuit au bon fonctionnement des équipements raccordés au réseau. Sa résolution est complexe, car il dépend des charges du système et non du fournisseur.
- Surtensions : augmentations de la tension provoquées par des courts-circuits, des défauts, la foudre ou tout autre événement, susceptibles d'endommager gravement les appareils des consommateurs.

La collecte de données sur la fiabilité reste insuffisante dans de nombreux pays africains, mais les informations disponibles montrent que les principaux indicateurs, fréquence et durée des interruptions, sont élevés au regard des normes internationales, avec des résultats contrastés selon les pays disposant de données.[11] Les dernières enquêtes de la Banque mondiale auprès des entreprises indiquent que les clients d'Afrique subsaharienne subissent en moyenne neuf coupures par mois, d'une durée moyenne de 5,7 heures chacune.[12]

Dans l'ensemble, moins de la moitié des Africains bénéficient d'une alimentation fiable à partir d'un réseau national, les habitants des zones rurales et les personnes pauvres étant très fortement désavantagés. Près d'un quart des Africains dépendent ainsi, totalement ou comme solution de secours, d'autres sources d'électricité, principalement des panneaux solaires et des groupes électrogènes.[13]

Enfin, il convient d'ajouter que la consommation électrique peut varier fortement avec la température ou d'autres circonstances. Il faut garder à l'esprit, comme indiqué précédemment, que cette demande doit être satisfaite instantanément ; le système d'approvisionnement, centrales et réseaux de transport et de distribution compris, doit donc être conçu pour détecter ces variations et y répondre immédiatement. Il doit disposer d'équipements sophistiqués de mesure, de commande et de surveillance, ainsi que de capacités de production de réserve mobilisables à tout moment. Pourtant, la plupart des usagers qui actionnent un interrupteur chez eux ou au travail pour allumer une lampe, un appareil ou un outil ignorent totalement la multitude de systèmes, de services et de processus nécessaires pour leur fournir ce service.

---

[11] ESMAP-Groupe de la Banque mondiale (2023), « Utility Performance and Behaviour in Africa Today (UPBEAT) ». Note de mise à jour. https://documents1.worldbank.org/curated/en/099092923144024459/pdf/P176468083bba20340a3520c1ffc74398ad.pdf

[12] Enquêtes de la Banque mondiale auprès des entreprises. https://www.enterprisesurveys.org/en/enterprisesurveys

[13] Afrobarometer. 2022. Still lacking reliable electricity from the grid, many Africans turn to other sources.

3.2. Production

L'électricité nécessaire pour satisfaire ces besoins est produite dans des centres généralement appelés centrales électriques, où une source d'énergie primaire est transformée en électricité aux caractéristiques bien définies. Plus précisément, ces installations produisent un système de tensions triphasées sinusoïdales, dont la fréquence et l'amplitude sont strictement normalisées et contrôlées. Il existe de nombreuses technologies de production, généralement associées au combustible utilisé. Les centrales conventionnelles se répartissent entre centrales hydroélectriques, centrales à turbines à vapeur, alimentées par des combustibles fossiles ou nucléaires, et centrales à turbines à combustion, décrites ci-dessous.

La source d'énergie primaire des centrales hydroélectriques est l'eau, caractérisée, du point de vue énergétique, par son débit et sa hauteur de chute. L'énergie hydraulique est convertie par une turbine en énergie mécanique, caractérisée par le couple et la vitesse de l'arbre accouplé au générateur électrique. Autrement dit, l'énergie hydraulique est transformée en énergie électrique dans le générateur, qui fournit une tension et un courant à ses bornes. Du fait de leur source d'énergie primaire, les centrales hydroélectriques produisent moins de pollution atmosphérique que les autres technologies conventionnelles. Outre le coût du combustible et l'absence de pollution, elles présentent l'avantage d'une grande souplesse de raccordement, de déconnexion et de variation de puissance, ce qui les rend particulièrement adaptées au réglage de la production selon la demande. Leur construction est toutefois coûteuse, et assurer un approvisionnement régulier en eau implique généralement l'inondation de vastes superficies. Enfin, leur fonctionnement dépend habituellement d'un facteur très aléatoire : les précipitations dans leur zone d'implantation.

Les nombreux types de centrales hydroélectriques peuvent être regroupés en trois grandes catégories, selon leur mode d'exploitation.

- Les centrales hydroélectriques conventionnelles sont les plus courantes. Leurs caractéristiques sont celles décrites au paragraphe précédent.
- Les centrales au fil de l'eau ne disposent pas de capacité de stockage et doivent donc utiliser l'eau à mesure qu'elle devient disponible ; elles ne peuvent, de ce fait, servir de centrales de réglage.
- Les stations de transfert d'énergie par pompage disposent d'un réservoir supérieur vers lequel elles pompent l'eau lorsque l'électricité est moins chère, puis la turbinent lorsque cela est économiquement plus avantageux. Elles constituent un moyen efficace de stocker de l'énergie, mais pas de l'électricité en tant que telle.

Les centrales thermiques à vapeur utilisant des combustibles fossiles tirent leur énergie primaire du charbon, du fioul ou du gaz et sont respectivement appelées centrales à charbon, au fioul ou au gaz. Leur principe de fonctionnement est essentiellement le suivant :

- le combustible est brûlé dans une chaudière pour produire de la vapeur à haute pression ;

- la vapeur à haute pression est convertie en énergie mécanique dans une turbine à vapeur ;
- l'énergie mécanique est transformée en électricité par le générateur, comme dans les centrales hydroélectriques.

Le rendement thermique des centrales à vapeur à combustibles fossiles, qui transforment successivement l'énergie chimique en énergie thermique, mécanique puis électrique, dépend principalement du pouvoir calorifique du combustible utilisé. En tout état de cause, le rendement maximal ne dépasse jamais 45 %. Du fait de l'inertie thermique de la chaudière, pouvant atteindre environ sept heures selon le type de centrale, ces installations ne peuvent pas être facilement démarrées ou arrêtées, ni suivre des variations rapides de puissance ; elles sont donc moins flexibles à cet égard que les centrales hydroélectriques. Des études de démarrage et d'arrêt sont ainsi réalisées pour établir les programmes d'exploitation, et les centrales sont parfois maintenues en attente sans produire d'électricité. Bien que les prix des combustibles puissent varier, un approvisionnement constant est généralement considéré comme disponible dans la plupart des pays. Ces centrales peuvent donc assurer le suivi de charge ou le réglage, dans les limites imposées par leur inertie de démarrage et leur souplesse de variation de puissance.

Deux grandes technologies thermiques conventionnelles utilisent le gaz comme combustible. La première est la turbine à combustion : comme dans un réacteur d'avion, la combustion du gaz dans de l'air à haute pression alimente une turbine qui produit de l'énergie mécanique, ensuite convertie par un alternateur. La seconde, le cycle combiné gaz, ou CCGT selon le sigle anglais, est aujourd'hui une technologie privilégiée et mérite une description plus détaillée. Comme son nom l'indique, son fonctionnement associe deux cycles. Dans le cycle primaire, un compresseur monté sur l'arbre de la turbine à combustion aspire l'air à la pression atmosphérique, le comprime et le dirige vers une chambre où le gaz est également injecté pour la combustion. Les gaz produits se détendent à travers les aubages de la turbine et fournissent de l'énergie mécanique. Les gaz d'échappement, encore très chauds, servent à chauffer un circuit eau-vapeur : leur chaleur résiduelle est ainsi utilisée pour alimenter un cycle à vapeur classique, tel que décrit précédemment. L'électricité est finalement produite par un ou deux alternateurs, raccordés à un arbre commun ou à deux arbres distincts, un pour chaque cycle. Les progrès récents des céramiques utilisées pour protéger thermiquement les aubages permettent d'atteindre des températures plus élevées. La récupération de gaz d'échappement très chauds donne à ces cycles des performances sensiblement supérieures à celles des turbines à gaz en cycle ouvert ou des centrales à vapeur conventionnelles, avec des rendements thermiques pouvant atteindre 60 % dans certaines installations. Ces performances, associées à une réduction importante des émissions polluantes, à une forte modularité et à des coûts d'investissement raisonnables, font du cycle combiné l'une des technologies de production les plus compétitives.

Les centrales nucléaires, également appelées centrales atomiques, comprennent essentiellement un réacteur qui produit de grandes quantités de chaleur par fission de l'uranium. Cette chaleur est transférée à un fluide, dioxyde de carbone, sodium liquide ou eau, puis acheminée vers un échangeur où elle est transmise à un circuit eau-vapeur. Comme dans les centrales à vapeur, la suite du processus consiste à transformer la vapeur

en énergie mécanique dans une turbine, puis en électricité au moyen d'un alternateur. Plusieurs inconvénients rendent l'utilisation des centrales nucléaires controversée dans la société : l'ampleur de la catastrophe en cas d'accident, aussi faible qu'en soit la probabilité, et le problème de l'élimination des déchets radioactifs. Un autre risque est celui de la prolifération nucléaire, c'est-à-dire le détournement de la technologie vers la fabrication d'armes ou des activités terroristes. Enfin, ces centrales présentent un inconvénient financier : les entreprises d'électricité peuvent devoir s'endetter fortement pour financer des coûts de construction très élevés et des délais de réalisation très longs. Face à ces difficultés, certains pays ont imposé un moratoire sur la construction de nouvelles centrales nucléaires. De nouveaux réacteurs plus petits et modulaires ont été proposés, et certains prototypes sont en construction. Du point de vue de l'exploitation du système, les centrales nucléaires fonctionnent en base et sont rarement utilisées pour le réglage, en raison de leurs coûts variables relativement faibles et de leur manque de souplesse, bien que celui-ci dépende fortement de leur conception et ne constitue pas nécessairement une contrainte. Dans les marchés électriques libéralisés, l'écart généralement élevé entre les prix de l'électricité et les coûts variables des centrales nucléaires incite les entreprises à les exploiter en continu à pleine puissance. Cette situation a évolué avec la forte présence, dans de nombreux systèmes, de productions très variables à coût variable nul, telles que le solaire et l'éolien. En l'absence de capacités de stockage importantes et économiquement viables, les centrales peu flexibles s'articulent difficilement avec les productions intermittentes à faible coût.

Dans les réseaux électriques actuels, l'essentiel de la production provient encore des centrales dites conventionnelles décrites précédemment. La part des autres types de centrales augmente toutefois progressivement dans certaines régions et certains pays, et atteint déjà des niveaux très importants dans plusieurs systèmes électriques. Les principaux avantages de ces technologies, éolien, solaire, biomasse, géothermie ou énergie des vagues, sont leurs incidences environnementales limitées et l'utilisation de sources d'énergie renouvelables.

Les parcs éoliens peuvent être équipés d'alternateurs synchrones, comme les autres types de centrales, ou de machines asynchrones, qui admettent de petites variations de vitesse lorsque le couple fluctue, afin de réduire l'usure des équipements. Dans les installations à générateurs asynchrones, des condensateurs sont nécessaires pour fournir la puissance réactive consommée par les machines à induction. Ces installations peuvent être raccordées au réseau directement ou indirectement, par l'intermédiaire d'un redresseur, d'un onduleur et d'un filtre. Le passage par le courant continu permet un fonctionnement à vitesse variable. Cette solution a toutefois un coût et soulève des questions de pertes et de fiabilité, même si l'électronique de puissance permet de commander la puissance réactive produite. Le déploiement de l'éolien en mer devrait entraîner de nouveaux développements de cette technologie.

Les cellules photovoltaïques convertissent directement l'énergie solaire en courant continu, qui peut être stocké dans des batteries ou transformé en courant alternatif et injecté dans le réseau. La production photovoltaïque est pratiquement indispensable dans les zones isolées où l'accès à d'autres sources d'énergie primaire est difficile. Son coût a chuté de manière spectaculaire au cours des deux dernières décennies, et elle constitue déjà la source d'électricité la moins chère à grande échelle dans de nombreuses régions d'Afrique (AIE,

2022 Africa Energy Outlook). Le coût de l'électricité photovoltaïque dépend fortement des économies d'échelle, car il est désormais dominé par les composants périphériques du système, c'est-à-dire tous les éléments autres que les panneaux eux-mêmes, tels que le câblage, les interrupteurs, les onduleurs et les structures de montage.

À l'inverse, les centrales solaires thermodynamiques à concentration utilisent le rayonnement solaire pour chauffer un fluide et produire de l'électricité par un cycle thermodynamique. Plusieurs technologies solaires thermiques existent.

- Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques concentrent le rayonnement solaire sur des tubes et chauffent le fluide caloporteur qui y circule. Celui-ci cède ensuite sa chaleur à un cycle à vapeur dans les centrales exclusivement solaires, ou à divers autres cycles dans les configurations hybrides.
- Les centrales à récepteur central, ou centrales solaires à tour, disposent d'un champ d'héliostats, miroirs suivant le soleil, qui concentrent le rayonnement sur un récepteur situé au sommet d'une tour. La chaleur y est stockée au moyen d'un fluide caloporteur, par exemple du sodium liquide ou des sels fondus, pour être ensuite utilisée dans un cycle de production électrique. Leur principal avantage est de permettre des températures plus élevées que celles des capteurs cylindro-paraboliques.
- La configuration à paraboles solaires est similaire à celle à récepteur central, mais à plus petite échelle : chaque module possède sa propre parabole et son propre récepteur. Ces installations, dont le principal avantage est la modularité, utilisent généralement des cycles Stirling ou des turbines à gaz.

La production à partir de biomasse consiste à obtenir de l'énergie de sources biologiques, telles que les cultures énergétiques, également appelées matières premières de biomasse, les déchets d'élevage ou les résidus forestiers. Elle utilise des ressources disponibles dans presque tous les milieux et se développe dans les zones rurales des pays en développement. Elle repose sur deux approches principales.

