

Les réseaux intelligents, smart grids, une des clés de l'optimisation du système électrique et de la transition énergétique

• Rédacteurs : Audrey IRANZO (Capgemini Engineering), Abderrahmane JARROU (Capgemini Engineering), Usama AZIZ (Capgemini Engineering), Dominique VIGNON (Académie des technologies)

• Contributeurs / relecteurs : Christian JOUBERT (Capgemini Engineering), Jean-Paul GOMEZ (Capgemini Engineering), Alan JEAN-MARIE (Capgemini Engineering)

Table des matières

1 Introduction 3

2 L'état des lieux du réseau d'approvisionnement électrique en France 4

2.1 L'architecture d'un grand réseau de transport et distribution d'électricité : le cas français .. 4

2.1.1 Le réseau Electrique Français : cas du réseau centralisé 5

2.1.2 L'impact des nouvelles technologies de production : les énergies renouvelables décentralisées 6

2.2 Le contrôle de la puissance produite 7

2.3 Un contrôle très limité de la demande 9

3 L'émergence de nouveaux modes de régulation 9

3.1 Le pilotage d'une production décentralisée 10

3.2 L'historique et les caractéristiques du DSM 13

3.2.1 L'histoire du DSM 13

3.2.2 La définition détaillée du DSM 13

4 Une nécessaire infrastructure de pilotage : le smart grid 15

4.1 Qu'est-ce que le smart grid ? 15

4.2 Les principales fonctionnalités du smart grid 16

4.2.1 Architecture de contrôle : Centralisée, Décentralisée et Distribuée 18

4.2.2 Pilotage basé sur les capteurs intelligents pour améliorer l'efficacité énergétique des smartgrids (AMI ; Advanced Metering Infrastructure) 19

4.2.3 L'introduction des nouveaux outils IoT de pilotage du smart grid 22

4.3 Quelques exemples échelonnés : du bâtiment au département 23

4.3.1 Cas du bâtiment : Kergrid 23

4.3.2 Cas du quartier : Nice Grid et I-BATs 24

4.3.3 Cas du département : le Smart Grid Vendée 26

5 Annexe 27

5.1 Hiérarchie de contrôle 28

5.2 Architecture de contrôle : Centralisée, Décentralisée et Distribuée 29

6 Références 31

1 Introduction

L'alimentation en eau, gaz, électricité, informations (téléphonie et Internet), de nos sociétés est assurée par des réseaux. Le réseau électrique présente la particularité de requérir en permanence l'équilibre entre la production d'électricité et la demande puisqu'aucun stockage n'est possible ; elle ne l'est qu'à travers d'autres formes d'énergie : chimique (batterie ou hydrogène), mécanique (eau des barrages, inertie des turbo-alternateurs), thermique (stockage de chaleur), etc. La problématique de la gestion de réseau est donc primordiale pour le réseau électrique. Pour cette raison, nous articulerons l'essentiel de notre propos autour de l'électricité.

La mise en réseau des installations électriques date du XIX^{ème} siècle (premier réseau alternatif réalisé au Massachusetts en 1886). Les réseaux électriques se sont depuis progressivement implantés dans tous les pays développés et interconnectés progressivement, d'abord à l'échelle régionale puis à l'échelle nationale et trans-nationale permettant des économies d'échelle sur la taille des centrales de production ainsi qu'une meilleure valorisation des ressources énergétiques géographiquement localisées.

Aujourd'hui, le réseau électrique européen permet des échanges d'énergie du Portugal à la Turquie, des pays nordiques aux pays du Maghreb et aux iles britanniques, même si chaque pays à travers des entreprises publiques ou privées, fortement régulées, est responsable de l'exploitation de ses réseaux.

Ce système a prouvé sa robustesse depuis des décennies. Il est organisé à deux niveaux :

- Un réseau de transport à très haute et haute tension géré en France par RTE (en France THT 225 kV et 400 kV : les autoroutes de l'électricité ; et HT : 90 et 63 kV). Selon la loi d'Ohm, plus élevée est la tension, plus faibles sont les pertes.
- Un réseau de distribution à moyenne et basse tension géré en France par Enedis (MT : 20 kV ; BT : 400 V et 230 V) et généralement en antenne à partir d'un Poste Source.

Les réseaux électriques actuels sont confrontés à de nouveaux défis liés à la transition énergétique à l'ouverture du secteur à la concurrence et aux nouveaux usages de consommations :

- Au niveau de l'Union européenne, l'engagement a été pris par l'ensemble des Etats membres de porter la part des énergies renouvelables à au moins 27 % de la consommation d'énergie de l'Union d'ici à 2030 [1]. L'enjeu essentiel pour le réseau français historiquement centralisé est d'accueillir ces énergies décentralisées, intermittentes et peu pilotables, tout en maintenant l'équilibre du réseau. Le développement de la production décentralisée conduit à multiplier les sites de production, et à injecter de l'énergie sur des réseaux de distribution conçus pour l'acheminer et non la collecter.
- Parallèlement au développement des énergies renouvelables, de nouveaux usages voient le jour. Ces nouveaux usages de l'électricité consistent le plus souvent en des substitutions aux énergies fossiles pour répondre aux objectifs de neutralité carbone avec par exemple l'électrification des véhicules et des procédés industriels. D'autres usages déjà existants, comme la climatisation, s'intensifient. Les orientations actuelles prises par la France (SNBC, plan hydrogène, politiques sectorielles) conduisent à une perspective de hausse modérée de la consommation d'électricité de 35 % en 30 ans, soit 1% de croissance moyenne annuelle. La consommation électrique atteindrait alors 645 TWh en 2050 (trajectoire de référence) [2]. La gestion de la demande des consommateurs finaux sera tout aussi importante que la gestion des déséquilibres de production-consommation. Pour minimiser les capacités additionnelles des réseaux et des moyens de production, il est impératif de maîtriser les pointes de

consommation. Cela peut se faire par la gestion fine de la demande « Demand Side Management ».

- La gestion d'un réseau à fort pourcentage d'énergies renouvelables requiert l'installation de capacités de stockage permettant au moins de gérer la variabilité intra journalière (pas de soleil la nuit ; pas de soleil pendant les pointes de demande l'hiver). En outre, les batteries des véhicules électriques, lorsqu'ils sont à l'arrêt et connectés au réseau peuvent être utilisées en stockage au bénéfice du réseau, pourvu qu'elles soient pleines lorsque l'utilisateur veut disposer de son véhicule. On conçoit donc que le réseau électrique de demain devra gérer localement les excès ou insuffisances de production, les stockages locaux dont ceux des véhicules et les interfaces avec le réseau de transport : il s'agit de la gestion non pas du réseau national, mais d'un « grid » local plus ou moins étendu.

Avec la croissance des énergies solaires et éoliennes, l'enjeu ne sera plus seulement l'équilibre global production – consommation ; mais l'équilibre dans chaque composante du réseau sur laquelle seront raccordés les nouveaux moyens de production non pilotables. Si par exemple la production raccordée au réseau de distribution à un instant est excédentaire, il faudra la remonter vers le réseau de transport pour la distribuer ailleurs : le système électrique ne fonctionnera plus exclusivement sur un mode descendant mais il fonctionnera dans les deux sens. D'ores et déjà, avec le niveau d'installations solaires et éoliennes en France, 30% de leur production est remontée vers le réseau de transport.

Pour mieux gérer productions, stockages et consommations, il faudra que les réseaux deviennent « intelligents ». Concrètement, cela implique de disposer de multiples informations sur l'état du réseau, et d'optimiser économiquement et techniquement son exploitation en agissant à distance sur ses organes actifs. Il se met progressivement en place un pilotage numérique du réseau électrique nécessitant de collecter les mesures, les exploiter au moyen de logiciels d'optimisation, et d'envoyer les ordres nécessaires aux organes actifs du réseau. C'est cette conduite numérique du réseau électrique qui le constitue en un réseau intelligent ou « smart grid ».

Le développement des réseaux intelligents nécessite des efforts considérables de recherche et développement, en support de la définition et l'implémentation de solutions techniques dont certaines restent à inventer. Mais les réseaux intelligents seront l'une des clés de l'optimisation du système électrique et de la transition énergétique.

2 L'état des lieux du réseau d'approvisionnement électrique en France

Le choix français consistant à baser la production électrique sur de grandes centrales a eu comme conséquence une organisation centralisée du réseau de transport et distribution électrique.

2.1 L'architecture d'un grand réseau de transport et distribution d'électricité : le cas français

Les réseaux électriques se sont développés dès le début du XX^{ème} siècle, poussés par la nécessité d'interconnexion tant à l'échelle nationale qu'internationale. Comme toute la puissance produite n'était pas consommée localement, l'électricité se stockant difficilement, il était alors souvent nécessaire de lui faire passer les frontières politiques. Certaines zones géographiques, n'ayant pas de ressources énergétiques propres, devaient donc acheter de l'électricité à leurs voisins excédentaires. Dans certains cas particuliers, il était plus intéressant financièrement de consommer l'électricité d'une centrale plus éloignée que de la produire localement. L'électricité devenant de plus en plus

indispensable, la notion de continuité de fourniture apparut. Cet ensemble de facteurs a contribué à la création de réseaux électriques interconnectés à l'échelle nationale voire internationale.

L'interconnexion conduit à la création de blocs synchrones vastes. Ces zones synchrones sont devenues aussi complexes et étendues que l'« Union for the Coordination of the Transmission of Electricity » (UCTE) qui partage depuis juillet 2009 ces règles de conduite avec d'autres associations de transporteurs européens, notamment britanniques et baltes qui forment l'« European Network of Transmission System Operators for Electricity » [3].

2.1.1 Le réseau Electrique Français : cas du réseau centralisé

Le réseau électrique français est hiérarchisé en trois niveaux dont les fonctions sont très différentes (Figure 1). Tout d'abord, le réseau de transport achemine l'énergie à Très Haute Tension (THT) depuis les centres de production jusqu'aux premières zones de consommation. Le réseau de répartition alimente directement les gros consommateurs industriels en Haute Tension (HT) puis achemine l'énergie jusqu'aux réseaux de distribution chargés d'approvisionner les consommateurs en Moyenne et Basse Tension (MT et BT).

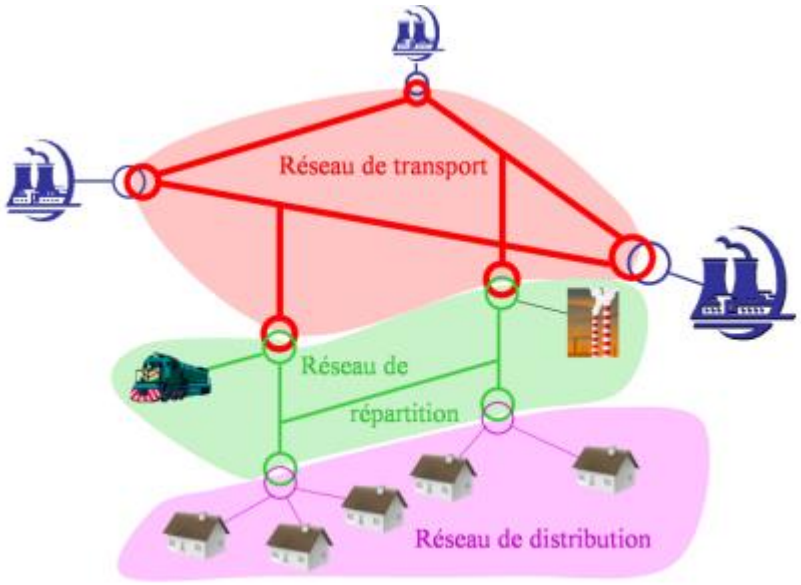


Figure 1 : Le réseau électrique français – classique [4]

2.1.1.1 Le réseau public de transport d'électricité

Comme précédemment évoqué, le développement des usages électriques depuis le milieu du XXe siècle a abouti à la construction d'un système de production centralisé, associé à un réseau électrique interconnecté et maillé à l'échelle nationale et continentale. Ces autoroutes de l'énergie constituent le réseau de grand transport et d'interconnexion.

Ce réseau transporte de grandes quantités d'énergie sur de longues distances en THT (225 à 400 kV). Il dessert les interconnexions avec les réseaux des pays voisins, les grandes unités de production électrique (nucléaire, hydraulique, thermique) ainsi que les réseaux de répartition. Ces derniers acheminent l'électricité vers les réseaux de distribution et alimentent en HT (63 à 225 kV) les plus gros clients, notamment industriels. Ils collectent aussi l'énergie produite par les unités de production de taille intermédiaire.

L'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution est assurée par environ 2 200 postes de transformation : les « postes sources ». Le bon fonctionnement du réseau de transport repose sur des équilibres instantanés et sur le respect de nombreuses contraintes techniques rendant sa gestion complexe. En France, RTE est le propriétaire et le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité dont la longueur cumulée atteint 100 000 km environ [5].

2.1.1.2 Les réseaux de distribution

Les réseaux publics de distribution d'électricité desservent en MT et BT (20 kV et 400 V), selon une architecture arborescente, les consommateurs finaux et les clients domestiques et professionnels (commerçants, artisans, petites industries). Leur longueur cumulée dépasse 1,3 million de km. L'interface entre les réseaux MT et BT est assurée par quelque 700 000 « postes de distribution ».

Le développement de la production d'énergie décentralisée (éolien, photovoltaïque, etc.) et de nouveaux usages (autoproduction, électromobilité, etc.) modifie le rôle des réseaux de distribution qui deviennent collecteurs de l'énergie produite par les plus petites installations de production.

Les réseaux publics de distribution sont la propriété des communes qui peuvent déléguer la totalité ou une partie de leur compétence d'autorité concédante à des syndicats intercommunaux ou départementaux. Si elles n'assurent pas elles-mêmes, par le biais de régies, la gestion de leurs réseaux de distribution, les autorités concédantes la confient, par contrat, à un Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD).

Ainsi, Enedis et quelque 160 régies ou entreprises locales de distribution (ELD) se répartissent la gestion des réseaux publics de distribution qui acheminent l'électricité au niveau local.

2.1.2 L'impact des nouvelles technologies de production : les énergies renouvelables décentralisées

L'essor des énergies renouvelables répond à la fois à la volonté de décarboner l'économie et à l'aspiration des consommateurs pour une certaine autonomie énergétique, individuelle ou collective. Ces évolutions technologiques ont vu leur prix fortement baisser en dix ans, mais elles sont encore diversement matures et leur intégration au réseau de distribution pose de nombreux problèmes techniques [6]. Depuis une dizaine d'années, les énergies renouvelables, solaire et éolien en tête, ont connu un développement très important en raison des politiques de soutien répondant aux directives européennes (en particulier celle de 2009, appelée « 3 x 20 % ») et du droit national (Grenelle de l'environnement, LTECV).

En 2021, la production totale d'électricité a augmenté de 4,5 % par rapport à 2020 (500,6 TWh) pour atteindre 522,9 TWh. La part des énergies renouvelables a représenté 22,5 % de la capacité totale d'énergie électrique où la part de la production solaire photovoltaïque correspond à environ 3% et l'énergie éolienne correspond à 7% de la production totale d'électricité nationale [6].

À la fin du premier trimestre 2018, 382 000 sites de production étaient raccordés au réseau de distribution géré par Enedis. Cela représentait 21,4 GW en capacité de production installée d'Energies Renouvelables (EnR) (dont environ 2 GW en grands champs PV étant directement connectés au réseau géré par RTE). La très grande majorité de ces sites est de faible puissance. Le réseau de distribution, conçu pour gérer des flux d'énergie uniquement descendants, doit s'adapter pour les intégrer en gérant des flux bidirectionnels [6].

Les coûts de production – dits LCOE pour Leverage Costs of Electricity – des EnR décentralisées ont beaucoup baissé ces dernières années, en particulier pour le photovoltaïque, en raison des économies d'échelle. Cependant, en matière d'EnR intermittentes, il convient d'ajouter les coûts d'intégration au réseau, qui peuvent se révéler importants.

2.2 Le contrôle de la puissance produite

En France, comme abordé ci-dessus, le réseau électrique peut être coupé en deux parties : le réseau de transport géré par RTE qui sert à transporter l'électricité et le réseau de distribution géré par ENEDIS ou des entreprises locales de distribution qui acheminent l'électricité jusqu'aux maisons, commerces, entreprises, etc. Aujourd'hui, l'équilibre du système énergétique est principalement obtenu en pilotant la production en fonction de la demande aux meilleures conditions d'approvisionnement et de coût. Le stockage de l'électricité étant difficile à grande échelle, l'équilibre entre l'offre et la demande est effectué par le gestionnaire de réseau de transport. A cette fin, le Centre National d'Exploitation du Système (CNES) contrôle les divers aléas affectant la production, la consommation ou le transport d'électricité, et optimise l'utilisation des infrastructures en fonction des besoins et évite la panne de courant généralisée (Cf. 1976).

Le centre de contrôle du réseau électrique gère le réseau à l'échelle nationale. Il y a ensuite sept centres de contrôle plus petits qui s'occupent chacun d'une partie du réseau national en gérant les lignes de plus faible tension. La Figure 2 présente le schéma de toutes les lignes 400 KV et des lignes qui relient les autres pays. C'est sur ce réseau que sont branchés les plus gros producteurs tels que les centrales nucléaires.



Figure 2 : Le réseau du transport 400kV et 225 kV [7]

Le centre de contrôle garantit une livraison de l'électricité en continu à tous les consommateurs en France. L'événement redouté de panne générale est évité en veillant à ce qu'une solution alternative soit fournie en permanence en cas de défaillance de l'une des lignes. C'est l'objectif du CNES (Centre National d'Exploitation du Système). Assurer cette mission est difficile pour trois raisons :

- La première est le décalage temporel entre la production et la consommation.

- La deuxième est l'irrégularité et l'inconstance de la consommation d'électricité, au niveau saisonnier, journalier, horaire, etc.
- La troisième raison réside dans les limites de surcharge du réseau et dans l'ajustement de la production des sites aux besoins de consommation, compte tenu de leurs dimensionnements respectifs.

Chaque jour, les producteurs d'énergie envoient à RTE la disponibilité de leurs moyens de production pour le lendemain. Le centre de contrôle de RTE reçoit les rapports des producteurs et vérifie si la puissance disponible correspond aux prévisions de consommation. Ces prévisions constituent une grande partie du travail d'équilibrage du réseau. De plus, l'électricité est vendue au prix du marché européen en fonction de l'offre et de la demande.

Il convient maintenant de prendre également en compte les prévisions de production des énergies renouvelables intermittentes comme l'éolien et le solaire. L'intermittence de la production et de la consommation ainsi que les événements imprévus provoquent des variations sur le réseau. L'indicateur qui permet de suivre l'équilibre de la production et de la consommation est calculé toutes les minutes. Cela garantit une fréquence du réseau autour de 50 Hz.

Sur un plan plus technique, cela se passe de la façon suivante (Figure 3) :

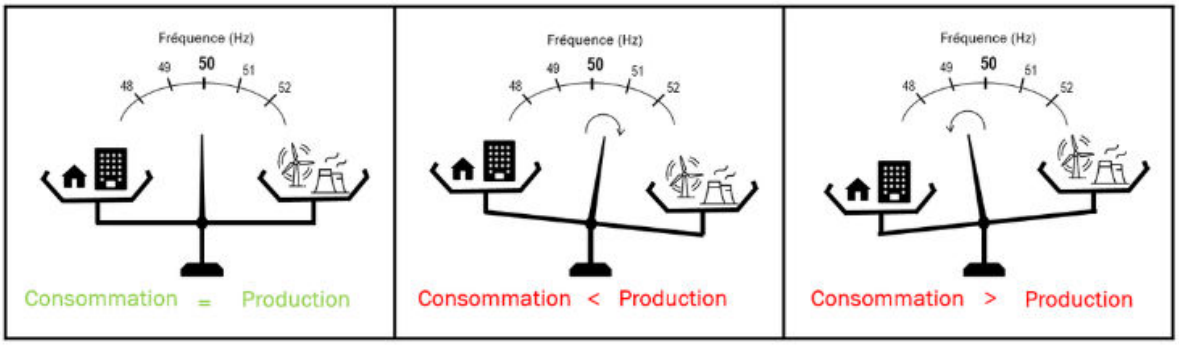


Figure 3 : Equilibre production consommation pour assurer fréquence nominale de 50 Hz [8]

La fréquence du réseau dépend de la vitesse de rotation des générateurs électriques. Si le réseau consomme trop d'énergie, les générateurs, des milliers en Europe, vont ralentir un peu parce qu'ils ne peuvent plus assurer la charge. Si le réseau consomme moins d'énergie, les générateurs ont tendance à accélérer un peu, donc la production d'électricité en Europe doit être ajustée en permanence. Ce pilotage est effectué par la réserve primaire, qui utilise la fréquence pour s'adapter en temps réel à la consommation mais aussi pour s'adapter instantanément à ces aléas.

La variation de fréquence est due à la variation de la vitesse des alternateurs qui existent en grand nombre en Europe. Les grosses centrales fonctionnent toujours en deçà de leur plein potentiel, ce qui assure une marge de sécurité et de stabilité du réseau. La réserve primaire représente le cumul des marges de production des grosses centrales en Europe. Dès que la fréquence descend en-dessous de 50 Hz, les centres de contrôle renforcent la production pour revenir à la fréquence de base. Cela fonctionne également dans l'autre sens si la fréquence est trop élevée. Cet équilibre délicat est assuré par le contrôle à distance des moyens de production.

2.3 Un contrôle très limité de la demande

Ce paragraphe traite de la problématique de la régulation de la demande par le prix ou par la multiplication des fournisseurs. Il aborde aussi la question du délestage.

Pour équilibrer le système énergétique (production versus consommation) plusieurs solutions s'offrent aux gestionnaires de réseau.

- La première solution consiste (cf. ci-dessus) à ajuster la production en fonction de la demande. Lorsque la production doit augmenter, les gestionnaires de réseau ont le choix entre l'importation d'électricité des pays voisins (Allemagne, Italie, Espagne…) ou le recours à une production d'urgence, généralement assurée par des centrales à gaz, à charbon ou au fioul. Ces solutions sont coûteuses et très polluantes.
- La deuxième solution consiste à obtenir une réduction de la demande. Au lieu d'augmenter la production, les gestionnaires de réseaux actionnent des leviers pour faire baisser la consommation électrique. Ce mécanisme de contrôle de la demande s'appelle "l'effacement de la consommation".