- La combustion directe dans des foyers spécifiques produit de la vapeur ensuite utilisée dans un cycle à turbine, comme dans les centrales à vapeur conventionnelles. Cette approche est souvent mise en œuvre en cogénération, décrite au paragraphe suivant.
- Un procédé indirect comprend une conversion thermique ou biologique de la matière organique en gaz ou liquide combustible, généralement utilisé pour alimenter un moteur à combustion interne ou une turbine à gaz accouplés à un générateur électrique.

Enfin, la cogénération, ou production combinée de chaleur et d'électricité (CHP, selon le sigle anglais), repose sur le fait que de nombreuses installations industrielles ont besoin de chaleur pour leurs procédés. Son principe consiste à valoriser industriellement la chaleur excédentaire d'un système de production de vapeur, au lieu de la laisser simplement se dissiper lors du refroidissement du fluide de retour.

Le mix de production

La coexistence d'un large éventail de technologies dans la plupart des pays peut se justifier de plusieurs façons.

La première justification, purement économique, découle de la forme de la courbe de charge. Les coûts fixes d'investissement nécessaires à la construction d'une centrale et les coûts d'exploitation associés à la production varient fortement d'une technologie à l'autre. Les centrales nucléaires, par exemple, exigent des investissements très élevés mais présentent des coûts d'exploitation relativement faibles, du fait du faible coût du combustible, l'uranium, par unité d'énergie produite. Sous cet angle, elles sont attractives pour la partie de la demande présente pendant les 8 760 heures de l'année.

À l'autre extrême, les turbines à gaz présentent les coûts d'exploitation les plus élevés, mais les coûts d'investissement les plus faibles, ainsi qu'une grande flexibilité. Elles sont donc particulièrement intéressantes pour couvrir les pointes de demande, soit un nombre relativement limité d'heures par an, et pour fournir des réserves d'exploitation permettant de faire face aux déséquilibres entre l'offre et la demande en temps réel.

Les centrales à vapeur conventionnelles à combustibles fossiles se situent entre ces deux extrêmes. Les hypothèses des analyses économiques qui justifient la coexistence de différentes technologies comportent évidemment toujours une certaine incertitude, concernant notamment la forme de la demande future, les coûts des combustibles, les conditions d'exploitation propres à chaque centrale, le coût du capital, les décisions réglementaires et, le cas échéant, les prix de marché.

Les considérations politiques et environnementales, autant qu'économiques, pèsent fortement dans le choix d'un mix technologique. Garantir un approvisionnement en combustible aussi indépendant que possible des crises politiques et économiques, qu'elles soient internationales, comme le durcissement des objectifs de décarbonation ou une crise des prix du gaz, ou nationales, comme une grève des mineurs, exige une stratégie de diversification. L'internalisation des coûts environnementaux et les objectifs de durabilité à moyen et long terme s'accompagnent de mesures réglementaires encourageant les technologies moins dommageables pour l'environnement. C'est le cas des sources renouvelables : hydraulique, éolien, solaire, biomasse, géothermie et diverses technologies marines. La plupart présentent des coûts d'investissement élevés, mais des coûts variables faibles ou nuls. Les centrales éoliennes et photovoltaïques ont une production très variable, qui peut être prévue assez précisément mais reste très peu pilotable, sauf pour la réduire.

Aujourd'hui, la majeure partie de l'électricité est produite dans de grandes centrales réparties sur le territoire, souvent loin des principaux centres de consommation. Les centrales sont logiquement implantées à proximité de la source d'énergie : mines et ports pour le charbon, raffineries pour le fioul, terminaux de regazéification et gazoducs pour le gaz, cours d'eau à fort débit ou à forte dénivellation pour l'hydraulique, sites bien dotés en ressources éoliennes ou solaires. Elles se trouvent aussi sur le littoral ou au bord des fleuves, l'eau étant indispensable au refroidissement des grandes centrales à vapeur. On cherche généralement à éloigner les grandes centrales des zones densément peuplées, en raison notamment de la pollution ou de l'opposition sociale aux centrales nucléaires.

Le réseau de transport achemine l'électricité des grandes centrales vers les postes qui alimentent les principaux centres de consommation. La très grande taille des centrales modernes résulte de la diminution des coûts unitaires lorsque leur dimension augmente. Cet effet, appelé économies d'échelle, a favorisé la construction de centrales nucléaires d'une puissance installée atteignant 1 500 MW, ou de centrales à vapeur à charbon ou au

fioul de 500 MW, voire davantage, plus compétitives que des installations plus petites de même technologie. L'apparition du cycle combiné gaz a inversé cette tendance : beaucoup plus modulaires, ces installations peuvent être nettement plus petites tout en restant compétitives. Les bonnes ressources éoliennes et solaires sont souvent éloignées des grands centres de consommation, ce qui nécessite d'importants investissements de réseau. À l'inverse, la production distribuée connaît un essor spectaculaire, avec des unités implantées beaucoup plus près des consommateurs, voire dans leurs propres locaux, soutenues par des mesures réglementaires favorisant la diversification, les économies d'énergie, comme en cogénération, et la réduction des incidences environnementales. Des nœuds traditionnellement consommateurs du réseau de transport peuvent devenir producteurs, de manière permanente ou occasionnelle, lorsque la production distribuée de la zone dépasse la demande locale.

La production dans de grandes centrales exige des investissements particulièrement importants, amortis sur de très longues durées, 25 ou 30 ans, après plusieurs années de construction, cinq, dix, voire davantage pour le nucléaire ou la grande hydraulique. Le risque financier élevé peut être assumé par des entités publiques ou par des investisseurs privés si l'État apporte des garanties suffisantes de recouvrement des coûts d'investissement et d'exploitation par les tarifs réglementés. Le cycle combiné gaz a profondément modifié ce contexte en réduisant sensiblement le risque : ces centrales sont plus flexibles, modulaires et compétitives, plus petites et donc plus rapides à construire. Tous ces facteurs ont grandement facilité l'investissement privé dans de nombreux pays de l'OCDE, à la suite des réformes réglementaires introduisant la concurrence dans le secteur électrique à travers le monde depuis le début des années 1990.

En Afrique, la capacité totale de production installée est de 245 GW, dont 56 MW de production renouvelable[14], soit une augmentation d'environ 50 % depuis 2015. Une croissance plus rapide est toutefois nécessaire pour satisfaire les besoins énergétiques du continent, comme l'ont montré les figures 4 et 5. Actuellement, plus de 75 % de l'électricité africaine provient de combustibles fossiles, principalement de groupes diesel de secours ou de groupes à essence (figure 13). L'Afrique possède 60 % des meilleures ressources solaires mondiales, mais seulement 1 % de la capacité photovoltaïque installée. La source renouvelable ayant connu la croissance la plus impressionnante ces dernières années est l'éolien : le rapport The Status of Wind in Africa recense 83 parcs en service sur le continent, fournissant 9 GW de puissance propre. Dans la plupart des pays, les cycles combinés gaz, l'éolien et, plus récemment, le solaire représentent la quasi-totalité des nouvelles centrales.

[14] Annual Development Effectiveness Review 2023 / Chapter 1: Light up and power Africa. http://www.afdb.org/sites/default/files/news_documents/ader_2023_-_chapter_1.pdf

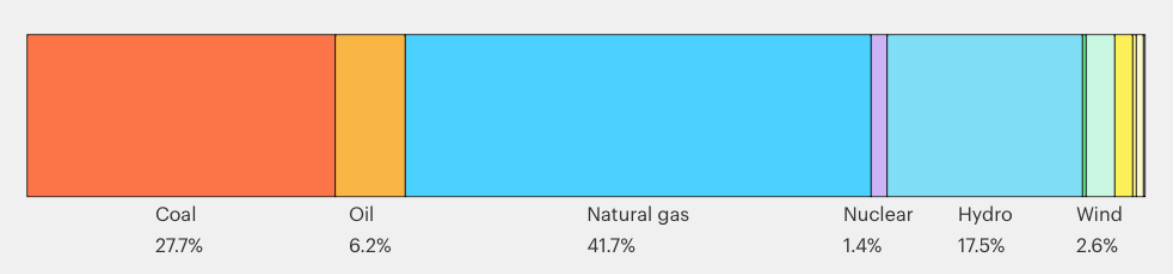


Figure 13. Mix de production électrique en Afrique (2021). Source : AIE. https://www.iea.org/regions/africa

Clé de lecture : coal : charbon ; oil : pétrole ; natural gas : gaz naturel ; nuclear : nucléaire ; hydro : hydraulique ; wind : éolien.

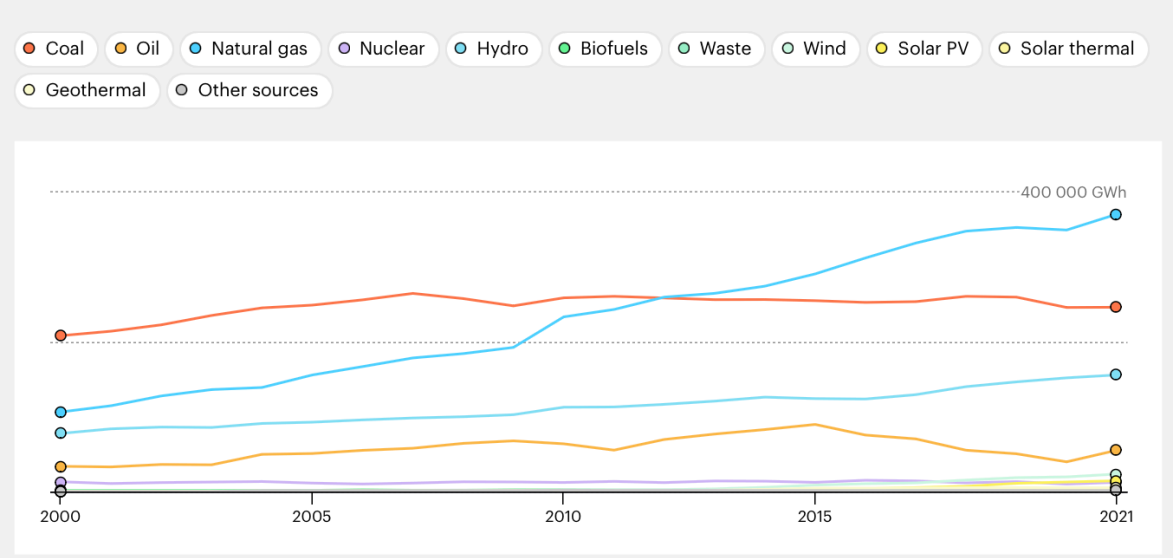


Figure 14. Évolution des sources de production électrique en Afrique depuis 2000. Source : AIE. https://www.iea.org/regions/africa

Clé de lecture : coal : charbon ; oil : pétrole ; natural gas : gaz naturel ; hydro : hydraulique ; biofuels : biocombustibles ; waste : déchets ; wind : éolien ; solar PV : solaire photovoltaïque ; solar thermal : solaire thermique ; geothermal : géothermie ; other sources : autres sources. Abscisse : années ; ordonnée : production d'électricité.

La production totale d'électricité en Afrique s'élevait à 890 TWh en 2021, soit 3,1 % du total mondial. Les systèmes électriques africains restent largement sous-développés à l'échelle de la production et du transport : seuls 13 pays disposent de systèmes de plus de 1 GW, tandis que 27 ont des systèmes raccordés au réseau de moins de 500 MW et 14 des systèmes de moins de 100 MW.

Le premier producteur d'électricité d'Afrique subsaharienne, l'Afrique du Sud, traverse une crise d'approvisionnement. De nombreuses centrales existantes arrivent en fin de vie ou souffrent d'un manque de maintenance et de pannes excessives. Dans le reste de l'Afrique subsaharienne, la capacité installée demeure relativement faible. Après l'Afrique du Sud, avec 58 095 MW, les pays ayant les capacités installées les plus élevées sont le Nigeria avec 12 522 MW, dont seulement environ 3 000 MW sont mobilisables la plupart des jours, le Ghana avec 5 300 MW, l'Éthiopie avec 4 965,5 MW, le Kenya avec 2 819 MW, la RDC avec 2 844 MW, le Zimbabwe avec 2 185 MW, le Botswana avec 890 MW

et le Sénégal avec 1 555 MW. À l'autre extrémité, le Tchad dispose de 314 MW de capacité installée, le Rwanda de 235,6 MW, et le Soudan du Sud produit 120 MW.

3.3. Transport

Le réseau de transport relie les grands centres de production géographiquement dispersés aux pôles de demande, généralement situés près des villes et des zones industrielles, en maintenant le système entièrement interconnecté et en fonctionnement synchrone.

Le transport à longue distance de grandes puissances nécessite des tensions élevées pour réduire les courants, et donc la section des conducteurs, les chutes de tension et les pertes ohmiques dans les lignes.

Le réseau de transport est l'ossature du système électrique et en interconnecte tous les pôles. Son rôle essentiel dans l'équilibre dynamique entre production et consommation explique sa structure généralement maillée, dans laquelle chaque poste est soutenu par tous les autres afin de prévenir les conséquences des défaillances éventuelles. Idéalement, le système devrait fonctionner comme si toute la production et toute la demande étaient raccordées à un seul jeu de barres ou nœud du réseau. Il est équipé de dispositifs sophistiqués de mesure, de protection et de commande afin que les défauts, courts-circuits, foudre, erreurs de répartition de la production ou défaillances d'équipements, ne compromettent pas le fonctionnement global.

Le réseau de transport a acquis une importance particulière dans le nouveau contexte réglementaire favorable à la concurrence, car il rend possible le marché de gros et constitue le lieu de rencontre des acteurs, comme nous le verrons. L'augmentation de sa capacité et le développement des interconnexions entre réseaux, à l'intérieur des pays et au-delà de leurs frontières, ont ouvert la voie à des marchés électriques régionaux ou internationaux.