Il existe deux grands types de consommateurs : industriels et particuliers. L'effacement de la consommation résidentielle consiste, comme pour les industriels, à réduire la demande en proposant des avantages tarifaires pour inciter le consommateur à réduire la consommation aux heures de grande consommation. Le chauffage électrique et l'eau chaude sanitaire sont les deux principaux postes de consommation d'un logement. C'est principalement sur ces postes de dépenses qu'il faut réduire la consommation d'un foyer. Actuellement, EdF propose plusieurs offres de contrat dans ce sens.

- Heures creuses : l'offre heure creuse consiste simplement à reporter l'utilisation de certains équipements électriques durant les heures creuses. Ainsi le prix du kWh HT est avantageux 8h par jour. Le contrat est plus particulièrement intéressant pour les particuliers possédant un ballon d'eau chaude et un chauffage à accumulation qui vont pouvoir fonctionner à heures creuses et stocker/libérer la chaleur durant les heures pleines [10].
- Offre Tempo : Cette offre incite les particuliers à réduire leur consommation électrique lors des pics de consommation hivernaux. Elle consiste à proposer pendant 300 jours de l'année un tarif préférentiel (jours bleus), puis 43 jours à un tarif modéré (jours blancs) entre le 1er octobre et le 31 mai, et 22 jours à tarif dissuasif (jours rouges), correspondant aux périodes de plus forte tension sur le réseau, entre le 1er novembre et le 31 mars. Ce dispositif est associé au principe des heures creuses - heures pleines. Leur combinaison permet d'obtenir 6 niveaux de tarification. Par ce moyen EDF affirme que les clients Tempo réduisent en moyenne de 95 % leur consommation électrique lors des jours rouges [9].

Si le pilotage du ballon d'eau chaude est déjà appliqué dans plusieurs millions de logements en France, le contrôle de la demande est encore limité. Par exemple, l'enquête comportementale menée par ENEDIS en 2020 auprès des possesseurs de véhicules électriques révèle que seuls 40% d'entre eux disposent d'un système de pilotage consistant en l'activation de la recharge durant les heures creuses [11].

3 L'émergence de nouveaux modes de régulation

L'autoconsommation, le stockage par le véhicule électrique, le V2G (Vehicule to Grid), l'accroissement des besoins de recharge de véhicules électriques ou encore l'intensification d'usage déjà existants tels que le chauffage et la climatisation nécessitent de plus en plus une gestion fine de l'adéquation entre offre et demande. Ce besoin est renforcé par la forte augmentation dans la production électrique de

la part d'énergie renouvelable, moins maîtrisable. La réduction des pointes de consommation est un enjeu essentiel qui nécessite la mise en place de nouveaux moyens de régulation afin de gérer les pointes de consommation. Historiquement, l'équilibre production-consommation est contrôlé par le pilotage de la production en fonction de la demande mais, dans le contexte actuel, la réduction des pointes de puissance de consommation devient nécessaire afin de mieux piloter la production mais également la consommation. Pour assurer l'équilibre production-demande, il sera également nécessaire de faire appel à d'autre solutions de flexibilité concernant le stockage ou l'interconnexion de réseaux.

3.1 Le pilotage d'une production décentralisée

Initialement, les réseaux électriques français ont été conçus pour acheminer l'électricité de façon unidirectionnelle depuis de gros sites de production centralisés, tel que les centrales nucléaires, vers les consommateurs. En raison de leur intermittence, les énergies renouvelables nécessitent une adaptation de l'architecture et de la gestion des réseaux électriques en raison de leur intermittence. En effet, l'intermittence implique de raccorder les installations ENR entres elles pour miser sur leur complémentarité via le couplage des installations. D'autre part, le manque de grande surface foncière disponible mène à la création de petites unités de production. Cela contribue à l'éparpillement de la production et complexifie le réseau et sa gestion. La carte des puissances EnR produites par région (Figure 4) montre que la répartition de la production ENR est inégale selon les zones du territoire [1]. Ainsi, le raccordement des régions entre elles apparaît nécessaire pour équilibrer l'approvisionnement tout au long de l'année.

A l'heure actuelle, la puissance règlementaire de raccordement des producteurs EnR au réseau de distribution est limitée à 17 MW, ce qui implique qu'une partie des installations, en particulier les fermes éoliennes, est directement connectée au réseau de transport. Selon la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), des expérimentations en cours visent à raccorder des producteurs au réseau public de distribution avec une puissance installée supérieure à la puissance limite réglementaire de 17 MW. L'objectif de ces expérimentations est d'étudier la pertinence technico-économique de recourir plus fréquemment à des raccordements au réseau de distribution (moins contraignants sur les plans de la technique, donc plus compétitif en termes des délais et des coûts) plutôt qu'au réseau de transport.

La production EnR pose également la question de l'inégalité du gisement solaire ou éolien selon les zones géographiques. La Figure 4 montre l'inégalité de la production EnR en France et les inégalités des ratios d'électricité renouvelable dans la consommation brute de chaque région : globalement, l'énergie verte bénéficie principalement à la région qui la produit.

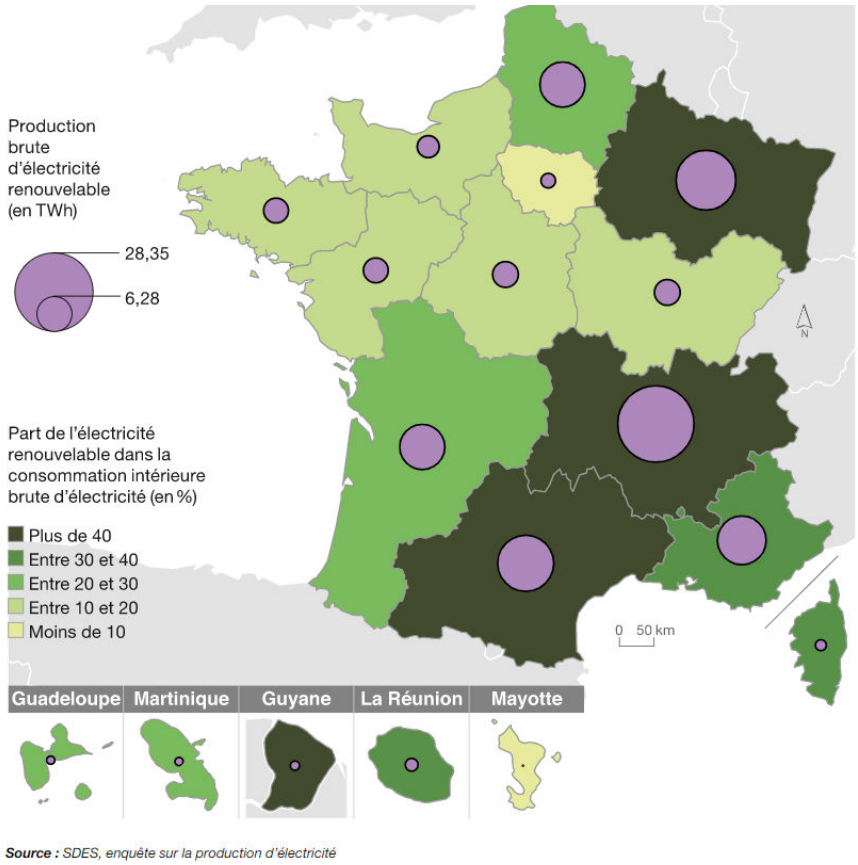


Figure 4 : Production régionale d'électricité renouvelable, hors énergie hydraulique et marémotrice et part dans la consommation en 2019 [1]

Il existe différentes solutions de flexibilité pour faciliter l'intégration des installations de production EnR au réseau.

- Ecrêtement de la production locale

Afin de faciliter le raccordement de nouvelles installations EnR, des expérimentations ont été réalisées dans le cadre du projet Smart Grid Vendée permettant la validation de l'industrialisation d'offre de raccordement alternative à modulation de puissance. Ainsi Enedis propose aujourd'hui une nouvelle offre, aussi appelée Offre de Raccordement Intelligent (ORI). Cela permet un processus de raccordement au réseau plus rapide et moins coûteux que les offres de raccordement de référence. Cette offre permet de s'affranchir de certains travaux de raccordement permettant au producteur de bénéficier d'un raccordement plus rapide et à moindre coût en contrepartie d'écrêtements ponctuels de production d'électricité renouvelable dans la limite de 5 % de l'énergie produite et à condition de garantir en permanence l'injection d'au moins 70 % de la puissance de raccordement demandée. Selon l'association des distributeurs d'électricité en France, cette ORI permet de réaliser une économie de 90 k€/MW d'EnR raccordées [12].

- Mutualisation du raccordement des différentes productions

Pour simplifier l'intégration des installations EnR, une des solutions serait de raccorder plusieurs types d'énergies à un même point du réseau. L'association de l'énergie éolienne et solaire par exemple, permet de lisser la production d'électricité injectée sur le réseau tout au long de l'année et réduit ainsi les problématiques liées à leur intermittence. D'autre part, la mutualisation des câbles de raccordement répond à la problématique de l'éparpillement de la production et permet une économie

de temps et une réduction des coûts de maintenance et d'impact environnemental des installations. Un exemple de mutualisation de l'éolien et du solaire est le projet hybride de Berg-Espich en Allemagne. Le parc solaire de Berg-Espich (Bavière), 10 MW, est venu se greffer au parc éolien de 24 MW mis en service en 2013, profitant ainsi d'un raccordement mutualisé. Une solution de stockage complète ces installations. Vattenfall a inauguré son premier parc hybride combinant les technologies éolienne et solaire avec un stockage d'énergie par batteries aux Pays-Bas. Situé à 20 kilomètres au sud de Rotterdam, l'Energypark Haringvliet comprend des éoliennes, des panneaux photovoltaïques et un système de stockage par batteries l'ensemble partageant une même connexion au réseau, capable de produire annuellement 140 GWh, l'équivalent de la consommation de 40 000 foyers néerlandais [13].

- Stockage de l'énergie en vue de son utilisation décalée

Le stockage est une solution de flexibilité, essentielle au pilotage d'une production décentralisée et intermittente. Une partie de la production des installations EnR en période de faible consommation ou forte production est stockée puis réinjectée plus tard dans la journée, notamment durant les pics de consommation. Cela permet ainsi un lissage de la production des EnR. De nombreuses technologies permettent de stocker l'énergie sous différentes formes : mécanique, électrochimique, électromagnétique, thermique, etc. En France, une des voies principales de stockage s'effectue au travers des STEP (Station de Transfert d'Energie par Pompage). L'eau est pompée vers un bassin en altitude, lors d'une balance production-consommation positive, puis son énergie potentielle est restituée à la demande, sous forme d'électricité. Ainsi les STEP peuvent injecter jusqu'à 6 GW d'électricité selon le besoin, soit, 10 % de la puissance moyenne consommée française [14].

Pour un stockage intra journalier, une autre solution est le stockage électrochimique par batterie. Il profite de la baisse rapide de son coût et de sa modularité, pour un stockage intra-journalier.

Cas particulier du Vehicle to Grid (V2G) comme solution de stockage et utilisation décalée :

Le V2G est un concept d'exploitation des véhicules électriques (VE) à prise (véhicules électriques à batteries, véhicules hybrides rechargeables ou encore véhicules à pile à combustible), qui permettrait au système de recharge des véhicules de s'adapter aux besoins du réseau en réduisant le taux de charge des véhicules ou en utilisant le stockage électrochimique des VE pour réinjecter de l'électricité en fonction des besoins du réseau.

- Réinjection sur le réseau de transport

Lorsque la production d'énergie renouvelable est supérieure au besoin de la consommation locale, l'électricité peut être réinjectée sur le réseau de transport pour être acheminée vers une région où l'équilibre production-consommation est négatif, ce qui permet de valoriser la complémentarité géographique des différentes régions.

- Renforcement par interconnexion transfrontalière

L'interconnexion transfrontalière de deux réseaux de distribution permet de valoriser leur complémentarité. Ce système nécessite de décider du compromis à faire entre coût de l'interconnexion et coût du renforcement du réseau national, dépendant du différentiel de prix de l'électricité de part et d'autre de la frontière.

- Le pilotage de la demande (Demand Side Management)

La gestion de la demande des consommateurs finaux est tout aussi importante que la gestion des déséquilibres de production-consommation. Pour minimiser les capacités additionnelles des réseaux et des moyens de production, il est impératif de maîtriser les pointes de consommation. Cela peut se faire par la gestion fine de la demande *« Demand Side Management » (DSM).*

3.2 L'historique et les caractéristiques du DSM

3.2.1 L'histoire du DSM

La CRE a demandé à Enedis de travailler à la mise en place d'un cadre contractuel pour l'écrêtement de puissance comme source de flexibilité. Cette demande faisait suite au projet Solenn (SOLidarité ENergie iNnovation), dans lequel Enedis a expérimenté la limitation temporaire de puissance (également appelée écrêtement ciblé) de certains clients. La limitation temporaire de puissance consiste à réduire, de manière ciblée et sur une période donnée, la puissance souscrite des compteurs. En cas de contraintes importantes sur le système électrique ou sur le réseau, elle constitue un moyen d'éviter les délestages et donc de réduire le désagrément pour les usagers.
En pratique, les consommateurs soutirant une puissance inférieure à la puissance limitée continuent d'être alimentés sans effet pour le réseau, tandis que les consommateurs soutirant une puissance supérieure à la puissance limitée ne sont plus alimentés. Ils doivent diminuer leur consommation et réactiver manuellement le courant. Sans action de leur part, la puissance souscrite est rétablie automatiquement à la fin de l'écrêtement. L'analyse coût-bénéfice réalisée par Enedis à l'échelle de la Bretagne était positive, bien que reposant sur une liste limitée de cas d'usages (incidents réseaux) et prenant des hypothèses conservatrices.

3.2.2 La définition détaillée du DSM

DSM comprend différents concepts avec pour objectif d'améliorer l'efficacité à travers le cycle complet de production d'énergie. Trois concepts sont clairement identifiés : efficacité énergétique (EE), conservation de l'énergie (EC) et réponse à la demande (DR). L'expérience montre que les programmes DSM sont plus efficaces lorsque les 3 concepts sont impliqués (Figure 5).

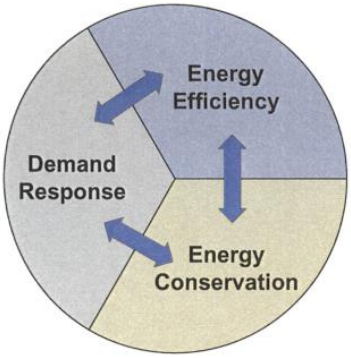


Figure 5 :Représentation du DSM *[15]*

Les programmes DSM ont deux objectifs de base : réduire la consommation énergétique globale en promouvant les équipements de haute efficacité et atteindre des réductions de charge en changeant les schémas d'utilisation de l'énergie utilisée par les consommateurs finaux, particulièrement aux moments de pic de la demande.

- Efficacité énergétique (EE)

L'efficacité énergétique se concrétise par l'installation permanente de technologies énergétiquement efficaces ou par l'élimination de perte énergétique dans les systèmes existants. Son objectif est la réduction de consommation d'énergie avec conservation du niveau de service.

Exemples :

- Remplacement des ampoules incandescentes classiques ou halogènes, et même des ampoules fluorescentes compactes par des diodes
- Utilisation de thermostats éventuellement programmables

- Mise en place de solution de domotique
- Installation de refroidisseurs à vitesse variable moins énergivores
- Identification et réparation des fuites dans les réseaux d'air comprimé.
- Etc.

- "Conservation" énergétique (CE) : préservation de la ressource, frugalité, sobriété

La "conservation" énergétique consiste à réduire l'utilisation d'une ressource habituelle par des changements comportementaux.

Exemples :

- Diminution de la température à 19 °C dans la salle à manger et à 16 °C dans les chambres. En effet, baisser la température de 1 °C signifie 7% de consommation en moins.
- Attente du remplissage complet de la machine à laver avant son lancement.

- Réponse à la Demande (DR)

Le principe de la "réponse à la demande" est le management de la charge par le « load shifting » (décalage de la charge) qui consiste à inciter le consommateur à réduire sa consommation en réponse à un signal du fournisseur ou de l'opérateur de réseau. Ce mode d'action est différent de la "conservation" énergétique car elle ne vise pas à réduite l'activité mais à la décaler dans le temps. La tarification dynamique est une nouvelle approche de management de la charge par la mesure. Elle est accompagnée d'une notification de l'évolution du prix au consommateur pour l'inciter à réduire son utilisation de l'énergie lorsqu'elle est la plus chère. Les initiatives DR incluent souvent des technologies numériques d'information et communication mobilisant des Infrastructures de Mesure Avancées (AMI). Cela maximise la prise de conscience des utilisateurs concernant leur consommation d'énergie et son coût en fonction du temps. Des expériences en Californie ont montré que ces notifications de prix et coût permettent une réduction significative de la consommation énergétique. La réponse à la demande est ainsi fonction du prix de l'électricité sur le marché et du prix du signal.

Pour conclure : les programmes d'efficacité énergétique dépendent des solutions technologiques ; les programmes de "conservation" de l'énergie dépendent des comportements spontanés des consommateurs ; les programmes basés sur la réponse à la demande dépendent à la fois du marché et des réponses des consommateurs aux incitations signaux de prix.

Par ailleurs, en termes de retour d'expérience, dans le cadre de directives européennes visant à développer l'efficacité énergétique et l'information des consommateurs, 60 millions de compteurs communicants électriques étaient déjà déployés en Europe fin 2017, dont plus de 8 millions (compteurs Linky) en France et environ 700 millions dans le monde [17]. Le compteur Linky permet aujourd'hui, entre autres fonctionnalités, au consommateur d'être informé sur sa consommation. Les études ont permis de constater que l'aspect informatif a un réel impact sur la gestion de la consommation par les consommateurs. En effet, une large expérimentation menée auprès de 32 000 foyers lyonnais a pu montrer que l'envoi d'un simple rapport papier de consommation d'électricité mensuelle avec la facture, présentant une comparaison avec des ménages similaires, a entraîné une baisse de consommation de 0,9% pour le panel (et jusqu'à 1,8% pour les 25% les plus consommateurs). Une autre expérimentation menée en France a évalué l'impact de différents modes de communication de l'information au consommateur (web, afficheurs déportés…) sur un panel représentatif de plus de 2000 consommateurs ; l'utilisation d'afficheurs dédiés avec des services complets (historique des consommations sur la journée et la semaine, consommation en temps réel, données de confort, etc.)

a engendré des économies d'énergie allant jusqu'à 8% en moyenne, et même 10% pour les gros consommateurs.

4 Une nécessaire infrastructure de pilotage : le smart grid

Ce chapitre aborde le concept de smart grid, ses fonctionnalités et ses architectures de contrôle, l'ensemble étant illustré par quelques cas concrets d'application.

4.1 Qu'est-ce que le smart grid ?

Le smart grid est défini comme un groupement de sources de production d'énergie, de sites de stockage et sites de consommation reliés par un réseau où ils peuvent être utilisés en mode îlot (mode isolé) ou en s'intégrant au réseau électrique (mode connecté). La gestion d'électricité dans le smart grid est effectuée en fonction d'exigences économiques et techniques. La puissance installée des smart grid varie de quelques kW à plusieurs MW. Les smart grid conçus de manière appropriée sont des infrastructures clés pour améliorer la fiabilité et la résilience du réseau électrique en générant un système de secours face aux défaillances du réseau. Dans le détail, les composants des smart grid sont : les machines tournantes ordinaires, les sources d'énergie renouvelables (installations solaires, éoliennes, piles à combustible et centrales de cogénération), les dispositifs d'isolation et de protection (au niveau du point de couplage) et les contrôleurs de smart grid au niveau local ou distribué qui sont responsables des opérations de contrôle locales et distribuées [18]–[20]. Le schéma fonctionnel d'une infrastructure typique de smart grid est illustré à la Figure 6.

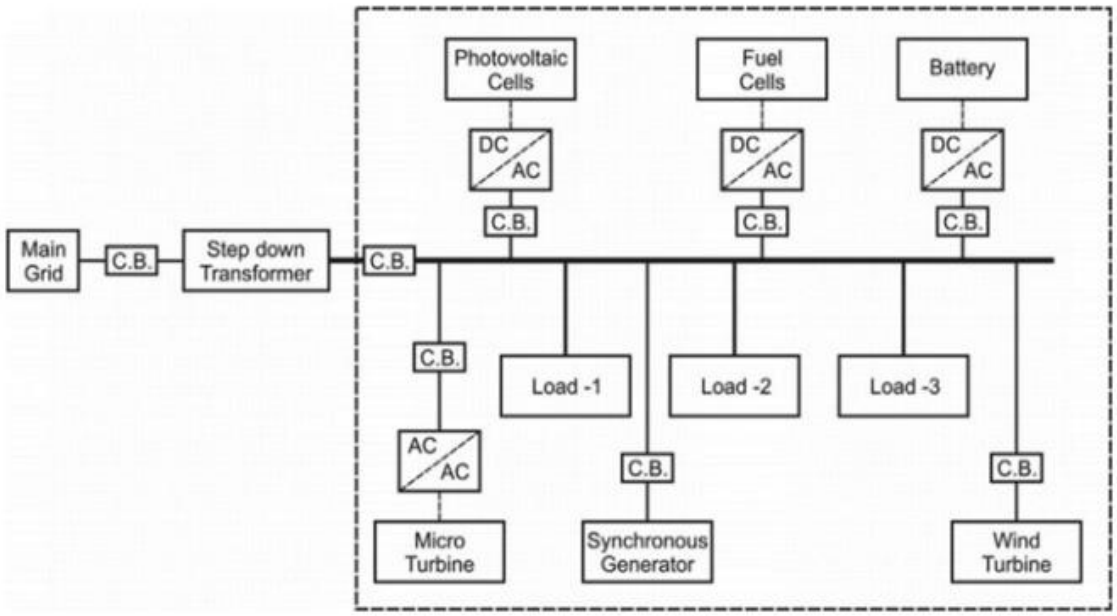


Figure 6 : Une smart grid typique [21]

La

Figure 7 permet de voir que le smart grid peut fonctionner en mode Off-grid indépendamment du réseau électrique public, ou en mode connecté au réseau lorsque la puissance produite est renvoyée au réseau MT pour être distribuée localement voire au réseau THT pour être transportée vers d'autres régions.