En Afrique, les investissements dans les infrastructures de transport électrique ont principalement reposé sur des financements publics, et cette tendance se poursuit. Selon des indicateurs clés comme le nombre de kilomètres de lignes par habitant, les pays d'Afrique subsaharienne, à l'exception de l'Afrique du Sud, figurent parmi les moins bien dotés au monde. Par exemple, le Brésil possède davantage de kilomètres de lignes de transport que l'ensemble du continent africain. Des améliorations sont donc urgentes, notamment en favorisant les interconnexions transfrontalières et la participation d'investisseurs privés.

Lignes électriques

Les lignes de transport sont constituées de conducteurs en aluminium à âme d'acier, soutenus par des pylônes. Leur conception repose sur des considérations à la fois mécaniques et électriques. Les pylônes doivent être suffisamment solides pour supporter le poids des conducteurs tout en respectant les distances minimales de sécurité entre ceux-ci, ainsi qu'entre les conducteurs, le pylône et le sol, distances imposées par la tension. Les conducteurs sont fixés aux pylônes par des chaînes d'isolateurs très visibles. Chaque isolateur supportant une tension de 12 à 18 kV, une ligne typique à 400 kV peut nécessiter une chaîne de 20 à 25 éléments. Il arrive que deux lignes suivent un tracé parallèle sur les mêmes pylônes : on parle alors de double circuit, dont la figure 15 donne un exemple.

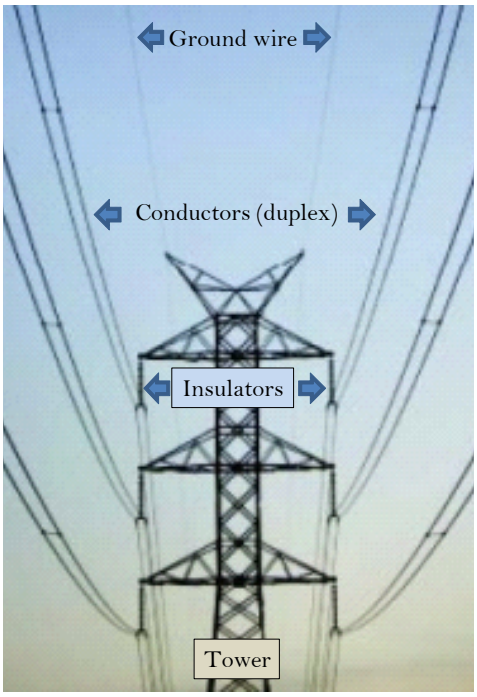


Figure 15. Ligne à double circuit.

Clé de lecture : ground wire : câble de garde ; insulators : isolateurs ; conductors (duplex) : conducteurs en faisceaux duplex ; tower : pylône.

Sur le plan électrique, la section des conducteurs détermine le courant maximal qu'ils peuvent transporter et, par conséquent, la capacité de la ligne. Plus le courant est élevé, plus les pertes d'énergie par effet Joule sont importantes. L'élévation de température provoque une dilatation et un allongement des conducteurs, réduisant leur distance au sol et augmentant le risque d'amorçage électrique.

Pour réduire les décharges dites par effet couronne, rupture du pouvoir isolant de l'air autour des conducteurs sous l'effet de champs électriques intenses, qui provoque des pertes et des perturbations électromagnétiques pouvant affecter les communications, chaque phase est généralement divisée en deux, trois ou davantage de conducteurs, formant notamment des faisceaux duplex ou triplex.

L'inductance, l'un des principaux paramètres d'une ligne, dépend largement de la disposition géométrique relative des trois phases sur le pylône. Les lignes présentent aussi un effet capacitif entre conducteurs et avec la terre, qui détermine leur capacité électrique par rapport à celle-ci. L'effet inductif prédomine lorsque les lignes sont fortement chargées : elles consomment alors de l'énergie réactive. À faible charge, généralement la nuit, l'effet capacitif domine et les lignes produisent de l'énergie réactive.

Certaines lignes de transport sont souterraines, surtout en milieu urbain, où les tensions sont plus faibles, et seulement rarement à très haute tension. Les liaisons souterraines à haute tension nécessitent des câbles relativement coûteux, car la très faible distance entre le conducteur et la terre impose une isolation renforcée. Leur effet capacitif est beaucoup plus prononcé que celui des lignes aériennes. Des câbles sous-marins relient les systèmes électriques insulaires au continent, ainsi que d'autres systèmes séparés par des étendues d'eau de distance modérée.

Dans un système maillé comme le réseau de transport, les flux d'énergie se répartissent entre les lignes selon leurs impédances, conformément aux lois de Kirchhoff. Les longues distances et les fortes puissances transportées peuvent réduire l'aptitude du réseau à maintenir le fonctionnement du système et favoriser des instabilités nuisibles à l'équilibre dynamique entre production et demande. La capacité de transport peut ainsi être limitée à une valeur inférieure à la limite thermique naturelle des lignes.

Dans certains cas, le courant continu est utilisé plutôt que le courant alternatif. Il nécessite, aux deux extrémités de la ligne, des stations de conversion coûteuses faisant appel à l'électronique de puissance pour le raccordement au système alternatif dominant. Toute modification nécessaire du niveau de tension exige également des dispositifs électroniques coûteux, car un transformateur classique ne fonctionne pas en courant continu. Cette technologie offre toutefois plusieurs avantages : absence de flux de puissance réactive, capacité de transport plus élevée, pertes et chutes de tension plus faibles à tension et section de conducteurs identiques, maîtrise du flux, absence de dépendance à la fréquence et réduction des problèmes de stabilité. Elle est donc devenue la solution privilégiée dans certaines applications :

- Lignes à longue distance. Le courant continu peut réduire le coût global, car le prix des stations de conversion peut être largement compensé par une capacité de transport accrue et par l'économie des dispositifs supplémentaires nécessaires pour maîtriser les problèmes de stabilité des longues liaisons alternatives. Plus la distance augmente, plus la part des stations de conversion dans le coût total diminue.
- Câbles sous-marins et câbles souterrains de moyenne distance. La configuration des câbles sous-marins, dont les conducteurs doivent être isolés de l'eau environnante, et, dans une moindre mesure, celle des câbles souterrains, produit un effet capacitif extrêmement important. Il en résulte une forte production de puissance réactive et un courant associé élevé, qui réduisent sensiblement la capacité de transport disponible. Le courant continu élimine les problèmes liés à la puissance réactive. Seules de courtes distances, comme le détroit de Gibraltar, se prêtent aux câbles sous-marins en courant alternatif.
- Interconnexions entre systèmes présentant des niveaux de sécurité très différents. Une interconnexion alternative expose conjointement les deux systèmes aux perturbations survenant de part et d'autre. Une liaison continue permet de les découpler du point de vue de la sécurité.
- Interconnexions entre systèmes de fréquences différentes. Une interconnexion en courant alternatif n'est pas techniquement réalisable entre deux systèmes fonctionnant à des fréquences différentes, par exemple l'Uruguay à 50 Hz et le Brésil à 60 Hz.

Comme indiqué précédemment, les considérations environnementales rendent de plus en plus difficiles l'extension et le renforcement du réseau de transport, d'où la nécessité croissante d'optimiser l'utilisation des installations existantes. C'est un défi important, car cela implique de réduire les marges de sécurité et de perfectionner les logiques de protection, de mesure et de commande. Les progrès de l'électronique de puissance ont permis l'apparition de dispositifs destinés à augmenter la capacité effective des lignes et à

orienter les courants vers les lignes les moins chargées. Ces dispositifs sont appelés systèmes flexibles de transport à courant alternatif, ou FACTS.

Postes électriques

Les postes, deuxième composante fondamentale du réseau de transport, remplissent trois fonctions principales. Ils constituent les nœuds d'interconnexion des lignes, les points de transformation alimentant les réseaux de distribution jusqu'aux consommateurs, et les lieux d'implantation des équipements de mesure, de protection, de coupure et de manœuvre du système.

En général, plusieurs lignes à haute tension arrivent au poste, qui abaisse la tension et répartit le courant sur des départs de transport ou de distribution à tension plus faible. À l'inverse, les postes des centrales reçoivent la puissance produite, élèvent sa tension et l'injectent dans le réseau de transport.

Matériellement, un poste s'organise autour de barres conductrices épaisses auxquelles sont raccordées les différentes lignes. Les disjoncteurs, dispositifs d'ouverture et de fermeture, assurent les connexions et déconnexions nécessaires aux manœuvres, aux changements de configuration ou à l'isolement de lignes ou d'autres éléments en défaut.

Il existe une grande variété de configurations de postes. Le nombre et la disposition des jeux de barres, simples, sectionnés, doubles, triples ou en anneau, avec ou sans barres de transfert, ainsi que le nombre de disjoncteurs et d'organes de manœuvre par arrivée ou départ, déterminent la configuration. Multiplier ces dispositifs augmente le coût du poste mais améliore la sécurité, en évitant notamment des coupures momentanées en aval lors de simples manœuvres de raccordement.

L'équipement le plus représentatif des postes est le transformateur de puissance, qui élève ou abaisse la tension. La transformation s'effectue par voie électromagnétique entre deux ensembles de bobines, l'un à haute tension et l'autre à basse tension, enroulés autour d'un noyau ferromagnétique. L'ensemble est immergé dans une cuve d'huile afin d'assurer une isolation optimale des conducteurs. Ces équipements sont très volumineux, coûteux, lourds et performants, et présentent un très faible taux de défaillance.

De nombreux transformateurs de puissance participent au réglage de la tension du système. Leurs enroulements comportent des prises permettant de modifier légèrement le rapport de transformation, donc l'élévation ou l'abaissement de tension. Certains permettent ce réglage en fonctionnement, d'autres non. La photographie de la figure 16 montre plusieurs transformateurs de poste.



Figure 16. Transformateurs de tension d'un poste électrique.

Les autres composants des postes comprennent les appareils de coupure et de manœuvre. Comme indiqué précédemment, les postes sont les nœuds d'interconnexion où les liaisons entre éléments sont établies ou interrompues. Cette fonction, normale et prévisible en exploitation courante, devient cruciale lors d'une défaillance. Le système doit être protégé contre les courts-circuits dans les lignes ou les jeux de barres, car ils entraînent des courants très élevés pouvant endommager les conducteurs et les équipements. Le défaut doit être éliminé, c'est-à-dire la surintensité interrompue, au plus vite, puis isolé pour permettre la réparation du composant endommagé ; sinon, l'ensemble du système peut être menacé.

Les appareils de coupure les plus sophistiqués sont les disjoncteurs automatiques, capables d'ouvrir un circuit en présence de surintensités. Les protections détectent celles-ci et déterminent, selon une logique appropriée, les lignes à ouvrir pour éliminer le défaut. De nombreux types ont été conçus, depuis les disjoncteurs à air comprimé ou à soufflage magnétique pour les faibles puissances et tensions jusqu'aux appareils à huile ou à hexafluorure de soufre (SF6) pour les très hautes tensions et fortes puissances. Une caractéristique particulière de ces mécanismes est leur aptitude à ouvrir deux fois de suite à très bref intervalle. De nombreux défauts étant fugitifs, leur cause disparaissant spontanément, par exemple lorsqu'un contact parasite est supprimé ou brûlé par le courant, le système tente généralement un réenclenchement automatique au cas où la cause aurait disparu. Sinon, le disjoncteur s'ouvre à nouveau. Sa conception ne permet toutefois pas de déterminer son état, ouvert ou fermé, par une simple inspection visuelle.

Une fois le défaut éliminé et identifié, la zone endommagée doit être isolée électriquement pour remettre en service les autres éléments initialement coupés par le disjoncteur. Cette opération est réalisée par des sectionneurs locaux, destinés à ouvrir ou fermer une liaison lorsque le courant est négligeable. Leur fonction n'est donc pas d'interrompre le courant, mais d'isoler de manière visible une portion de ligne, un appareil, une machine, un jeu de barres ou tout autre élément, afin de permettre sa réparation ou sa maintenance avec l'assurance qu'il est hors tension. L'opérateur ouvre manuellement le circuit après avoir

vérifié le bon fonctionnement du disjoncteur et la mise hors tension de toute la zone concernée. Plusieurs types de sectionneurs peuvent être utilisés : rotatifs, coulissants, à colonne rotative ou pantographes.

Enfin, les interrupteurs utilisés pour les manœuvres du réseau ont un pouvoir de coupure de l'ordre du courant nominal du circuit ou de la ligne qu'ils doivent ouvrir ou fermer. Ils ne sont donc pas destinés à couper un courant de court-circuit. Les interrupteurs à coupure dans l'air, les interrupteurs automatiques à air, les disjoncteurs automatiques à gaz, les interrupteurs à soufflage magnétique, à huile ou à hexafluorure figurent parmi les dispositifs de protection employés à cette fin.

Certains postes sont aujourd'hui entièrement isolés à l'hexafluorure de soufre. Bien que plus coûteuse, cette disposition réduit considérablement les distances entre jeux de barres, conducteurs et câbles, ce qui est particulièrement intéressant en milieu urbain, où l'espace est cher. Ces postes offrent en outre une très grande sécurité. La plupart sont installés en souterrain.

3.4. Distribution

Distribution raccordée au réseau

Depuis les postes, des réseaux de tension plus faible se ramifient dans de multiples directions à partir du réseau à haute tension pour acheminer l'électricité jusque dans les zones les plus reculées. La structure de cet ensemble, appelé globalement réseau de distribution, diffère fortement de celle du réseau de transport.

Le niveau supérieur ou régional, qui appartient en réalité au réseau de transport, présente une configuration maillée ouverte ou en boucle et fonctionne à des tensions un peu plus basses, mais encore très élevées, généralement 132, 66 et 45 kV. Les postes qu'il alimente abaissent la tension à 20, 15 ou 6,6 kV et répartissent la puissance vers le réseau de distribution proprement dit, qui dessert les consommateurs finaux.

La structure de ce réseau moyenne tension peut varier, mais son exploitation est toujours radiale. Les postes comportent normalement des disjoncteurs protégeant les départs, c'est-à-dire les lignes qui alimentent d'autres postes de transformation où la tension est encore abaissée pour la desserte en basse tension. Les lignes basse tension, à 400, 230, 130 ou 110 V selon le pays, alimentent les ménages, les grossistes, les commerces et les usagers similaires. Les consommateurs sont raccordés au niveau de tension correspondant le mieux à l'importance de leur consommation.

Dans les zones urbaines, où de fortes densités de charge se concentrent sur de petites superficies, les réseaux de distribution sont généralement souterrains. Si la pose et la réparation de câbles souterrains sont plus coûteuses, les distances sont bien plus courtes que dans les réseaux ruraux. Les réseaux urbains ont habituellement une structure maillée pour accroître leur fiabilité, mais ils sont le plus souvent exploités radialement, avec des disjoncteurs normalement ouverts pour faciliter la conduite et réduire les courants de court-circuit éventuels. Leur fiabilité est généralement élevée grâce aux courtes distances, à l'enfouissement et au maillage qui assure une redondance.

Dans les zones rurales, les réseaux de distribution sont généralement radiaux et constitués de lignes aériennes moins coûteuses, car la densité de charge est faible et l'espace disponible ne pose pas de problème. L'alimentation de chaque charge est moins redondante et la fiabilité généralement inférieure à celle des réseaux urbains. Elle diminue notamment avec la distance au poste. Les réseaux ruraux sont donc parfois conçus pour permettre une alimentation de secours en aval en cas de défaillance. Les problèmes de chute de tension y sont résolus au moyen de prises de réglage sur les transformateurs et de batteries de condensateurs fournissant de la puissance réactive.

Les réseaux de distribution, composés de milliers de kilomètres de conducteurs, subissent davantage de défaillances que le réseau de transport et présentent une moindre redondance ; la plupart des coupures affectant le consommateur final y trouvent donc leur origine. En additionnant investissement, exploitation et maintenance, la distribution représente une part importante du coût total du système, généralement plusieurs fois supérieure à celle du transport.

La performance globale des entreprises d'électricité en Afrique, notamment dans la distribution, est suivie par le Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP) du Groupe de la Banque mondiale dans le cadre du programme « Utility Performance and Behavior in Africa Today » (UPBEAT)[15], afin de mieux comprendre leur situation financière et opérationnelle ainsi que leurs pratiques de transparence et de redevabilité. La performance opérationnelle a déjà été abordée dans les sections sur la qualité de service, pour la fiabilité, et sur les pertes de réseau, pour l'efficacité énergétique. UPBEAT conclut que la situation financière de la plupart des entreprises est précaire, avec un écart croissant entre leurs coûts d'exploitation et de service de la dette et leurs recettes tarifaires. Environ une entreprise sur trois couvre ses coûts d'exploitation et son service de la dette ; hors subventions, cette proportion tombe à une sur quatre. Sur les 27 entreprises qui couvrent ces coûts, 8 ont besoin de subventions d'exploitation pour y parvenir. Sur les 45 qui ne les couvrent pas, 35 restent dans cette situation même en incluant les subventions. Ces entreprises sont déficitaires et beaucoup ont des fonds propres négatifs. La plupart disposent d'importantes marges d'amélioration dans la transparence de leurs rapports et dans leur communication avec les clients et les parties prenantes.

Distribution hors réseau

Plus de 80 % des Africains privés d'électricité vivent aujourd'hui en zone rurale. Il est largement reconnu que le rythme actuel d'électrification est beaucoup trop lent pour atteindre l'accès universel en 2030, conformément à l'ODD 7. Sans mesures supplémentaires, 565 millions de personnes resteront sans accès à l'électricité en 2030[16], avec des perspectives très différentes selon les pays.

---

[15] https://blogs.worldbank.org/en/energy/new-tool-measure-and-help-improve-performance-africas-electric-utilities-upbeat-data

[16] Agence internationale de l'énergie (AIE), « Africa Energy Outlook », 2022. https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022

De nombreux pays, en Afrique et ailleurs, ont élaboré des plans géospatiaux d'électrification reposant sur des analyses technico-économiques rigoureuses, qui décrivent très précisément la trajectoire de moindre coût vers l'accès universel, pour des niveaux prédéfinis de demande et de fiabilité.[17] La plupart montrent que la solution optimale consiste généralement à alimenter une partie des clients[18] par extension du réseau principal, tandis que les autres doivent être raccordés à des mini-réseaux ou desservis par des systèmes autonomes.

Pour l'Afrique subsaharienne, on estime que plus de 200 000 mini-réseaux seront nécessaires pour desservir environ 32 % des personnes accédant à l'électricité d'ici à 2030, en supposant l'accès universel atteint, pour un coût d'environ 127 milliards (10^9) de dollars des États-Unis.[19] En général, les mini-réseaux constituent la solution la moins coûteuse pour des regroupements de population combinant une faible demande potentielle agrégée et un éloignement suffisant du réseau de distribution existant. Même pour des populations proches du réseau ou déjà raccordées, ils peuvent être la seule solution praticable lorsque le distributeur en place ne dispose ni des moyens ni des incitations nécessaires pour raccorder de nouveaux clients et assurer une alimentation fiable.

La valeur ajoutée des mini-réseaux ne doit pas être sous-estimée. Ils peuvent être déployés rapidement, presque partout. Bien conçus, ils peuvent être intégrés au réseau principal si celui-ci arrive dans leur zone. Ils peuvent fournir une électricité fiable 24 heures sur 24, pour les usages résidentiels mais aussi productifs et collectifs. Leurs développeurs sont généralement plus enclins que les distributeurs en place à travailler avec les clients finaux pour accroître la demande productive et collective, car leurs revenus dépendent étroitement du volume de demande et de la situation économique de leurs clients.

Par ailleurs, le secteur des systèmes solaires autonomes hors réseau (OGS, selon le sigle anglais) est de plus en plus reconnu comme essentiel pour assurer l'accès mondial à l'énergie. Ces équipements peuvent être déployés plus rapidement que les réseaux principaux, desservir de petites charges dispersées à moindre coût et fournir une alimentation de secours aux clients mal desservis par le réseau. Le nombre croissant de pays qui les ont intégrés, et continuent de les intégrer, à leurs plans d'électrification en témoigne.

Selon les modélisations géospatiales de moindre coût des scénarios d'accès universel, les systèmes OGS devraient assurer 41 % des besoins d'accès à l'électricité à l'horizon 2030.

---

[17] Ibid. Voir également le MIT/Comillas Universal Energy Access Lab, https://universalaccess.mit.edu/#/main, pour l'approche de planification de l'électrification.

[18] Le terme « clients » est employé plutôt que le terme plus courant de « consommateurs », car un nombre rapidement croissant d'acteurs raccordés au réseau peuvent produire et stocker de l'énergie, en plus d'en consommer.

[19] Agence internationale de l'énergie (AIE), « Africa Energy Outlook », 2022, https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022, ainsi que Mattson, B., Sinha, M. et Brent, W., « Scaling solar hybrid minigrids: An industry roadmap », 2022. Husk Power. https://huskpowersystems.com/new-roadmap-says-minigrid-industry-needs-10-companies-with-10-times-current-scale-to-achieve-universal-energy-access-and-sdg7-2/

Dans certaines régions, comme l'Afrique centrale, ils devraient constituer la solution de moindre coût pour 81 % des nouveaux accès entre 2020 et 2025, les infrastructures de réseau étant peu développées et peu susceptibles de croître suffisamment vite dans les prochaines années.[20]

Bien que les investissements publics et privés dans les systèmes OGS indiquent certains progrès dans le financement de ce secteur essentiel, ils restent très inférieurs aux montants considérables nécessaires pour élargir l'accès à l'électricité, en particulier pour atteindre l'ODD 7. Les besoins de financement du secteur sont estimés à près de 26 milliards de dollars.[21] Les circuits de financement ne comblent pas assez rapidement les déficits de financement du marché OGS, principalement en raison d'un décalage entre la structure des instruments et les modèles économiques des entreprises du secteur.

Il est souhaitable qu'une part importante des financements nécessaires provienne d'investisseurs privés, également impliqués dans le service aux clients. Cela ne sera possible que si les modèles économiques des systèmes solaires hors réseau sont financièrement viables et peuvent le rester durablement. Il est en outre essentiel que ces modèles puissent changer d'échelle jusqu'au niveau requis, tant en matière de financement que de capacités techniques et de gestion des entreprises, pour déployer tous les systèmes identifiés dans les plans intégrés d'électrification.

Les entreprises solaires hors réseau rencontrent des obstacles que pourrait atténuer un cadre réglementaire plus approprié. Avec les bonnes mesures, ces systèmes pourraient remplacer la plupart des groupes diesel de secours existants. Sans un cadre de régulation solide, capable d'attirer les investissements nécessaires et prenant également en compte les autres modes d'électrification, les entreprises ne peuvent atteindre toutes les populations qu'elles devraient desservir ni fournir un service véritablement durable.

4. GESTION DES SYSTEMES ELECTRIQUES

La gestion des systèmes électriques est une tâche extrêmement complexe, du fait de son ampleur et de la diversité des facteurs techniques, économiques, réglementaires, sociaux, entrepreneuriaux et environnementaux qu'elle recouvre. Elle comprend globalement la planification des investissements et l'exploitation du système, toutes deux étroitement conditionnées par ses caractéristiques technologiques.

La planification et l'exploitation résultent d'une chaîne complexe de décisions. Le premier maillon concerne les besoins de long terme : expansion des capacités et contrats de combustible à long terme ; le deuxième, la planification à moyen terme : gestion hydraulique, programmation de la maintenance et contrats de combustible à plus court

[20] Lighting Global/ESMAP, GOGLA, Efficiency for Access, Open Capital Advisors (2022), Off-Grid Solar Market Trends Report 2022: State of the Sector. https://www.esmap.org/Off-grid_Solar_Market_Trends_Report_2022

[21] ESMAP. 2020. Funding the Sun: New Paradigms for Financing Off-Grid Solar Companies. Washington, DC : Banque mondiale. https://documents1.worldbank.org/curated/en/447971581689878643/pdf/Funding-the-Sun-New-Paradigms-for-Financing-Off-Grid-Solar-Companies.pdf

terme ; le troisième, la programmation des groupes à court terme : mise en service des unités et capacité de réserve opérationnelle ; le quatrième, l'exploitation effective : répartition de la production, réglage de la fréquence et réponse aux situations d'urgence éventuelles. Ce processus s'appuie sur des modèles informatiques alimentés par des systèmes très sophistiqués d'acquisition de données et de communication. Les moyens de calcul actuels permettent, par exemple, de déterminer précisément le coût marginal de satisfaction de la demande, c'est-à-dire celui d'un kWh supplémentaire, en chaque point du système et à chaque instant, en tenant compte de cette chaîne de décisions.

Les décisions relatives à l'expansion et à l'exploitation doivent être guidées par l'efficacité économique, afin de minimiser le coût d'une alimentation de qualité acceptable pour les consommateurs finaux. Les considérations techniques doivent toutefois être prises en compte en permanence pour garantir la faisabilité matérielle de l'approvisionnement, ce qui est probablement plus crucial dans cette industrie que dans toute autre, compte tenu de ses particularités. Comme nous le verrons, leur importance augmente à mesure que le délai entre la décision et sa mise en œuvre se raccourcit jusqu'au temps réel, où la distinction entre facteurs économiques et techniques s'estompe et ne peut plus être clairement tracée.

Compte tenu de l'ampleur, des dimensions et de la complexité du problème, toute la chaîne de décisions doit être rationalisée et organisée. On y parvient en hiérarchisant chronologiquement les fonctions d'expansion et d'exploitation. Pour les décisions à long terme, par exemple, où l'incertitude et les critères économiques pèsent lourd, une représentation approximative du comportement technique suffit. Ces décisions orientent successivement celles de plus court terme, dans lesquelles les caractéristiques techniques prennent davantage de poids, jusqu'à l'exploitation en temps réel, où la dynamique doit être analysée en détail, milliseconde par milliseconde[22].

Le critère qui sous-tend l'ensemble du processus est la maximisation du bien-être collectif associé à la production et à la consommation d'électricité. Il comporte deux préoccupations fondamentales. La première est de minimiser toute la chaîne des coûts du service, investissement et exploitation compris. Toutefois, un service bon marché n'est pas le seul critère d'utilité collective : sa qualité doit aussi être satisfaisante. Pour les usagers industriels comme résidentiels, un service peu coûteux mais constamment interrompu aurait une faible utilité. De nombreuses incertitudes, précipitations, croissance effective de la demande, défaillances de production, de transport ou de distribution, ou absence de vent ou de soleil, empêchent de garantir une alimentation sans coupure dans les situations futures. Il subsistera toujours une probabilité de ne pas satisfaire toute la demande à tout instant, ce qui constitue une mesure de la fiabilité du système. Il est tout aussi clair que cette probabilité peut être réduite par des investissements supplémentaires et une exploitation plus prudente. Une fiabilité accrue entraîne des coûts plus élevés.

[22] La présence massive, anticipée et parfois déjà effective, de production intermittente, de participation active de la demande, de véhicules électriques ou de stockage distribué accroît sensiblement l'incidence du comportement à court terme du système électrique sur la planification de l'expansion des capacités. Les recherches en cours visent à intégrer des capacités de modélisation à court terme dans la planification de l'expansion des capacités à long terme ou dans l'analyse stratégique.

Le premier critère, la minimisation des coûts, doit donc être nuancé pour intégrer le second, qui reflète la fiabilité. Plusieurs méthodes permettent de l'inclure dans la décision. L'une consiste à fixer un seuil minimal de fiabilité, fondé sur l'expérience et sur la perception sociale de cette notion, mesuré par la probabilité d'interruption de l'alimentation ou par un indicateur similaire. Une méthode mieux fondée consiste à quantifier le préjudice financier des interruptions à partir de l'utilité des consommateurs. Intégrer ce facteur comme un coût supplémentaire dans la minimisation revient à maximiser l'utilité collective du service. La difficulté intrinsèque de cette seconde approche est de quantifier une « utilité » qui varie d'un consommateur ou d'une personne à l'autre et ne peut être mesurée sans ambiguïté, même si des efforts ont été réalisés au moyen d'enquêtes systématiques spécialement conçues à cet effet.