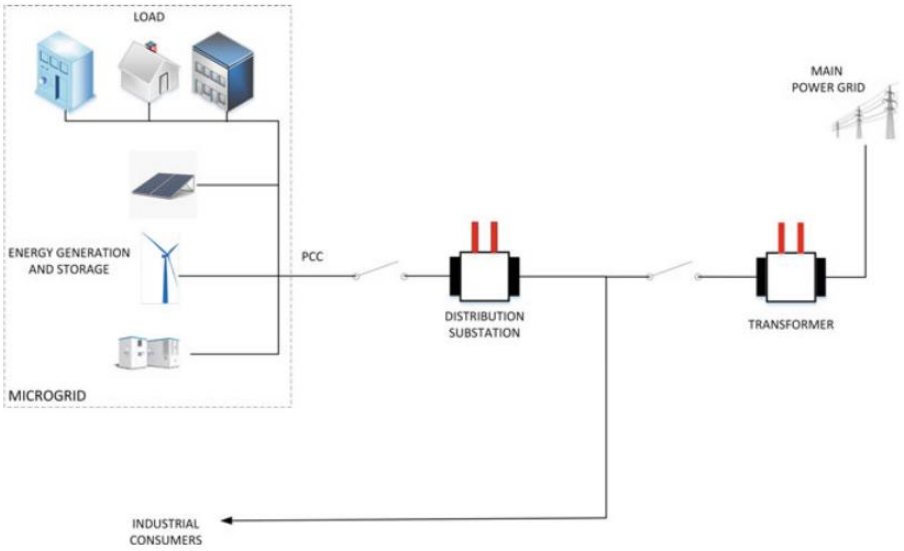


Figure 7 : Schéma général d'une smartgrid [22]

Les smart grids sont classés en cinq catégories répondant à des exigences spécifiques : commerciaux ou industriels, communautaires, campus, militaires et déportés. [1]

4.2 Les principales fonctionnalités du smart grid

La plupart des smart grid déportés fonctionnent en mode îloté et sont alimentés par des générateurs diesel en plus des SER. Bien que chaque type de smart grid soit amélioré pour répondre à des exigences particulières, la connexion au réseau doit respecter plusieurs normes internationales. La norme IEEE Std 1547-2003 *(Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems)* est l'une des normes internationales d'interconnexion. Elle fournit des recommandations pour les opérations de contrôle de la tension et de la fréquence, la mise à la terre, la prévention de l'îlotage, les opérations de performance, les conditions de test et les exigences de maintenance.

Pour cela, la conception du smart grid nécessite des contrôleurs conformes à plusieurs normes internationales. La norme IEEE Std 2030.7 (IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers) est l'une des plus largement suivies. Elle définit les exigences techniques des contrôleurs de smart grid et les spécifications fondamentales des systèmes de gestion de l'énergie des smart grid. Selon cette

[1] Les smart grids sont classés en cinq catégories :

- Les smart grids commerciaux ou industriels conçus pour fonctionner en mode connecté au réseau afin de réduire la demande et les coûts, et dotés d'un système de secours pour pallier les défaillances
- Les smart grids communautaires améliorés pour renforcer la stabilité du réseau électrique
- Les smart grids de campus installés par des institutions individuelles (collèges, hôpitaux et usines), en raison d'exigence de type de charge et de continuité d'alimentation
- Les smart grids militaires mis en œuvre dans les endroits (éloignés i.e. déportés) où la sécurité physique et cybernétique est requise
- Les smart grid déportés installés dans des endroits ruraux où le réseau n'est pas disponible.

norme, la transition du mode îloté au mode connecté au réseau doit être gérée par des commandes de resynchronisation et de reconnexion. De la même façon, les commandes de puissance sont nécessaires pour gérer la production et la consommation de puissance active et réactive qui sont gérées par des systèmes de gestion de l'énergie [18], [23].

Ces contrôleurs conformes aux normes permettent d'exploiter les smart grid dans une infrastructure normalisée, interopérable et évolutive. Les normes internationales garantissent l'interopérabilité de divers smart grid structurés par l'utilisation d'une grande variété de sources, de contrôleurs et de dispositifs commerciaux. L'intégration ou la déconnexion des sources et des charges nécessite également des contrôleurs centraux et locaux dédiés à la distribution de la production sur le micro-réseau. Par conséquent, une autre normalisation est nécessaire pour encadrer les performances des contrôleurs de smart grid. La norme IEEE Std 2030.8 (Standard for the Testing of Microgrid Controllers) fournit des recommandations sur les équipements de test des contrôleurs, les fonctions des contrôleurs concernant les modes îlotage ou connecté au réseau, la gestion du flux de puissance, les fonctions de contrôle local et de gestion de charge [18].Le pilotage de l'amélioration de la hiérarchie de contrôle utilisée dans les opérations de smart grid est illustrée à la Figure 8, on distingue plusieurs niveaux de contrôle [24] :

Premier Niveau : Ce niveau permet de contrôler les équipements de production d'énergie (éolienne et panneaux photovoltaïques) pour moduler la puissance produite, concrètement ce contrôle permet de limiter la puissance produite entre zéro et la puissance nominale dans les conditions de fonctionnement nominales. En outre, grâce à l'utilisation des convertisseurs de puissance, ce niveau de contrôle assure une connexion en toute sécurité au réseau de tous les équipements, en maintenant les signaux électriques (courant, tension, fréquence, déphasage, taux d'harmoniques…) dans les intervalles exigés par les normes.

Deuxième niveau : Ce niveau permet un management d'énergie pour assurer l'équilibre entre la production et la demande, prenant en compte les objectifs économiques (exemple : utiliser le réseau quand le prix est favorable) et les contraintes techniques d'utilisation (exemple : utiliser la pile à combustible plus que les batteries).

Troisième Niveau : Ce niveau assure la communication et la synchronisation entre les différentes smartgrids distribuées.

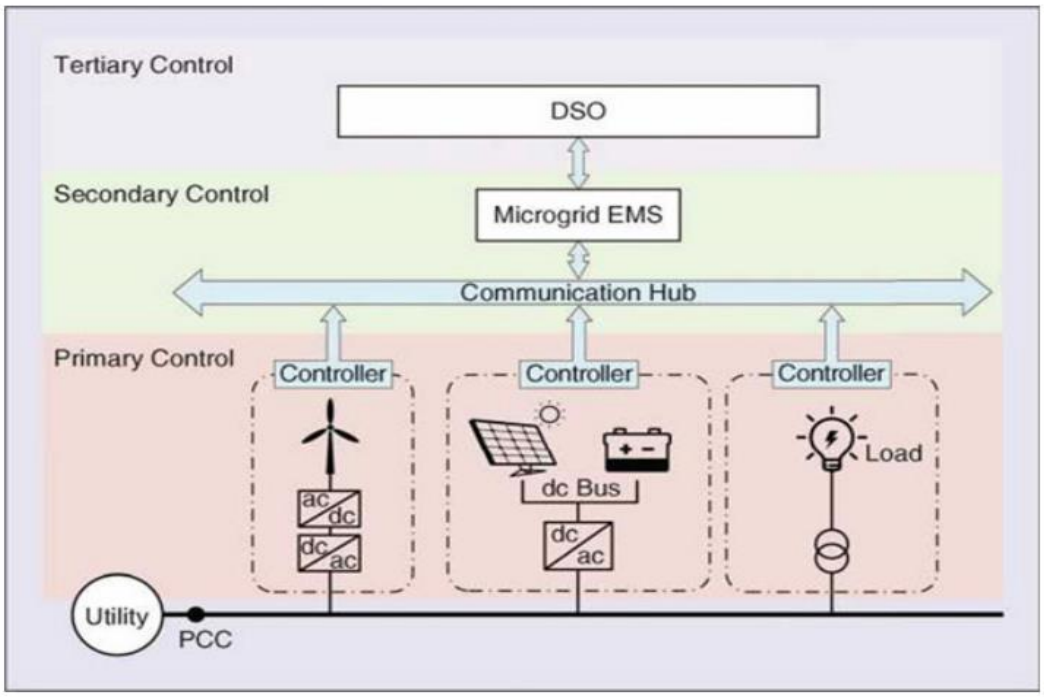


Figure 8 : Les hiérarchie du contrôle des smartgrids [25]

Voir l'annexe pour plus de détail sur cette partie : hiérarchie de contrôle.

4.2.1 Architecture de contrôle : Centralisée, Décentralisée et Distribuée

La Figure 9 montre différentes architectures de contrôle.

L'architecture centralisée est caractérisée par l'utilisation d'un seul contrôleur pour l'ensemble des smartgrids, qui collecte les informations de production énergétique des ressources d'énergie distribués, les informations de consommation, les données météorologiques et autres informations de marché venant des différents nœuds du réseau qui permettent d'alimenter les programmes d'optimisation pour atteindre les objectifs de gestion du réseau. Ceci offre l'avantage d'une optimisation globale des performances qui permet de réduire le coût total d'exploitation en tenant compte de toutes les contraintes. Toutefois un seul contrôleur qui gère le système global d'une manière centralisée peut être trop coûteuse (voire impossible) d'un point de vue computationnel surtout quand le nombre de smartgrids connectés au réseau devient important. En outre ceci conduit à une architecture non modulaire qui est généralement inapproprié pour des raisons de maintenance et de sécurité, mais aussi d'adaptabilité et d'extensibilité.

L'architecture distribuée est implémentée en déployant un contrôleur pour chaque smartgrid. Chaque contrôleur possède sa capacité de contrôle autonome et n'utilise alors que ses propres capteurs et sa propre unité de calcul et de traitement, mais Il doit pouvoir communiquer et partager des informations avec les autres contrôleurs afin de les informer et de s'informer sur la progression de l'objectif global. Il est alors nécessaire de mettre en place un réseau de communication fiable pour assurer un échange et un certain niveau de coordination entre les contrôleurs afin d'obtenir une bonne performance à l'échelle du système global. Ce type d'architectures de contrôle est donc venu dans l'ambition de pallier aux limitations des architectures de contrôle centralisées.

Il existe d'autres architectures. Par exemple certaines architectures de contrôle combinent un SME centralisé avec un SME distribué, ainsi les contrôleurs distribués sont pilotés par un contrôleur central ce qui permet un pilotage local mais également une optimisation générale du système. Un autre exemple est de considérer l'architecture distribuée sans qu'il y ait de communication entre les différents contrôleurs, c'est ce que l'on appelle une architecture décentralisée.

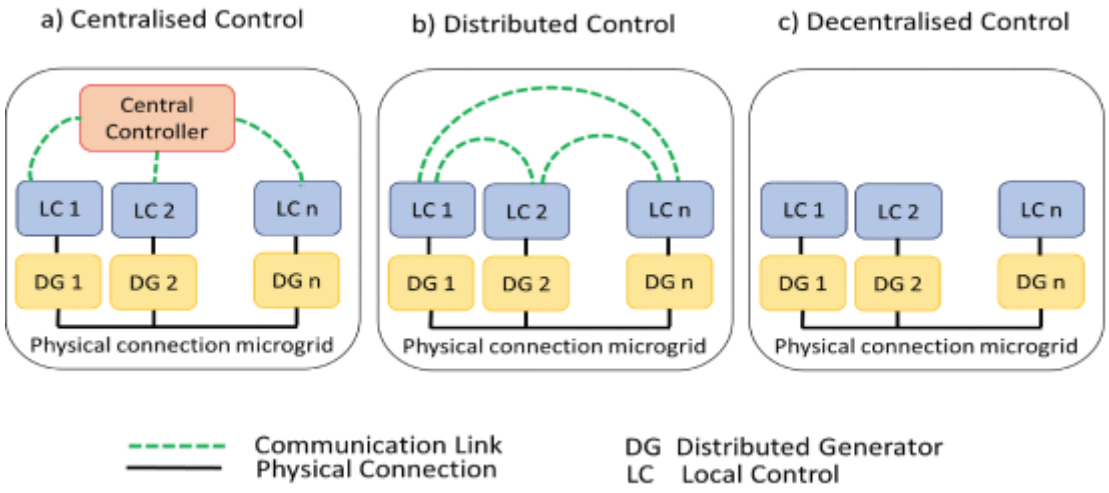


Figure 9 : Différentes architectures de contrôle [26]

Voir l'annexe pour plus de détail sur cette partie : architectures de contrôle.

4.2.2 Pilotage basé sur les capteurs intelligents pour améliorer l'efficacité énergétique des smartgrids (AMI ; Advanced Metering Infrastructure)

De nouvelles fonctionnalités de pilotage de réseau, telles que le pilotage de la demande, sont rendues possibles par les technologies de smart metering (mesure intelligente) modernisant le réseau électrique traditionnel. L'Advanced Metering Infrastructure (AMI) est le terme utilisé pour décrire l'infrastructure complète en partant des smart meters (capteurs intelligents) pour le contrôle des équipements et applications. L'AMI permet de rassembler et transférer les informations d'utilisation de l'énergie quasi en temps réel. L'AMI permet la communication bidirectionnelle entre les consommateurs et les fournisseurs, par exemple l'émission-réception d'informations de mesure (consommation), de signaux de tarification (du fournisseur au compteur) et de commandes (contrôle des dispositifs consommateurs). Ainsi, est-elle considérée comme la colonne vertébrale des smartgrids [27].

Les services fournis par l'AMI peuvent être catégorisés en 5 services :

- La connaissance de la consommation
- Les services de marché
- Le planning et le contrôle
- Les services de réseau
- Le diagnostic.

L'AMI est constituée de sous-systèmes :

- Le Smart Meter : Un SM mesure les quantités physiques, enregistre différents événements tels que les pannes ou tout changement de la puissance nominale contractuelle, etc. et est convertit l'information sous forme numérique. Ils transmettent les données via des réseaux de communication fixes, reçoivent les informations de tarification des fournisseurs et les transfèrent aux consommateurs.
- Le Réseau de communication : ce réseau de communication avancé supporte une communication bidirectionnelle permettant le transfert d'information des smart meters aux fournisseurs et vice-versa.
- Systèmes d'Acquisition des Données Mesurées (SADM) : applications logicielles utilisées pour l'acquisition de données venant des compteurs qui seront envoyées aux systèmes de management des données mesurées.
- Systèmes de management des données mesurées (MDMS) : Système hôte qui reçoit, stocke et analyse les informations des compteurs de manière automatisé grâce à l'intelligence artificielle.

Le client est équipé d'un compteur électronique qui collecte des données temporelles. Ce compteur transmet les données recueillies par l'intermédiaire de réseaux fixes de communication conventionnels, tels que les lignes BPL (large bande sur ligne électrique), PLC (courants porteurs en ligne), la radiofréquence fixe, ainsi que les réseaux publics tels que les réseaux fixes, cellulaires et de radiomessagerie. Les données de consommation mesurées sont reçues par les unités de collecte de données (DCU) de l'AMI. Elles sont ensuite envoyées à un MDMS qui gère grâce à l'intelligence artificielle le stockage et l'analyse des données et fournit les informations sous une forme utile aux fournisseurs Figure 10.



Figure 10 : Représentation schématique d'un AMI [29]

4.2.1.1 Smart meter

Contrairement aux compteurs AMR (Automated Meter Reading), la communication dans l'AMI est bidirectionnelle ; par conséquent, les dispositifs intelligents peuvent accepter des signaux de commande et agir en conséquence. Au niveau du consommateur, un dispositif intelligent est un

compteur qui communique des données de consommation à l'utilisateur et au fournisseur de services. Les écrans domestiques présentent les données des appareils intelligents aux consommateurs, les rendant conscients de leur consommation d'énergie. Ces compteurs visent à inciter les clients à moins consommer, par l'établissement de prix différenciés en temps réel, aux heures de crête (surtarification) prévisibles selon la journée ou la saison. Ainsi, l'implémentation de ces systèmes permettrait, par la simple connaissance de la consommation, de réaliser des économies d'énergie de 5 à 15 % en favorisant de meilleurs pratiques. Ces compteurs permettent également de couper à distance, avec l'accord du client, l'alimentation de certains équipements pour éviter les surcharges du réseau en périodes de pointe. En effet, les informations sur la tarification des services publics (électricité, gaz, eau) fournies par le fournisseur de services permettent de contrôler la charge (par exemple, les thermostats intelligents), et de réguler la consommation en fonction de critères et de directives préétablis par l'utilisateur. D'autre part, dans le cas d'un smart grid, lorsque les ressources énergétiques distribuées (DER) ou de stockage sont disponibles, le système peut proposer une solution optimisée en termes d'utilisation des sources d'énergie pour répondre à la demande.

Les principales caractéristiques des compteurs d'électricité intelligents peuvent être résumées comme suit [28]:

- Tarification en fonction du temps,
- Fourniture de données de consommation au consommateur et au réseau,
- Comptage net,[2].
- Notification des défaillances et des pannes,
- Opérations de commande à distance (mise en marche/arrêt),
- Limitation de la charge à des fins de réponse à la demande,
- Surveillance de la qualité de l'énergie, notamment : phase, tension et courant,
- Puissance active et réactive, facteur de puissance,
- Détection du vol d'énergie,
- Communication avec d'autres dispositifs intelligents,
- Amélioration des conditions environnementales en réduisant les émissions par une consommation d'énergie efficace.

4.2.2.1 Le réseau de communication

La communication représente un élément fondamental d'une AMI. En effet, une infrastructure de communication rapide, fiable et sophistiquée est nécessaire pour permettre un échange en temps réel des données et autres informations nécessaires pour le management énergétique. Cette infrastructure de communication est notamment nécessaire pour permettre l'envoi des données collectées par le smart meter ainsi que la réception de commandes de contrôle venant du centre d'opération. Pour cela, le réseau de communication d'un AMI doit permettre :

- Le transfert d'un grand volume de données,
- La restriction de l'accès aux données,
- La confidentialité des données sensibles,
- L'authentification et l'exactitude des données,
- La rentabilité économique,
- Le support de futures extensions.

[2] Le comptage net est un service de comptage de l'électricité permettant d'équilibrer son compteur électrique entre auto-consommation solaire et production électrique. Le comptage net permet de calculer automatiquement ce qui est produit et consommé sur place et ce qui est injecté et tiré du réseau.

Plusieurs topologies de réseau de communication peuvent être utilisées dans les smart grids. La plus utilisée consiste à collecter les données d'un groupe de smart meters dans un concentrateur de données local, pour ensuite les transmettre via un canal de liaison jusqu'au centre de commande où résident les applications d'acquisition et de management de données.

Le type d'architecture du système de gestion énergétique (centralisé ou décentralisé) va dicter le choix des technologies de communication.

Dans une architecture centralisée, il est nécessaire d'avoir des liens de communication robustes tels que le Système de Contrôle et d'Acquisition de Données (SCADA), le Contrôleur Logique Programmable (PLC) ou la fibre optique.

Pour une architecture décentralisée, il est possible d'opter pour des liens de communication distribués et limités en portée telle que les systèmes WLAN, RF et ZigBee. Il existe plusieurs solutions commerciales qui exploitent l'infrastructure de communication pour un suivi et une gestion intelligente de la consommation. Voltalis en est un exemple. C'est un dispositif innovant d'économie d'énergie pour les maisons chauffées à l'électricité. Ce boîtier permet de mieux surveiller la consommation et de programmer le chauffage. En cas de déséquilibre sur le réseau électrique, il peut optimiser en temps réel la consommation des radiateurs ou autres appareils de chauffage, les plus énergivores du foyer.

4.2.2.2 Le système de management des données

Au niveau du fournisseur du service, un système de stockage et d'analyse des données est nécessaire à des fins de facturation. Il doit pouvoir gérer la réponse à la demande (demand response), le profil de consommation et les réactions en temps réel aux changements et urgences du réseau.

Pour pouvoir gérer ces différents aspects, ce système de management des données est composé de différents modules tels que le Système De Management des Données (MDMS) évoqué ci-dessus, des systèmes d'information des consommateurs, de facturation, de management des défaillances, de prévision de charge et de production ou encore de Système d'Information Géographique (SIG).

Le traitement des données implique la catégorisation, le regroupement, la prédiction, la correction, etc. Il permet la prise de décision et utilise des programmes et algorithmes d'optimisation. Cependant, la quantité de données collectées par les AMI existantes est de l'ordre de plusieurs térabytes. Elle nécessite l'emploi d'outils d'analyse de type Big Data

En résumé, l'AMI est à la base du management de l'énergie à tous les niveaux au sein d'un smartgrid. Il profite à la fois aux clients et aux distributeurs en assurant la fiabilité, la sécurité, l'exploitation et les avantages financiers. Cependant, la mise en œuvre de l'AMI présente de nombreux défis, comme le coût élevé des investissements, les problèmes d'intégration et la normalisation.

4.2.3 L'introduction des nouveaux outils IoT de pilotage du smart grid

Avec la croissance et les mises à jour technologiques de l'Internet des Objets (IoT), les smartgrids intègrent de plus en plus d'architectures et de technologies IoT pour des applications destinées à développer, contrôler, surveiller et protéger les smartgrids [22].

Rappelons que l'IoT permet l'interconnexion du réseau avec capteurs et actionneurs, dans le but de développer un contrôle intelligent. Ceci est possible grâce à la cinquième génération de technologie

mobile sans fil, la 5G, appelée "catalyseur de la prochaine génération de réseaux intelligents". Ainsi les données vont devenir l'élément clé de l'industrie de l'électricité intelligente, l'IoT produira une énorme quantité de données en temps réel et les systèmes de Big Data analyseront, traiteront et filtreront ces données jusqu'à chaque utilisateur individuel.

A grande échelle, les smartgrids sont considérées comme des éléments individuels qui peuvent se connecter ou se déconnecter du réseau électrique public, grâce à différents mécanismes de contrôle. La Figure 11 illustre la connexion du smart grid au réseau public ainsi que les principaux composants contrôlés par l'IoT.