La fiabilité intervient dans l'ensemble du processus de décision, du long au court terme. Les interruptions peuvent résulter de problèmes d'investissement : capacité installée insuffisante pour satisfaire la demande, croissance de celle-ci plus forte que prévu, conditions hydrologiques particulièrement défavorables, capacité de transport insuffisante ou retard dans les nouveaux investissements. Elles peuvent aussi provenir d'inefficacités d'exploitation, comme une mauvaise gestion des réservoirs, l'impossibilité de répondre immédiatement à la défaillance de groupes ou de lignes faute de réserves, ou des problèmes de stabilité en temps réel. Dans presque toutes les situations décisionnelles examinées ci-dessous, il faut donc arbitrer entre coût et fiabilité. Le terme « adéquation » désigne généralement la fiabilité à long terme, tandis que la « sécurité » se rapporte à l'exploitation à court terme.

Il n'existe pas de méthode universelle pour organiser la planification et l'exploitation des systèmes électriques. Résoudre un problème aussi complexe suppose presque toujours de le décomposer en éléments plus simples, et toutes les approches adoptées jusqu'ici reposent, sous une forme ou une autre, sur une décomposition hiérarchique par horizon temporel. Les décisions sont classées selon leur échéance et les fonctions correspondantes organisées en conséquence. Le niveau supérieur comprend les décisions de plus long terme, généralement stratégiques. Les solutions retenues sont transmises aux niveaux inférieurs, dont elles délimitent le champ d'action. À mesure que l'on descend vers le temps réel, la solution optimale doit être recherchée dans les limites imposées par le problème et par les orientations des niveaux supérieurs. Cette structure, présentée ici de façon abstraite, est détaillée ci-dessous[23].

4.1. Deux modèles de gestion des systèmes électriques : planification centralisée et approche décentralisée fondée sur le marché

Toutes les fonctions décrites doivent s'inscrire dans le contexte juridique et réglementaire de chaque pays, qui détermine leurs modalités d'exécution et l'identité des décideurs. Compte tenu des profondes réformes du secteur électrique dans une grande partie du monde, toute description de son environnement économique doit couvrir à la fois le

[23] Comme indiqué précédemment, cette conception classique est de plus en plus remise en question par les nouvelles évolutions des systèmes électriques : production distribuée, participation active de la demande, stockage distribué ou véhicules électriques.

modèle traditionnel, encore présent dans de nombreux pays, et les situations plus libéralisées. Chaque pays organise son système selon ses caractéristiques propres, mais on peut distinguer deux grandes approches réglementaires visant à maximiser le bien-être collectif. Elles sont désignées par des termes variés : traditionnelle ou libéralisée, centralisée ou décentralisée, à planification centralisée ou orientée vers le libre marché, réglementée ou déréglementée[24], entre autres.

Pour donner une première idée de la manière dont les décisions se prennent dans un système électrique et dépendent du régime réglementaire, les sections suivantes partiront de l'hypothèse générale d'un décideur unique au sein d'une entreprise verticalement intégrée, dans le cadre traditionnel d'un monopole réglementé rémunéré au coût du service : l'approche traditionnelle à gestion centralisée. À la fin de chaque section seront ensuite présentées succinctement les principales différences introduites par la restructuration et la libéralisation dans les décisions des entreprises : l'approche décentralisée fondée sur le marché.

Commençons par décrire brièvement les principales caractéristiques générales de ces deux approches.

L'approche traditionnelle à gestion centralisée

Dans le cadre traditionnel, les entreprises d'électricité bénéficient de concessions territoriales où elles fournissent l'électricité en situation de monopole réglementé. Elles sont verticalement intégrées, c'est-à-dire qu'elles possèdent et exploitent l'ensemble des actifs de production et de réseau sur leur territoire ; elles sont tenues de satisfaire toute demande des consommateurs de leur zone et planifient et réalisent l'expansion des capacités de production et de réseau conformément aux orientations et autorisations de l'autorité de régulation. La planification centralisée de l'exploitation et des investissements doit rechercher la minimisation des coûts, y compris, en principe, ceux subis par les consommateurs en cas de coupure, ainsi qu'un niveau satisfaisant de fiabilité et d'incidences environnementales. Les planificateurs ou les opérateurs de système imposent parfois des contraintes de fiabilité. Ces entreprises peuvent conclure volontairement des accords d'échange avec leurs voisines. Dans de nombreux pays, une seule entreprise publique a assuré toute la demande du territoire national[25].

Dans ce modèle, les consommateurs sont obligatoirement rattachés à l'entreprise desservant leur zone. Faute de pouvoir choisir leur fournisseur, ils sont protégés par le régulateur, qui peut fixer des normes minimales de qualité de service et détermine

[24] Le terme « déréglementé » est impropre, car les systèmes électriques restructurés et libéralisés sont généralement soumis à une réglementation très détaillée et complexe. Le changement réglementaire intervenu dans le secteur électrique de nombreux pays au cours des trois dernières décennies relève davantage d'une restructuration et d'une nouvelle réglementation que d'une déréglementation. Le terme « déréglementation » désigne ici l'abandon des monopoles fortement réglementés caractéristiques de la régulation traditionnelle.

[25] En Europe, par exemple, avant le processus de libéralisation des années 1990, la plupart des grands pays, à l'exception de l'Allemagne et de l'Espagne, ne comptaient qu'une seule entreprise publique d'électricité.

également la rémunération des entreprises. Celle-ci repose sur le coût du service effectivement supporté, comprenant un taux de rémunération raisonnablement attractif du capital investi. Diverses incitations à l'efficacité ont parfois été utilisées.

L'approche décentralisée fondée sur le marché

La restructuration du secteur électrique a profondément transformé l'exploitation et la planification. La libéralisation s'est accompagnée d'une décentralisation radicale de ces deux fonctions. La nouvelle organisation repose sur l'introduction de la concurrence et sur la mise en place de marchés de l'électricité (Joskow et Schmalensee, 1984 ; Schweppe et al., 1988 ; Sioshansi et Pfaffenberger, 2006 ; Hunt et Shuttleworth, 1996). Les pays ayant adopté ce modèle ont créé des marchés de gros ouverts à tous les producteurs, historiques comme nouveaux entrants, ainsi qu'aux grands consommateurs et aux entités qui fournissent les consommateurs. Leur noyau est généralement un marché au comptant, qui sert de référence aux contrats à moyen et long terme de différentes natures, voire aux marchés organisés de produits dérivés électriques. Les participants sont les producteurs, les consommateurs éligibles, c'est-à-dire autorisés à choisir leur fournisseur et de taille suffisante pour participer au marché de gros, et diverses catégories de fournisseurs agissant pour des groupes de consommateurs non éligibles ou pour des consommateurs éligibles, ou simplement comme intermédiaires.

La libéralisation peut aussi s'étendre au détail, tous les consommateurs, quelle que soit leur taille, étant libres de choisir un commercialisateur, également appelé fournisseur, selon les offres disponibles. Cela exige la séparation, ou « unbundling », de la distribution, chargée du développement, de la maintenance et de l'exploitation du réseau raccordant les clients au réseau principal, et de la fourniture, qui consiste à acheter l'énergie en gros pour la revendre aux clients finaux. La première doit être réglementée comme un monopole, tandis que la seconde s'exerce en concurrence sans réglementation économique de monopole. Un principe fondamental de la régulation orthodoxe est de ne pas mélanger les monopoles réglementés avec les activités commerciales, donc risquées. En Afrique, dans la majeure partie du continent américain et dans de nombreux autres pays, la concurrence au détail n'existe pas : distribution et fourniture sont assurées ensemble par une entreprise de distribution, ou « disco », ou par la branche distribution de l'entreprise verticalement intégrée. Leur séparation est obligatoire dans les pays de l'Union européenne.

À l'exception des solutions hors réseau, mini-réseaux et systèmes autonomes, les réseaux de distribution et de transport sont nécessaires pour acheminer l'électricité des centrales aux clients finaux. Du point de vue réglementaire, ces réseaux sont des monopoles naturels dont la rémunération et les objectifs de performance doivent être fixés par une autorité de régulation. Ils ne possèdent pas les caractéristiques techniques et économiques permettant de fournir leurs services sous un régime fondé sur le marché. Par conséquent, dans un tel régime, le transport et la distribution doivent être séparés des activités concurrentielles auxquelles ils sont liés : le transport de la grande production, et la distribution de la fourniture au détail. L'organisation et la structure de propriété du secteur doivent donc presque toujours être modifiées par un processus de séparation avant l'introduction de mécanismes concurrentiels.

Dans cette approche décentralisée, l'exploitation et l'expansion résultent des décisions individuelles des entreprises visant à maximiser leurs bénéfices, que ce soit dans le cadre d'appels d'offres organisés ou de contrats privés de fourniture. Les risques économiques et financiers et les rendements attendus, plutôt que le critère traditionnel de minimisation des coûts, guident la décision. Le défi des autorités administratives et réglementaires est de concevoir des règles de marché telles que le comportement strictement entrepreneurial de chaque acteur conduise à maximiser le bien-être collectif, c'est-à-dire à minimiser globalement les coûts du système en respectant les objectifs et contraintes de fiabilité et d'environnement, ce qui doit se refléter dans les prix payés par les consommateurs finaux.

L'exploitation en temps réel reste toutefois centralisée. Un organisme central, généralement appelé opérateur de système, veille à la sécurité de celui-ci. Garantir sa faisabilité technique en temps réel exige une coordination très sophistiquée de toutes les ressources disponibles, ainsi qu'une indépendance absolue vis-à-vis des intérêts particuliers des acteurs.

Dans ce cadre réglementaire, l'exploitation du système électrique est donc envisagée sous un angle entièrement différent. De nouvelles fonctions, responsabilités et modalités de décision sont apparues, tandis que les rôles des différents acteurs ont évolué.

4.2. Planification et investissement

Approche traditionnelle à gestion centralisée

Le premier niveau de décision porte sur le long terme, depuis deux ou trois ans jusqu'à dix, quinze ans ou davantage, afin de définir les investissements dans les centrales et les réseaux de transport et de distribution. Il consiste à déterminer la technologie, la taille et le calendrier des nouvelles installations, en fonction notamment des prévisions de croissance de la demande, des solutions techniques et de leurs coûts, de la disponibilité estimée des combustibles et de l'évolution de leurs prix, des critères de fiabilité, des contraintes environnementales, des politiques de diversification et des objectifs de dépendance extérieure. Des horizons aussi lointains sont nécessaires, car les investissements, très importants, se justifient par les revenus attendus pendant la durée de vie des installations : jusqu'à 20 ou 25 ans pour le photovoltaïque, de 25 à 40 ans pour les centrales à vapeur, et beaucoup plus pour l'hydroélectricité.

À de tels horizons, l'incertitude est évidemment déterminante. Il faut étudier tout un ensemble de scénarios, procéder à leurs évaluations probabilistes respectives et adopter les critères les plus appropriés : minimisation du coût moyen espéré, minimisation du regret ou minimisation du risque, mesuré par la variance de la distribution des coûts.

Pour la même raison, il n'est pas pertinent d'évaluer en détail le comportement technique de l'exploitation dans ces études : rechercher une grande précision sur les coûts d'exploitation n'est ni réalisable ni raisonnable lorsque les incertitudes financières du processus sont bien plus importantes.

Une bonne base de données constitue l'un des principaux prérequis. Elle doit comprendre des informations actualisées sur les technologies ainsi que des séries historiques de demande, d'hydrologie, de précipitations, de taux de défaillance des équipements, etc. La prévision de demande à long terme prend la forme d'une courbe probabiliste déterminant

les besoins d'expansion. Comme indiqué précédemment, le profil horaire importe autant que la demande totale, car le choix des technologies en dépend largement. L'étape suivante consiste à déterminer l'expansion du parc nécessaire pour satisfaire la demande en minimisant les coûts anticipés sur toute la période et en tenant compte des critères stratégiques précités. Ces coûts comprennent les investissements fixes et les coûts d'exploitation sur la période, lesquels dépendent évidemment des investissements retenus. Des modèles de simulation et d'optimisation sont souvent utilisés. Compte tenu de la dimension du problème, on recourt généralement à des techniques de décomposition alternant de manière itérative entre deux modules, l'un consacré aux coûts d'expansion et l'autre aux coûts d'exploitation, qui échangent les informations nécessaires jusqu'à convergence.

Les décisions d'extension du réseau de transport ont traditionnellement dépendu des nouveaux investissements de production et de la croissance de la demande, car les ouvrages de réseau nécessitaient beaucoup moins de capitaux et de temps que les centrales. La situation s'est inversée : les installations éoliennes, solaires et à cycle combiné se construisent rapidement, tandis que les ouvrages de transport rencontrent des difficultés d'implantation croissantes. Idéalement, une fois estimés les sites des nouvelles centrales et la croissance de la consommation et de la production, l'expansion du réseau est déterminée en comparant les investissements requis aux avantages pour le système : baisse des coûts d'exploitation, réduction des pertes et amélioration de la fiabilité. La décision est également influencée par des critères de sécurité visant à éviter les interruptions liées aux renforcements du réseau ou à d'autres aspects techniques, tels que la tension ou la stabilité. En pratique, les planificateurs doivent parfois lancer la construction sur la base de leurs meilleures estimations de croissance de la production et de la demande. Les décisions d'expansion évoluent naturellement dans le temps et doivent être périodiquement ajustées lorsque les données réelles de demande, les innovations ou les conditions d'achat des combustibles modifient les hypothèses des plans initiaux.

La planification de la distribution vise principalement à raccorder tous les consommateurs et producteurs distribués en respectant les objectifs de fiabilité prescrits. La rémunération de cette activité est généralement fixée par le régulateur sur la base du coût estimé du service, avec des incitations à réduire les pertes et à atteindre les objectifs de qualité. La planification comme la régulation deviendront plus difficiles avec le développement de la production distribuée, du stockage local, des véhicules électriques et de la participation active de la demande.

La plupart des pays africains n'ont pas encore atteint l'accès universel à l'électricité, et beaucoup en sont encore loin. La planification de l'électrification prend donc une dimension nouvelle : il faut déterminer la combinaison des trois modes, extension du réseau, mini-réseaux et systèmes autonomes, ainsi que leur trajectoire de déploiement, permettant d'atteindre l'électrification universelle au moindre coût à une échéance donnée.[26]

[26] MIT/Comillas Universal Energy Access Lab https://universalaccess.mit.edu/#/main

Approche décentralisée fondée sur le marché

La restructuration et la libéralisation ont complètement transformé la planification de l'expansion de la production : il appartient désormais à chaque investisseur potentiel d'évaluer l'opportunité d'une nouvelle installation et de prendre la décision finale à partir de sa propre analyse coûts-avantages.

Chaque investissement est étudié en fonction du bénéfice net estimé sur sa durée de vie, bien qu'en pratique l'évaluation porte sur une période ne dépassant pas dix ans. Le résultat dépend fortement du fonctionnement du marché de gros : prix des combustibles, demande, autres nouveaux investissements, prix de marché, etc. L'évaluation du risque financier joue un rôle crucial, car elle conditionne l'obtention de financements appropriés. La gestion des risques, la conception des contrats de fourniture et de couverture des incertitudes, ainsi que l'accès aux marchés à terme et aux options sont donc essentiels dans ce nouveau contexte.

La planification du transport demeure centralisée, mais sa perspective a changé et les décisions sont désormais soumises à une incertitude beaucoup plus grande. Le critère fondamental, l'optimisation de l'utilité collective de la production et de la consommation d'électricité, reste inchangé. Toutefois, cette utilité ne se traduit plus nécessairement par la minimisation des coûts de production, mais par la maximisation de la somme des bénéfices, ou surplus, des différents acteurs : pour les consommateurs, l'utilité de la consommation diminuée du coût d'achat ; pour les producteurs, les recettes des ventes diminuées des coûts de production.

En outre, l'incertitude entourant les décisions du planificateur du transport a fortement augmenté. Traditionnellement, le réseau était planifié à partir des résultats préalables de la planification du parc de production. En concurrence, ces informations ne sont pas établies à l'avance de manière centralisée : elles résultent de décisions d'entreprise prises individuellement par les différents acteurs à des moments variés.

Ainsi, ni la quantité ni la localisation des nouvelles unités ne sont connues avec certitude lors de la planification du réseau. Par ailleurs, le délai entre la décision de construire une ligne et sa mise en service s'allonge, notamment en raison des difficultés d'autorisation liées à l'environnement et à l'aménagement du territoire. Ces deux facteurs rendent la planification des investissements de transport très complexe. Il faut aussi choisir soigneusement les sites des nouvelles centrales en tenant compte de la capacité existante du réseau, car les délais de réalisation des ouvrages de transport dépassent souvent ceux des centrales elles-mêmes.

Les investissements de transport influencent à la fois la compétitivité des centrales et le pouvoir de marché, le premier effet compliquant la prise de décision. La tendance à créer des marchés supranationaux et l'apparition de grandes installations renouvelables ont fait de la planification du transport une question critique dont le périmètre géographique s'est considérablement élargi.

La production distribuée, les véhicules électriques, le stockage et la participation active de la demande peuvent se développer aussi bien dans le cadre traditionnel que libéralisé. Le choix du modèle réglementaire ne devrait donc pas modifier sensiblement l'activité de planification de la distribution.

La planification de l'électrification et les moyens de la faire appliquer restent nécessaires dans une approche de marché, car sans une démarche réglementée fondée sur le coût du service, l'accès universel ne sera jamais atteint. Les distributeurs en place n'étendront pas les réseaux ruraux comme le prévoit le plan national. Les communautés incapables de payer le coût d'une alimentation par mini-réseau seront laissées de côté, tout comme les clients suffisamment éloignés des regroupements de population pour que la solution de moindre coût soit un système individuel, mais qui ne peuvent pas le financer. La rémunération au coût du service doit constituer le socle de modèles économiques viables pour le distributeur en place, les développeurs de mini-réseaux et les fournisseurs de systèmes solaires domestiques.[27]

4.3. Planification de l'exploitation

Approche traditionnelle à gestion centralisée

Une fois définies les capacités installées de production et de réseau, il faut établir les plans d'exploitation à moyen et long terme des installations. Sur un horizon d'un à trois ans selon le système, cette planification détermine le meilleur calendrier de maintenance des groupes et du réseau, la politique d'achat de combustibles la plus avantageuse et l'utilisation la plus efficace des centrales, sous les contraintes de disponibilité de l'énergie primaire, notamment hydraulique, des ressources éoliennes et solaires, ou des limitations annuelles de production pour raisons environnementales.

Les centrales sont des systèmes sophistiqués comprenant des milliers de composants qui doivent être périodiquement contrôlés pour prévenir des défaillances majeures, parfois dangereuses, et garantir leur efficacité technique. Les centrales à vapeur conventionnelles sont généralement arrêtées environ vingt jours par an à cette fin. Les centrales nucléaires doivent renouveler leur combustible, sous forme de barres d'uranium, environ tous les dix-huit mois ; la maintenance est programmée pendant ces arrêts. Les lignes et les composants des réseaux situés dans les postes nécessitent aussi de l'entretien, par exemple le remplacement d'isolateurs défectueux ou leur nettoyage pour préserver leur pouvoir isolant. Bien que les techniques de travail sous tension se diffusent, la plupart des interventions sont réalisées hors tension pour des raisons évidentes de sécurité, ce qui impose la déconnexion de certaines lignes ou parties de postes. Une planification soigneuse est donc nécessaire pour perturber le moins possible l'exploitation.

La gestion des combustibles demande également une planification rigoureuse, parfois très anticipée. Une fois les besoins définis, il faut organiser les achats, souvent sur les marchés internationaux, pour obtenir les meilleurs prix, prévoir le transport et le stockage et prendre toutes les mesures logistiques nécessaires afin d'éviter toute rupture d'approvisionnement des centrales.

---

[27] Cette affirmation est corroborée par les pays, dont beaucoup se trouvent en Amérique latine et disposent d'un revenu par habitant relativement faible, où la proportion de la population non électrifiée, plus pauvre que la moyenne nationale et vivant dans des zones éloignées, est restée pendant de nombreuses années à 5 % ou moins.

Enfin, l'utilisation de l'eau dans les centrales hydroélectriques doit être planifiée comme celle d'un combustible. L'eau peut être considérée comme un combustible gratuit mais disponible en quantité limitée ; son usage doit donc être programmé de la manière la plus avantageuse. Les centrales au fil de l'eau ne nécessitent pas de planification, mais celle-ci est indispensable lorsqu'il est possible de choisir entre produire immédiatement et stocker l'eau pour plus tard. Ainsi, même gratuite en principe, l'eau a un coût d'opportunité. Selon la taille du réservoir, ces décisions couvrent une journée, plusieurs semaines, des mois, voire des années pour les plus grands. Les centrales dont la capacité de régulation s'étend sur plusieurs mois doivent être planifiées sur une base annuelle ou pluriannuelle. L'objectif étant logiquement de remplacer la production thermique la plus coûteuse, on parle généralement de coordination hydrothermique. Une approche similaire s'applique à toute technologie dont l'utilisation est soumise à des contraintes limitant la production sur une période, généralement une saison ou une année, par exemple des quotas obligatoires de consommation de combustibles nationaux ou des plafonds annuels de pollution.

Approche décentralisée fondée sur le marché

Dans un marché, le propriétaire d'une centrale cherche à maximiser l'écart entre ses recettes et ses coûts de production. Les deux cadres réglementaires considérés conduisent donc idéalement, sans surprise, au même programme d'exploitation. En régime libéralisé, les différents acteurs, producteurs et consommateurs, doivent optimiser leurs décisions individuelles à moyen et court terme. Les producteurs doivent notamment accomplir les tâches suivantes :

- Établir des prévisions économiques à moyen terme : projections de recettes et budgets annuels.
- Appuyer les fonctions de long terme décrites précédemment : gestion des contrats et définition des stratégies d'entreprise à long terme.
- Appuyer les fonctions de court terme, notamment la formulation des offres sur les marchés journaliers et de services système, en explicitant les conditions qui encadrent ces décisions : ressources hydrauliques ou quotas de combustible disponibles sur la période, contraintes environnementales, coûts des combustibles et disponibilité programmée des centrales conventionnelles.

Les modèles d'aide à la décision des producteurs concurrents doivent rechercher la maximisation du bénéfice net de chaque acteur. Cela nécessite l'intégration de concepts issus de la microéconomie et de la théorie des jeux. Dans le premier cas, les marchés sont considérés comme des ensembles dynamiques atteignant des équilibres caractérisés par les structures de production des acteurs. Dans le second, ils sont vus comme le résultat d'un jeu dont les règles déterminent la stratégie que chaque acteur doit adopter en réponse aux réactions de tous les autres.

4.4. Programmation des groupes et répartition de la production

Approche traditionnelle à gestion centralisée

Les décisions de court terme portent généralement sur un horizon d'une ou de quelques journées à une semaine au maximum. Elles déterminent le programme horaire de

production des centrales hydrauliques et à vapeur pour chaque jour de la semaine. Ce programme doit également respecter les orientations du niveau de décision immédiatement supérieur, décrit dans la section précédente, concernant notamment la maintenance, la gestion hydraulique hebdomadaire, les plans d'émissions ou les quotas de combustible.

À ce niveau, les détails du système sont essentiels. Il faut prendre en compte les processus et coûts de démarrage et d'arrêt des groupes à vapeur, les prévisions éoliennes et solaires, dont les variations rapides et importantes imposent des rampes de production aux autres centrales, les contraintes hydrologiques des bassins, les centrales en cascade, la chronologie de la demande, qui exige un suivi précis de la production, et les capacités à maintenir en réserve pour répondre immédiatement aux défaillances fortuites d'équipements.

La capacité de variation de la production des centrales à vapeur est limitée par les caractéristiques techniques de leurs groupes. Une centrale arrêtée a besoin d'un délai minimal pour redevenir opérationnelle, principalement déterminé par le temps nécessaire pour amener la chaudière à la bonne température. Ce délai dépend donc de son refroidissement, autrement dit de la durée de l'arrêt. Une centrale conventionnelle à charbon peut nécessiter huit à dix heures si sa chaudière est complètement froide. Les centrales à gaz sont plus flexibles : quelques heures pour un cycle combiné, voire quelques minutes pour une turbine à gaz à cycle simple. Il faut également prendre en compte l'incidence de chaque démarrage sur les coûts de maintenance, généralement précisée dans les contrats propres à chaque centrale. Le coût de démarrage d'une centrale à vapeur peut donc être important : il correspond au combustible brûlé sans production utile pour chauffer la chaudière, augmenté des coûts de maintenance associés. Même lorsque la demande baisse fortement, il peut ainsi être préférable de maintenir certaines centrales à une production minimale pendant la nuit plutôt que de les arrêter. Ce niveau, appelé minimum technique, est généralement relativement élevé, de l'ordre de 30 à 40 % de la puissance maximale, en raison des exigences de stabilité de la combustion. Les études économiques doivent déterminer s'il vaut mieux démarrer et arrêter la centrale chaque jour, selon un cycle journalier, ne l'arrêter que le week-end, selon un cycle hebdomadaire, ou ne jamais l'arrêter, comme dans le cas des centrales nucléaires. Il peut parfois être plus efficace de maintenir la chaudière chaude sans produire. Les constantes thermiques et les limites des chaudières contraignent également la vitesse de variation de la puissance, selon des limites de rampe à la hausse ou à la baisse. Il faut donc planifier soigneusement les démarrages et les arrêts : c'est le problème de la programmation des groupes, ou unit commitment.

Cette décision dépend aussi fortement de la gestion hydraulique journalière ou hebdomadaire et des besoins de réserve du système. Les centrales hydrauliques sont beaucoup plus flexibles que les centrales thermiques : leur délai de mise en service est pratiquement nul, leurs coûts de démarrage négligeables et leur capacité de modulation presque sans limites effectives. La programmation optimale de leur production pour suivre la demande tient compte des décisions de niveau supérieur sur les volumes d'eau à utiliser dans la journée ou la semaine, de la répartition horaire la plus économique, dans le cadre de la coordination hydrothermique hebdomadaire ou mensuelle, et des contraintes techniques des groupes à vapeur. La production hydraulique et l'utilisation des réserves d'eau doivent aussi respecter les contraintes liées aux autres usages, irrigation, faune,

niveaux minimaux des retenues et débits minimaux des rivières, ainsi que celles propres aux ouvrages et à leur configuration : canaux, conduites, limites des réservoirs et retenues exploitées en cascade.

Les critères de fiabilité interviennent également. Il faut prévoir le remplacement immédiat de toute centrale dont une défaillance peut raisonnablement être envisagée, ou pouvoir répondre à une défaillance du transport. Cela impose de démarrer et de raccorder des groupes supplémentaires qui peuvent être inutiles en situation normale, mais qui, autrement, ne seraient pas en mesure de produire avant plusieurs heures en cas d'urgence.

Approche décentralisée fondée sur le marché

Bien que les marchés électriques puissent être organisés de différentes façons, une série de marchés organisés de court terme coexiste généralement avec des accords bilatéraux privés entre producteurs et consommateurs. La production à court terme résulte à la fois de la confrontation des offres sur les marchés et des accords bilatéraux. Les marchés organisés, comprenant généralement un marché journalier, plusieurs marchés infrajournaliers, un marché d'équilibrage et un marché de services système, jouent un rôle central en fournissant une référence de prix transparente et publique pour l'énergie et les réserves.