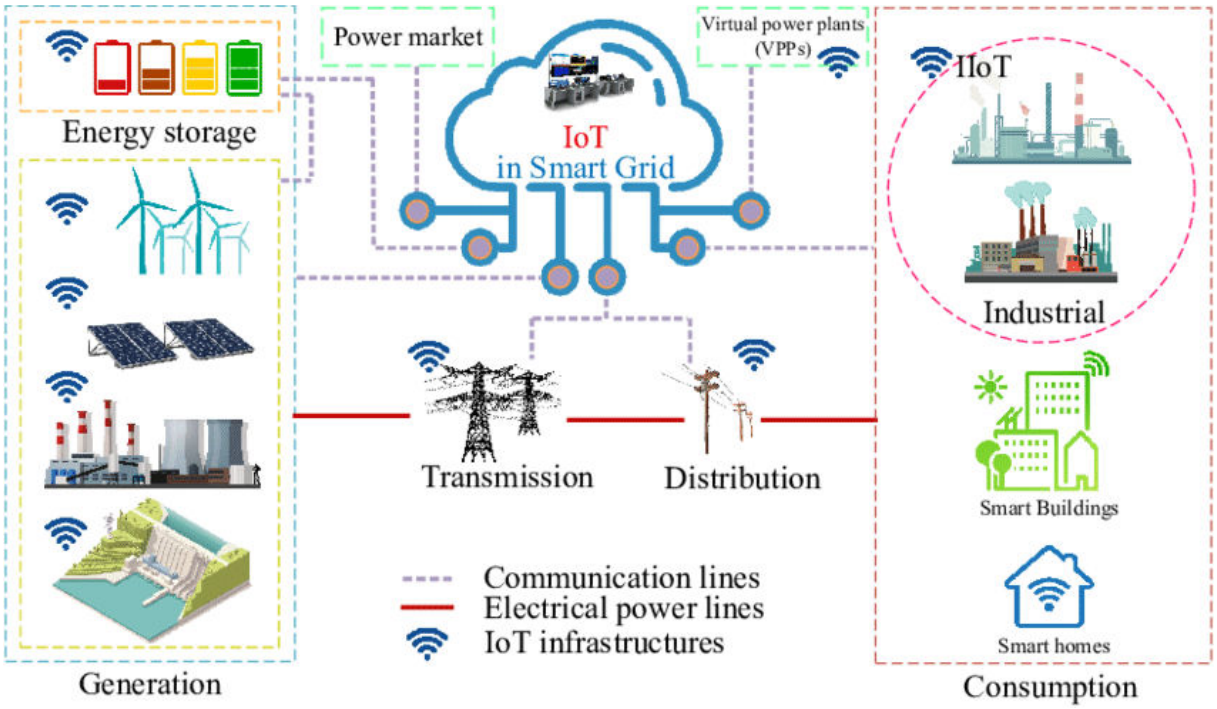


Figure 11 : Une méthode de contrôle distribuée où tous les éléments sont connectés via l'Internet des Objets et la 5G [29]

En plus des commandes qui permettent le contrôle des paramètres et du comportement, un autre aspect important nécessite un contrôle avancé : c'est la gestion de l'énergie des smartgrids. Celle-ci peut être assurée par des systèmes de réponse à la demande (DR) et de gestion de la demande (DSM) permises par les avancées technologiques dans le domaine des communications sans fil.

La plupart des mécanismes de DR ou DSM sont développés dans le but de minimiser la demande de pointe en transférant une demande en heure de pointe vers une demande en heure creuse. Ces systèmes peuvent être considérés comme des optimiseurs ou des équilibreurs d'énergie. La plupart des mécanismes de DR ou DSM sont développés dans le but de minimiser la demande de pointe en passant de la demande des heures de pointe à la demande des heures creuses. Ces systèmes peuvent être considérés comme des optimiseurs ou des équilibreurs d'énergie [22].

4.3 Quelques exemples échelonnés : du bâtiment au département

4.3.1 Cas du bâtiment : Kergrid

Sous l'appellation « Kergrid » le Syndicat Départemental d'Energies du Morbihan (SDEM) et Schneider Electric expérimentent, à l'échelle d'un bâtiment tertiaire, le fonctionnement d'un réseau électrique

intelligent [8]. Le système associe la production locale au stockage d'énergie. Ce dispositif doit permettre au bâtiment de s'effacer lors des pointes de consommation électrique (Figure 12).

Il s'agit d'utiliser l'énergie produite localement aux moments souhaités, notamment pendant les pics de consommation. Le système doit ainsi permettre l'effacement électrique du bâtiment pendant 2 heures pleines. À travers cette expérimentation, le SDEM souhaite montrer l'intérêt énergétique et économique de la maîtrise de sa production locale.

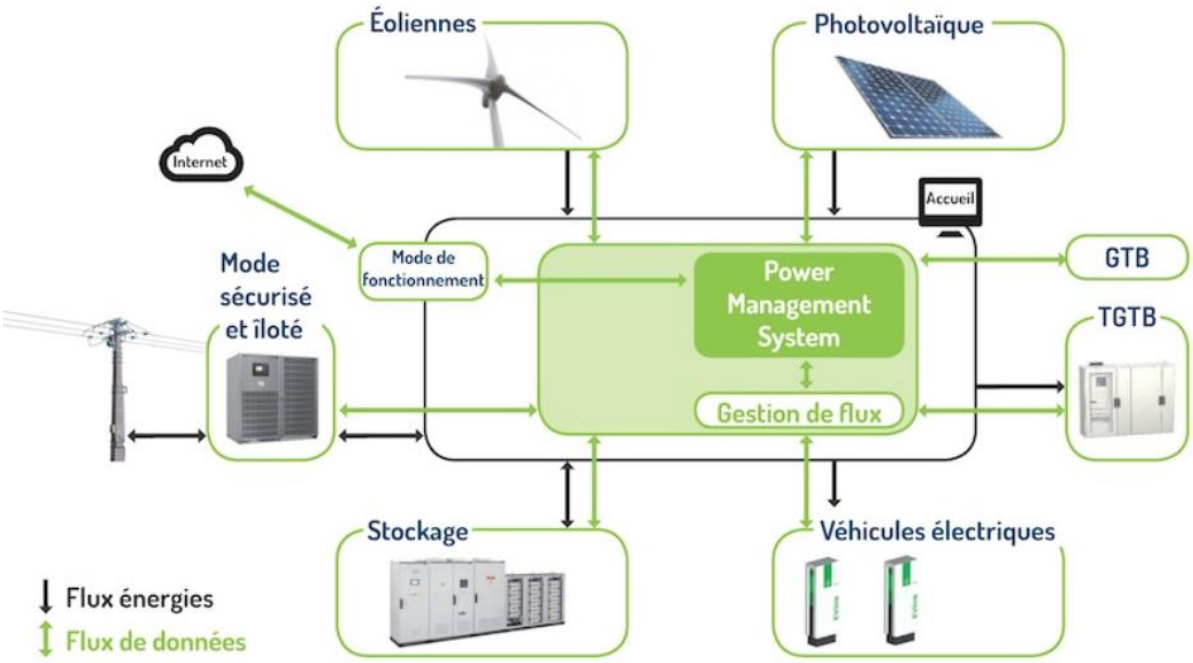


Figure 12: Panneau technique Kergrid [30]

La première brique de Kergrid est le bâtiment équipé, notamment, d'une pompe à chaleur eau, de triple vitrage, de détecteurs de présence et de luminosité et d'un dispositif de climatisation passive. La production d'électricité est assurée par 850 m² de panneaux photovoltaïques sur toiture, d'une puissance de 126 kWc et par 2 petites éoliennes de 2,5 kW et 2 kW. Une batterie Lithium-Ion d'une puissance de 56 kWh s'intègre au dispositif. Le volet stockage est complété par des infrastructures de recharge pour véhicules électriques d'une puissance comprise entre 7 kVA et 22 kVA, ces véhicules devenant, en stationnement, de potentiels moyens de stockage.

Le bâtiment comprend un tableau de distribution électrique (TGBT) composé de moyens de délestage de charge ainsi que de comptage de consommation des différents équipements électriques, notamment les plus énergivores. Le pilotage du chauffage et de la ventilation est assuré par une Gestion Technique Centralisée (GTC). L'expérimentation directement intégrée au bâtiment est pilotée par un « Power Management System » (PMS) comprenant un automate chargé de gérer les flux d'énergie en arbitrant entre autoconsommation, stockage ou revente de l'électricité. C'est le PMS, fourni par Schneider Electric, qui gère l'effacement du bâtiment, la batterie pouvant assurer au moins deux heures d'autonomie au bâtiment.

4.3.2 Cas du quartier : Nice Grid et I-BATs

A plus grande échelle, plusieurs projets au niveau d'un quartier ont été conduits ou sont encore en expérimentation.

4.3.2.1 Nice Grid

Le projet Nice Grid a consisté en un quartier solaire intelligent intégrant une part importante de production photovoltaïque locale, des solutions de stockage d'électricité, 2 500 compteurs évolués Linky et des solutions d'effacement, notamment de modulation de la consommation (décalage temporel des consommations électriques des clients), pour améliorer la gestion des pointes de consommation ou production électrique à différentes échelles de temps [31].

Le projet a relevé 4 défis :

- **Optimiser l'exploitation d'un réseau de distribution électrique en BT et MT,**
- **Faire évoluer le comportement des consommateurs résidentiels et industriels pour les inciter à être acteurs de leurs consommations,**
- **Étudier et tester le fonctionnement d'une zone de consommation autonome**,
- **Tester des modèles économiques liés aux *Smart grids***.

Le projet s'est déroulé à Carros, dans la plaine du Var, sur le territoire de la Métropole Nice Côte d'Azur et dans le périmètre de l'Opération d'intérêt national « Éco-Vallée » avec un investissement total de 30 millions d'euros, dont 11 millions financés par des aides publiques nationales et européennes. En tant qu'acteur majeur dans le domaine des réseaux intelligents, ENEDIS a coordonné le projet européen « *GRID4EU* » dont Nice Grid constitue la contribution française.

Les principaux dispositifs techniques expérimentés incluent le stockage électrique mis en place et testé sur le réseau et chez les clients. Le NEM, gestionnaire d'énergie réseau du projet, a été utilisé en situation opérationnelle, 2 500 compteurs de type Linky ont été installés chez les habitants de Carros.

Les expériences ont permis d'obtenir plusieurs résultats utiles. 217 foyers incités à modérer leur consommation de 18 heures à 20 heures ont réduit en moyenne de 22 % leur consommation d'électricité lors des pointes. L'intensité lumineuse pour 8 rues de Carros équipées de solutions de pilotage de l'éclairage public, a pu être diminuée de l'ordre de 30 % lors des pics de consommation. Nice Grid a permis à ENEDIS de tester un îlotage sur une durée limitée avec production photovoltaïque et stockage par batterie. Grâce au couple batterie-convertisseur et à cette production locale, l'îlotage a été maintenu pendant 8 heures sans aucune perturbation pour les clients du réseau isolé.

Côté consommateurs, plusieurs « *expérimentations* » ont été proposées aux habitants des « *quartiers solaires* » de Carros pour équilibrer la production et la consommation. En été, ces offres les incitaient à décaler leur consommation d'électricité vers les heures les plus ensoleillées (entre 12 heures et 16 heures) des 40 « *Jours solaires* » pour y mettre en charge leur ballon d'eau chaude électrique. En hiver, les clients ont été incités à modérer leur consommation de 18 heures à 20 heures, et à utiliser le compteur *Linky* pour le pilotage de leur chauffage électrique.