Le marché journalier est généralement le plus important en volume d'échanges. Une part substantielle des activités de court terme d'une entreprise est donc consacrée à la préparation des offres quotidiennes. Ce processus est encadré par les décisions stratégiques de niveau supérieur et de plus long terme : il s'appuie sur les orientations de production issues de ces analyses et participe à la formation quotidienne des prix. Dans certains systèmes, utilisant des « offres complexes », tous les coûts sont déclarés dans les offres. D'autres marchés utilisent des « offres simples », ne précisant que quantité et prix ; les producteurs doivent alors estimer les prix futurs de court terme et le profil d'appel de leurs centrales pour décider comment intégrer les coûts de leurs groupes à vapeur et utiliser leurs ressources hydrauliques. Ces décisions complexes s'appuient généralement sur des modèles sophistiqués de simulation et d'optimisation des marchés.

4.5. Exploitation en temps réel

Approche traditionnelle à gestion centralisée

Les critères de sécurité prennent une importance croissante, jusqu'à prédominer sur les critères économiques, dans la conception et la mise en œuvre des fonctions d'exploitation en temps réel. Leur composante économique est définie par les décisions de niveau supérieur, qui doivent toujours intégrer la dimension économique de la fiabilité. La supervision, la commande et la surveillance assurent la viabilité technique de cet immense système dynamique. Les fonctions et équipements correspondants sont organisés par niveaux.

Au premier niveau, les éléments constituant l'ossature du système, centrales, réseaux à haute tension et grands postes, sont surveillés et commandés de manière centralisée depuis un centre de conduite qui suit l'état du système en temps réel. La production, les flux dans les lignes, les tensions, la fréquence et les autres grandeurs sont contrôlés au moyen de mesures télétransmises et traitées.

Ce système de supervision et de commande est appelé SCADA, acronyme anglais de supervisory control and data acquisition, soit supervision, commande et acquisition de données. Il peut exister un centre unique pour tout le pays ou plusieurs centres hiérarchisés et coordonnés. Ils assurent la sécurité du système et peuvent transmettre aux centrales des consignes de puissance active ou réactive, ordonner des manœuvres de réseau, modifier les prises des transformateurs ou raccorder des batteries de condensateurs. Ces instructions reposent sur les données du système, interprétées par les opérateurs à partir de leur expérience ou à l'aide de modèles sophistiqués analysant les conditions d'exploitation et calculant les flux et les tensions pour différentes hypothèses d'incidents.

Les systèmes de commande installés dans les centrales constituent le deuxième niveau d'exploitation. Les deux principaux sont les régulateurs de vitesse et de tension.

Les régulateurs de vitesse maintiennent l'équilibre instantané entre production et consommation à l'échelle du système. Le parc de production doit répondre immédiatement à toute hausse ou baisse de demande. De même, le déclenchement accidentel d'un groupe, pouvant représenter jusqu'à 1 500 MW dans le nucléaire, crée instantanément un déséquilibre qui doit être compensé par le remplacement immédiat de la puissance perdue. Lorsque la production diffère de la charge, l'excédent est stocké sous forme d'énergie cinétique dans les machines tournantes, ou le déficit est prélevé sur cette énergie. Leur accélération ou leur ralentissement modifie la vitesse des alternateurs et la fréquence de la tension produite. Ces variations actionnent automatiquement les organes d'admission de vapeur, d'eau ou de gaz pour adapter la production. Il s'agit du réglage primaire, ou réglage charge-fréquence.

Un déficit dû, par exemple, à la défaillance d'une centrale déclenche une réponse commune de l'ensemble du système interconnecté, c'est-à-dire de tous les systèmes exploités séparément mais raccordés de manière synchrone à celui où survient le déficit. Ce mécanisme empêche la fréquence de continuer à baisser, mais ne la ramène pas exactement à sa valeur nominale. Les échanges prédéterminés avec les systèmes voisins ne sont pas non plus maintenus, en raison des flux nécessaires au soutien de la fréquence. Une deuxième boucle, appelée AGC, automatic generation control, ou réglage automatique de la production, rétablit la fréquence nominale et les échanges initiaux. Ce réglage secondaire est lui aussi généralement automatique, mais ne mobilise pas tous les générateurs, notamment aucun de ceux des systèmes voisins. La production supplémentaire est répartie entre les centrales sélectionnées selon des coefficients précalculés sur des bases économiques. Cela reconstitue également la réserve primaire, afin de maintenir le fonctionnement et d'éviter le blocage du réglage lorsque les groupes atteignent leurs limites de puissance.

Enfin, un réglage tertiaire peut être mis en œuvre. À ce niveau, où la supervision n'est pas automatique, le centre de conduite peut modifier les consignes de répartition à plus long terme pour améliorer l'efficacité économique et reconstituer la réserve secondaire, de la même manière que le secondaire reconstitue le primaire. Les réglages secondaire et

tertiaire relèvent du niveau supérieur de commande évoqué précédemment, mais sont décrits ici pour plus de clarté[28].

Dans un cadre centralisé, les aspects économiques à ce niveau sont principalement pris en compte par une répartition économique fondée sur les coûts variables des groupes programmés, recalculée toutes les quelques minutes. L'opérateur de système programme les réserves nécessaires à la sécurité en tenant compte des caractéristiques techniques et économiques des centrales disponibles. Aucun paiement particulier n'est nécessaire pour obtenir ces services de producteurs rémunérés au coût du service, puisque cette rémunération couvre leurs coûts fixes et variables.

Les centrales disposent d'une seconde boucle de régulation relative à la tension. Celle-ci doit rester dans des marges admissibles pour assurer la sécurité du système et une qualité raisonnable de l'électricité livrée. La tension est étroitement liée au bilan de puissance réactive. Une forte consommation de réactif, par les lignes chargées ou les moteurs inductifs, tend à abaisser les tensions ; une fourniture de réactif, par les lignes à vide ou les batteries de condensateurs, tend à les augmenter. Les centrales, dont les alternateurs synchrones peuvent produire ou absorber de la puissance réactive, sont donc particulièrement adaptées à la surveillance et à la correction des variations dangereuses de tension. Le régulateur mesure la tension aux bornes du générateur ou en certains points du réseau, la compare à une consigne et ajuste le courant d'excitation de l'alternateur, ce qui commande la puissance réactive fournie ou absorbée.

Les centrales sont naturellement équipées de protections contre les dommages potentiels. L'alternateur, les pompes, les turbines et tous les autres composants essentiels disposent de dispositifs de mesure, de relais de déclenchement et d'alarmes. Le principe est celui décrit pour les postes : les relais détectent et localisent les défauts, les disjoncteurs automatiques les éliminent, puis les sectionneurs isolent la partie défaillante pour permettre le rétablissement du service ailleurs pendant la réparation. Les relais doivent être suffisamment sensibles pour détecter le défaut, sélectifs pour limiter les conséquences de son élimination, rapides pour assurer une protection efficace et fiables, sans déclencher inutilement ni omettre d'agir en situation critique. Ils doivent aussi être robustes face à des conditions défavorables très variées et fonctionner de manière autonome et automatique, même en l'absence d'électricité.

Approche décentralisée fondée sur le marché

Comme dans l'organisation traditionnelle, l'exploitation en temps réel est fortement déterminée par la sécurité et présente une structure similaire. On s'efforce toutefois généralement de distinguer et de valoriser clairement les différents services système fournis à ce titre par chaque acteur.

La répartition économique résulte du marché journalier, complété par les marchés de plus court terme, infrajournaliers et d'équilibrage. La déréglementation a aussi fait apparaître

[28] La terminologie utilisée pour classer les réserves liées à la fréquence varie beaucoup d'un système électrique à l'autre, pour des raisons historiques, mais aussi en raison de la diversité des parcs de production et des besoins de réserve.

explicitement plusieurs services système. Nécessaires à la sécurité, à la qualité et à l'efficacité de l'alimentation, ils étaient traditionnellement fournis par la production mais vont au-delà de la simple production d'énergie. En concurrence, ils ne peuvent être fournis que s'ils sont rémunérés ou obligatoires. Dans la mesure du possible, l'opérateur de système, responsable de la sécurité, utilise des mécanismes concurrentiels pour déterminer qui fournit chaque service et à quel prix. Des efforts importants ont été consacrés à la définition de ces services et de leurs marchés. Ils comprennent notamment le réglage charge-fréquence, c'est-à-dire les réglages secondaire et tertiaire et le délestage, mais aussi le réglage de la tension et la capacité de redémarrage autonome après un effondrement du système, ou black start. Le réglage primaire charge-fréquence est normalement considéré comme un service de base obligatoire, mis à la disposition de l'opérateur pour garantir la sécurité.

Dans ce cadre concurrentiel, les entreprises doivent proposer leurs services en tenant compte des coûts supportés par leurs centrales pour les fournir, ainsi que d'autres éléments tels que les opportunités de marché.

5. INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES

Les préoccupations environnementales ont acquis un poids équivalent à celui de la sécurité et de l'économie dans la planification et l'exploitation du secteur électrique. Il est largement admis que l'un des grands défis de l'humanité est de concevoir un modèle de développement durable, défini comme un développement répondant aux besoins présents sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire les leurs. Outre les immenses inégalités sociales et économiques entre les peuples ou l'existence d'un modèle de croissance difficilement généralisable à toute la population mondiale, le développement durable englobe des questions directement liées aux systèmes électriques, comme l'utilisation intensive des ressources énergétiques connues et ses effets environnementaux négatifs. Les incidences environnementales conditionnent donc de plus en plus le fonctionnement et le développement actuels des systèmes électriques et exerceront incontestablement une influence encore plus forte à l'avenir.

La production est probablement l'activité électrique qui a le plus d'incidences environnementales, notamment en raison des émissions des centrales thermiques et des déchets de moyenne et haute activité radioactive. En matière de combustion, les centrales à vapeur à charbon et au fioul rivalisent avec les transports pour la première place dans les émissions de dioxyde de carbone (CO2), associé au changement climatique provoqué par les gaz à effet de serre, d'oxydes d'azote (NOx) et de dioxyde de soufre (SO2). Les NOx contribuent à la formation d'ozone troposphérique, et les deux derniers polluants sont responsables des pluies acides.

Les autres effets des centrales à vapeur conventionnelles comprennent les émissions de particules et de métaux lourds, les déchets solides tels que les cendres volantes et les mâchefers, le réchauffement des eaux de rivière, de retenue ou de mer utilisées pour le refroidissement du cycle, et, indirectement, les impacts de l'extraction minière. L'exploitation des centrales nucléaires ne faisant pas intervenir de combustion, elle n'émet

pas de CO2 et ne contribue pas directement au réchauffement[29]. Indépendamment du risque de catastrophe accidentelle, l'accumulation inévitable de déchets radioactifs reste aujourd'hui un problème non résolu, qui affecte si fortement les générations futures que le nucléaire tel qu'il existe ne peut être considéré comme une source d'énergie durable.

Même les installations renouvelables, considérées comme les plus respectueuses de l'environnement, ont des effets négatifs, particulièrement lorsque l'on examine leur cycle de vie complet. Les plus nombreuses, les centrales hydroélectriques, présentes depuis les débuts de l'industrialisation de l'électricité, transforment radicalement leur environnement : inondation de vastes surfaces, modification des précipitations, perturbation des habitats, voire transformation des microclimats, sans compter le risque d'accidents susceptibles de provoquer d'immenses catastrophes humaines et écologiques.

Les technologies plus récentes ont également des conséquences négatives. L'éolien perturbe les habitats naturels et génère du bruit ; le solaire occupe des terres et entraîne les pollutions liées à la fabrication des composants des cellules, notamment les métaux lourds présents dans les déchets ; la biomasse mobilise des terres et peut présenter un bilan d'émissions de CO2 défavorable sur son cycle de vie, selon son mode de gestion. Toutes les activités de production électrique ont en commun une incidence visuelle liée à l'occupation du sol, mais les superficies concernées et l'intensité, pas nécessairement proportionnelle, du rejet social varient fortement selon la technologie et les conditions locales.

De même, les grandes lignes aériennes traversant plaines, montagnes, vallées et littoraux et entourant les grandes villes ont au moins un impact visuel, pris de plus en plus au sérieux. Moins visibles mais bien présents, les champs électromagnétiques ont des effets potentiels sur les personnes qui restent en cours d'évaluation. Ces considérations ont des conséquences importantes : les autorisations environnementales et les droits de passage constituent de fortes contraintes à l'expansion du transport. Le réseau fonctionne donc de plus en plus près de sa capacité maximale, ce qui crée de nouveaux problèmes techniques, notamment dynamiques, avec des conséquences économiques et de fiabilité. Des solutions alternatives existent parfois, à un coût supérieur, comme l'enfouissement des lignes dans les zones densément peuplées.

La question ne se limite toutefois pas à mesurer l'impact environnemental du secteur ou à constater que sa réduction augmente généralement les coûts. Il s'agit de savoir si cet impact doit être pris en compte pour décider de la meilleure allocation des ressources rares de la société. Dans un marché libre, l'outil d'allocation est le prix des produits, ici celui des différentes options électriques. Or, le public comme les autorités aux différents échelons considèrent généralement que les prix de l'énergie ne couvrent pas tous les effets décrits. Il s'agit d'une défaillance de marché, ou externalité : les conséquences de la production ou de

[29] Pour le nucléaire, comme pour toute autre technologie, il faut considérer l'ensemble du cycle de vie, et non la seule phase d'exploitation. Dans cette perspective correcte, aucune technologie n'est exempte d'émissions de gaz à effet de serre ou d'autres incidences négatives sur l'environnement, même si les différences entre technologies sont importantes.

la consommation sur d'autres agents économiques ne sont pas entièrement prises en compte dans les coûts.

Ces externalités, également appelées coûts externes, entraînent une mauvaise répartition des ressources et empêchent le marché de les allouer efficacement sur la base des prix. Puisque ces coûts sont ignorés, le prix de l'énergie est plus faible, et la consommation et les incidences environnementales plus élevées, que si le coût réel des ressources était pris en compte. Les externalités non intégrées conduisent aussi à choisir des technologies plus polluantes que dans une allocation optimale. Pour corriger cette défaillance, ces coûts doivent être internalisés dans les prix, afin que les acteurs les intègrent à leurs décisions et que le résultat soit le meilleur possible pour la collectivité. Dans l'intervalle, des mesures réglementaires prescriptives peuvent être adoptées pour rééquilibrer les conditions de concurrence entre technologies plus ou moins propres.

Changement climatique

Le CO2 représente environ 76 % des émissions totales de gaz à effet de serre. Le méthane, provenant principalement de l'agriculture, en représente 16 %, et le protoxyde d'azote, surtout issu de l'industrie et de l'agriculture, 6 %. Tous les chiffres ci-dessous sont exprimés en équivalent CO2.

L'énergie est responsable de la majorité des émissions de gaz à effet de serre à l'origine du changement climatique, principalement du fait de la combustion d'énergies fossiles.[30] La combustion de combustibles fossiles dans les centrales pour produire de l'électricité et de la chaleur représente 44 % des émissions totales de CO2. Les transports en représentent 23 %, l'industrie 18 % et le résidentiel 6 %, principalement par la combustion destinée au chauffage.

Avec 18 % de la population mondiale, l'Afrique est responsable de 3,1 % des émissions totales de gaz à effet de serre et de 3,6 % des émissions mondiales de CO2. Parmi ces dernières, les centrales produisant électricité et chaleur représentent 56 %, les transports 22 %, l'industrie 10 % et le résidentiel 6 %.

Malgré les efforts de réduction, la trajectoire des émissions de gaz à effet de serre et la part des émissions mondiales de CO2 restent très supérieures aux niveaux nécessaires pour éviter les effets les plus graves du changement climatique.

6. LA CONTRIBUTION DE LA REGULATION A LA RESOLUTION DES DEFIS DU SECTEUR ELECTRIQUE DANS LES PAYS AFRICAINS

La transition vers un modèle énergétique durable en Afrique, intégrant l'accès universel, l'atténuation du changement climatique et l'adaptation à ses effets, ainsi que la présence croissante de ressources décentralisées dans un processus d'industrialisation indispensable, exige de nouvelles approches en matière de politiques publiques, de régulation, de

[30] Voir https://www.iea.org/world/emissions. Les chiffres ci-dessus concernent les émissions de CO2 provenant de la combustion de combustibles dans le secteur énergétique. Ils n'incluent pas d'autres sources importantes d'émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie, telles que les fuites de méthane des activités pétrolières et gazières, qui sont plus difficiles à mesurer.

technologie, d'innovation et de compétences. Une régulation solide constitue un élément indispensable de toute stratégie guidant les pays africains dans la conception et la mise en œuvre de cette transition, conformément à l'Agenda 2063 pour le développement durable du continent.

Le secteur électrique devrait être le principal moteur de cette transition, mais son progrès est freiné par des obstacles réglementaires qui pourraient être surmontés en adaptant aux contextes africains les bonnes pratiques déjà existantes ailleurs dans le monde, et parfois en Afrique même, pour préparer la conception et la mise en œuvre des réformes nécessaires. Le potentiel de transformation réside le plus souvent dans une bonne articulation entre technologie, économie et régulation. Quelques exemples se dégagent.

Accès à l'électricité

« Une énergie abordable pour tous les Africains constitue la priorité immédiate et absolue du secteur énergétique africain. »[31] Atteindre l'accès universel à l'électricité exige un plan géospatial technico-économique déterminant la combinaison de moindre coût des technologies d'électrification, extension du réseau, mini-réseaux et systèmes autonomes, afin de ne laisser aucun consommateur de côté. Il faut définir des modèles économiques durables et susceptibles de changer d'échelle, et identifier les acteurs responsables de la mise en œuvre du plan. Un plan financier viable est également nécessaire pour attirer les différentes catégories d'investissement les mieux adaptées à la réalisation du plan d'électrification considéré dans son ensemble.

Ce plan doit s'appuyer sur des distributeurs financièrement viables et performants, sur des modèles économiques durables et extensibles pour les mini-réseaux et les systèmes autonomes, et sur un système de tarifs et de subventions compatible avec le plan financier.

Par ailleurs, alimenter des centaines de millions de nouveaux clients et les processus d'industrialisation nécessaires au développement économique de la plupart des pays africains exigera un déploiement massif de production renouvelable, soutenu par des technologies flexibles pour gérer la variabilité de l'éolien et du solaire. Il faudra également un réseau de transport bien développé, permettant la complémentarité des technologies de production et l'intégration efficace et efficiente des ressources énergétiques distribuées (DER) aux côtés du système centralisé traditionnel.

Distribution d'électricité

La plupart des entreprises de distribution d'Afrique subsaharienne, ou des branches distribution des entreprises verticalement intégrées, sont déficitaires et peu performantes. Beaucoup ne couvrent pas leurs coûts d'exploitation, et encore moins leurs coûts de capital. Pourtant, des instruments réglementaires tels que les concessions de longue durée peuvent transformer ces entreprises en faillite en sociétés financièrement viables aux performances satisfaisantes. Ces approches ont réussi hors d'Afrique et ont été expérimentées dans certains pays africains, avec des résultats contrastés. L'expérience a

[31] AIE (2022), « 2022 Africa Energy Outlook ». https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022

toutefois beaucoup appris, et ces approches sont prêtes à être appliquées moyennant les adaptations nécessaires à chaque contexte national.

Électrification hors réseau

Même si tous les distributeurs d'Afrique subsaharienne étaient financièrement solides, il ne serait pas judicieux de compter uniquement sur l'extension de leurs réseaux pour fournir l'électricité aux 650 millions de personnes qui en sont privées, principalement dans des zones rurales éloignées, souvent au sein de petites communautés dispersées et aux ressources limitées. Sur le plan technique et économique, la meilleure approche consiste à utiliser trois modes : extension du réseau, mini-réseaux et systèmes autonomes. De nombreuses études indiquent que chacun doit desservir environ un tiers de la population restant sans accès. Cependant, les modèles réglementaires et économiques actuellement employés pour les mini-réseaux et les systèmes autonomes ne sont ni extensibles ni durables et ne peuvent donc attirer les investissements massifs nécessaires. La régulation peut amorcer ce déploiement massif en assurant la durabilité et la capacité de changement d'échelle de ces modèles.

La régulation doit aussi inciter les prestataires du dernier kilomètre, raccordés au réseau ou hors réseau, à promouvoir le développement humain et économique rendu possible par l'accès à l'électricité. Cela peut être facilité s'ils proposent également du microfinancement et vendent des appareils efficaces pour les usages domestiques, collectifs et productifs.

Investissement et déploiement de la production renouvelable

L'Afrique dispose d'un immense potentiel solaire, mais de seulement environ 1 % de la capacité photovoltaïque mondiale. Plusieurs pays ont annoncé des objectifs ambitieux de décarbonation et de transition vers les énergies propres, mais ces engagements restent des vœux pieux sans des cadres réglementaires facilitant l'investissement privé. La régulation peut accroître l'intérêt des investisseurs pour la production renouvelable, à grande échelle comme hors réseau, par trois voies. Premièrement, supprimer les obstacles qu'elle crée elle-même, par exemple les subventions aux combustibles fossiles, ou simplifier les procédures complexes d'autorisation, de licence, de raccordement et d'achat. Deuxièmement, prendre des mesures positives pour accélérer le déploiement : enchères concurrentielles et contrats bien conçus, infrastructures de réseau suffisantes ou facilitation de la participation des renouvelables variables aux échanges de gros. Enfin, éviter les politiques contre-productives, telles que des modèles hors réseau non durables, des subventions mal conçues ou l'interdiction de tout investissement dans la production fossile, qui peut être temporairement nécessaire à l'industrialisation et à la complémentarité avec les renouvelables variables.

Bien que l'hydrogène renouvelable, ou vert, soit actuellement deux à trois fois plus coûteux à produire que le pétrole et le gaz[32] et ne dispose encore que d'un marché et d'infrastructures limités, il pourrait bouleverser davantage les chaînes de valeur énergétiques au cours de la prochaine décennie.

[32] IRENA, https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen

Réseau de transport

L'Afrique a besoin d'investissements massifs dans le transport, bien au-delà de ce que les fonds publics peuvent financer. Or, l'investissement privé y est quasiment inexistant, alors qu'il est courant ailleurs dans le monde. Le régime réglementaire actuel y contribue fortement : dans certains pays, il interdit directement l'investissement privé sans justification valable ou crée des risques financiers inutiles qui découragent les investisseurs. Une régulation solide du transport, telle qu'elle existe ailleurs, pourrait attirer les capitaux privés urgemment nécessaires pour renforcer les réseaux nationaux et construire les liaisons transfrontalières indispensables aux échanges et à la création du Marché unique africain de l'électricité (AfSEM).

Ressources énergétiques distribuées

La production distribuée, généralement sous forme de panneaux solaires en toiture et de groupes diesel, ainsi que les batteries, compteurs évolués, thermostats, véhicules électriques et appareils intelligents de toutes sortes, regroupés sous le terme de « ressources énergétiques distribuées » ou DER, sont de plus en plus raccordés au réseau au niveau des clients. Une régulation bien conçue peut orienter le déploiement de ressources intégrées au réseau principal qui répondent aux intérêts de leurs propriétaires, meilleure fiabilité, coûts réduits, autonomie, tout en étant bénéfiques pour la collectivité. Ce n'est malheureusement pas le cas actuellement : leur essor rapide se produit largement sans régulation, ou dans un cadre conçu pour un autre type de système électrique.

Les méthodes de rémunération de la distribution doivent être adaptées à la présence des DER et à la disponibilité des technologies numériques. Renforcées par une régulation incitative, elles peuvent contribuer à réduire les pertes et à améliorer la fiabilité de l'alimentation.

Conception des tarifs

La conception des tarifs est une fonction essentielle de la régulation, étroitement liée, mais distincte, de la détermination de la rémunération réglementée de chacune des activités nécessaires à l'approvisionnement des usagers finaux. Elle réunit la plupart des sujets précédents, et l'approche actuelle doit être rapidement réexaminée face au développement des DER. Les subventions réglementées découlent nécessairement des décisions publiques acceptant un écart entre les recettes attendues des tarifs facturés aux clients et le revenu requis reflétant les coûts de toutes les activités de la chaîne d'approvisionnement. La conception des tarifs est déterminante pour la viabilité financière de ces activités et présente une forte visibilité ainsi qu'une incidence sociopolitique importante.

Échanges régionaux d'électricité

En Afrique, les capacités d'interconnexion entre pays voisins sont généralement très faibles. Cela empêche d'exploiter les économies d'échelle dans le déploiement des centrales et de bénéficier des gains d'efficacité et de fiabilité d'une exploitation coordonnée à l'échelle régionale.

Les règles actuelles des échanges doivent évoluer depuis les contrats bilatéraux physiques d'origine vers des dispositifs plus efficaces et plus flexibles, s'inspirant des meilleures

pratiques internationales, y compris pour l'allocation de l'accès aux capacités transfrontalières limitées.

Pour surmonter ces défis, les pays africains collaborent en créant des pools électriques afin d'échanger entre voisins et d'attirer des investissements dans la production et le transport selon une perspective régionale. En tirer les bénéfices exige une conception rigoureuse du marché, fondée sur une analyse technique, économique et institutionnelle solide des systèmes actuels et de leur évolution probable. Une initiative encore plus ambitieuse envisage la création du Marché unique africain de l'électricité (AfSEM). Les solutions réglementaires et les modèles économiques adaptés aux défis de l'intégration régionale exigent également une attention particulière aux enjeux d'économie politique aux échelles nationale, régionale et continentale.

Le futur mix de production

La régulation peut aussi contribuer à orienter le mix de production d'un pays conformément aux politiques publiques d'électrification, d'industrialisation et d'atténuation du changement climatique. Les interactions, la complémentarité et la concurrence entre électricité et gaz doivent être examinées aux différents niveaux.

7. REFERENCES

Références principales

ESMAP-Groupe de la Banque mondiale (2023), « Utility Performance and Behaviour in Africa Today (UPBEAT) ». Note de mise à jour.
https://documents1.worldbank.org/curated/en/099092923144024459/pdf/P176468083bba20340a3520c1ffc74398ad.pdf

Agence internationale de l'énergie (AIE), « 2022 Africa Energy Outlook », 2022.
https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022

Agence internationale de l'énergie (AIE), « 2023 World Energy Outlook », 2023.
https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023

Pérez-Arriaga, I. J. (dir.), « Regulation of the Power Sector ». Springer Verlag, 2013.
https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4471-5034-3

Références pour approfondir certains sujets

Bergen, A. R. et Vittal, V. (1999), Power system analysis. Prentice Hall.

Pérez-Arriaga et al. (2016), « The Utility of the Future », rapport du MIT,
https://energy.mit.edu/publication/utility-future-report/

Sioshansi, F. P. et Pfaffenberger, W. (dir.) (2006), Electricity market reform. An international perspective. Elsevier.

Wood, A. J. et Wollenberg, B. F., Power Generation, Operation and Control (2e éd.). John Wiley & Sons, 1996.

Hunt, S. et Shuttleworth, G. (1996), Competition and choice in electricity. John Wiley and Sons.

Textes classiques et pionniers sur la restructuration et la libéralisation des systèmes électriques

Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D. et Bohn, R. E. (1988), Spot pricing of electricity. Kluwer Academic Publishers.

Joskow, P. et Schmalensee, R. (1983), Markets for Power. MIT Press.