4.3.2.2 I-BATs

Le projet i-BATs soutenu par la fondation The Ark, l'Institut informatique de gestion de l'école HES-SO Valais-Wallis consiste spécifiquement en la mise en place d'un micro-grid à l'échelle de quartier sur le Technopôle de Sierre ([8] (canton du Valais, Suisse).

I-BATS mobilise des systèmes d'information et l'analyse des données pour une gestion énergétique de bâtiment (à énergie positive). Il a permis de construire un réseau capable, à terme, de réguler les flux d'énergie au sein d'un micro-grid, en prévoyant sa consommation (plus de 50 entreprises employant environ 450 personnes) et sa production (le Technopôle dispose d'une centrale photovoltaïque

occupant 1 200 m²), en utilisant un stockage (batterie de 25 kWh) et des données énergétiques statiques et dynamiques notamment météorologiques.

Des premiers résultats ont été obtenus sur les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel (Figure 13) :

- Sur le secteur résidentiel, la mise en marche d'appareils flexibles dans le temps comme les pompes à chaleur ou les lave-vaisselles pourront être prévus,
- Sur le Technopôle de Sierre, les pics correspondant à l'activité du restaurant ont été analysés pour une future intégration avec un modèle de stockage,
- Au niveau du secteur industriel, des modèles de prédiction de consommation d'énergie ont été créés en fonction des plannings de présence.

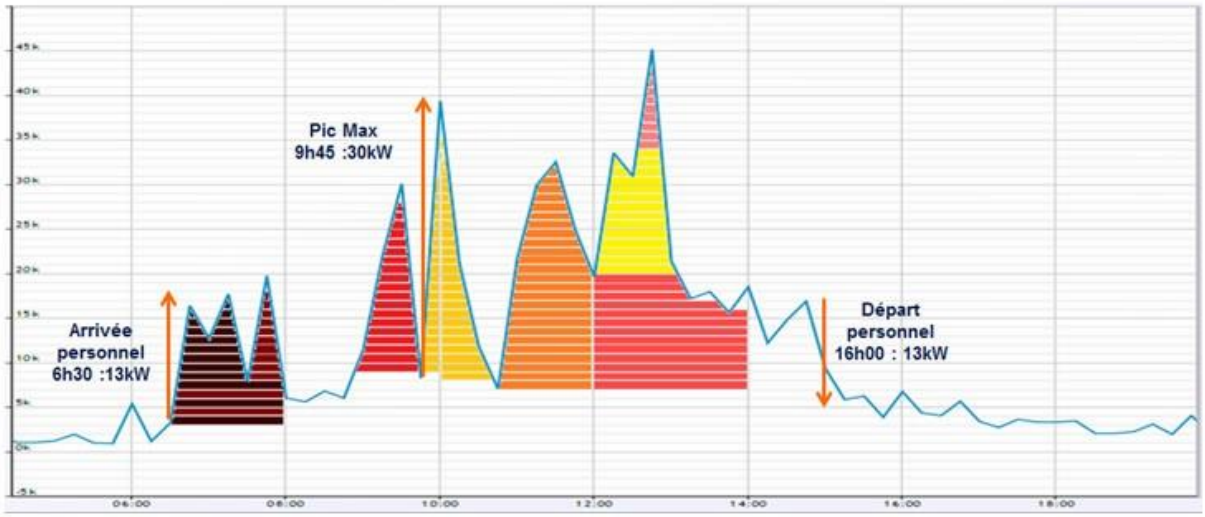


Figure 13 : Pics de puissance correspondant à l'activité du restaurant du technopôle de Sierre, 03/12/2013 [8]

4.3.3 Cas du département : le Smart Grid Vendée

A l'échelle du département de la Vendée, le projet Smart Grid Vendée avait pour objectif d'expérimenter de nouvelles solutions pour gérer et moderniser la distribution d'électricité dans le cadre de la transition énergétique [31].

Doté d'un budget de 27,7 millions d'euros sur 5 ans (2013-2018), dont 9,5 millions d'euros financés par l'ADEME dans le cadre du programme "Investissements d'Avenir", le projet a été porté par le SyDEV, Syndicat Départemental d'Énergie et d'Équipement de la Vendée, et ENEDIS, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité. Dans le cadre d'un consortium, six autres partenaires ont participé à l'expérimentation : RTE, ENGIE Ineo, Legrand, Actility, General Electric et le CNAM.

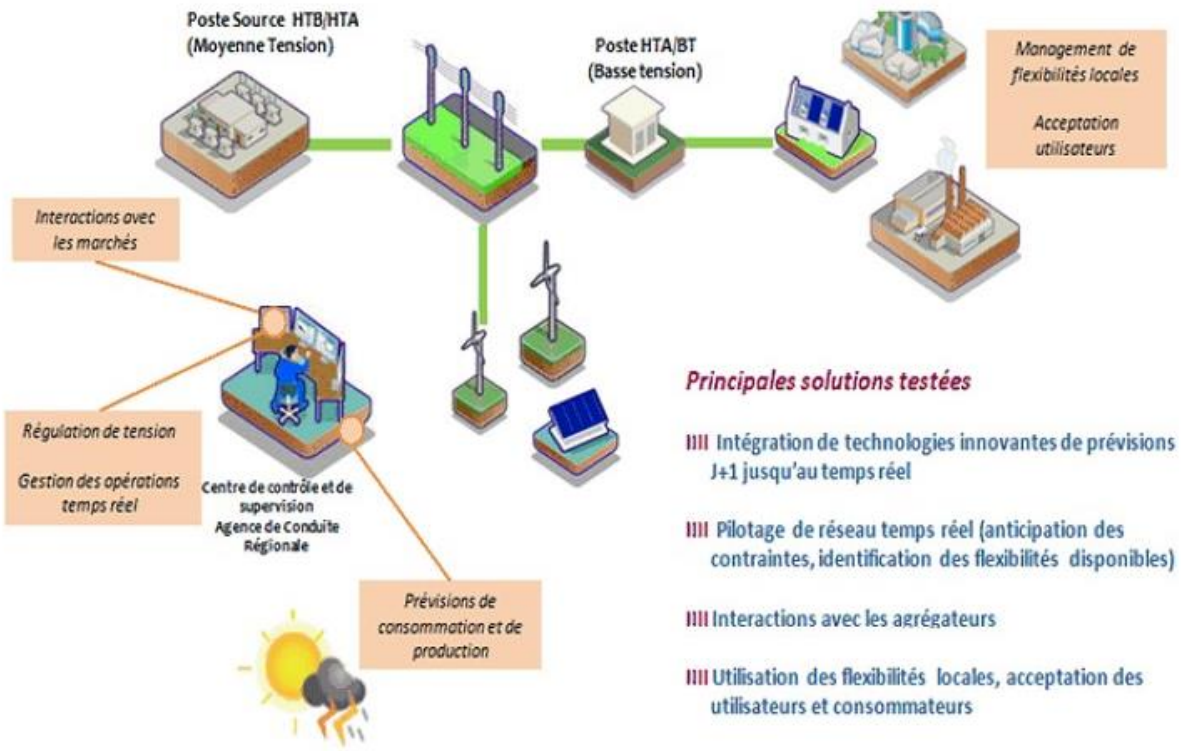


Figure 14: L'architecture du projet Smart Grid Vendée (Source : ADEME) [32]

Les principaux enseignements du projet Smart Grid Vendée sont :

- Développement de la gestion prédictive : prévision des flux locaux de consommation et production pour optimiser l'usage du réseau et accueillir davantage d'énergies renouvelables.
- Expérimentation d'offres de raccordement intelligentes (Cf paragraphe 3.1) réduire les coûts et délais de raccordement des énergies renouvelables en limitant ponctuellement la production.
- Contrôle centralisé de la tension.
- Contrôle centralisé de la puissance réactive des installations de production et des sous-stations pour ajuster la tension au réseau de transport.
- Des tests d'activation de l'effacement de consommation pour réduire les coûts d'exploitation du réseau.

La méthode de valorisation des flexibilités a été utilisée dans le rapport réalisé par ENEDIS et l'ADEF et publié mi 2017 "Évaluation économique des Smart Grids" par ENEDIS.

Les éléments déjà testés à l'échelle de la Vendée avec Smart Grid Vendée ont été déployés à plus grande échelle, notamment dans le cadre de SMILE (Smart Ideas to Link Energies). Lancée fin 2016 pour accompagner les entreprises et territoires porteurs de projets de réseaux énergétiques intelligents, l'association SMILE compte aujourd'hui plus de 200 membres

5 Annexe

5.1 Hiérarchie de contrôle

Une présentation schématique générale de la hiérarchie de contrôle utilisée dans les opérations de smart grid est illustrée à la Figure 8, on distingue plusieurs niveaux de contrôle [25]:

Contrôle primaire : Le contrôle primaire donne la réponse la plus rapide car il s'agit du premier niveau de contrôle. Il garantit que la fréquence et la tension du système sont aux points de consigne. Le contrôle primaire fonctionne selon les données mesurées localement et ne nécessite pas de communication. À ce niveau de contrôle, le partage de la puissance de contrôle de sortie, la détection du fonctionnement en mode îloté et les modes de contrôle sont modifiés [33]–[36]. Les unités de stockage d'énergie peuvent contribuer à ce contrôle en fournissant un renforcement pendant les fluctuations de puissance. La relation naturelle entre le partage de la puissance et la régulation de la tension rend cette approche désavantageuse. Cet inconvénient peut être surmonté par un contrôle secondaire.

Contrôle secondaire : Il est utilisé pour le fonctionnement optimal de chaque unité de production décentralisée, ce que l'on appelle le contrôle centralisé. Le système de gestion de l'énergie (EMS) assure la qualité de l'énergie, régule la tension, compense les écarts de fréquence, permet le partage de l'énergie et le contrôle primaire pour revenir aux points de consigne [37], [38]. En outre, l'EMS est directement connecté au système de gestion de la distribution (DMS) via le lien de communication. En outre, il peut avoir différents effets, tels que le contrôle secondaire, le partage de la puissance réactive et la réduction des pertes.

L'un des facteurs facilitant la synchronisation du micro-réseau avec le réseau domestique est le contrôle secondaire. Dans [39], un contrôleur secondaire central a été développé pour maintenir la tension du jeu de barres principal au niveau souhaité. Dans [40], une méthode basée sur les fonctions est proposée pour le contrôle secondaire. Une fonction potentielle définie par le contrôleur central spécifie que pour chaque unité de production décentralisée qui utilise les valeurs mesurées par les autres unités de production décentralisée comme entrées pour cette fonction. Les autres unités DG comme entrées pour cette fonction dans cette méthode.

La commande secondaire doit être réglée pour intervenir après la commande primaire. La séparation de ce premier contrôle et du double contrôle nécessite moins de bande passante pour la communication [41]. Un contrôleur central doit s'assurer que le système principal fonctionne aussi bien que possible pendant les défauts principaux ou lors du passage en mode îloté [38]. Avec cette approche, le contrôle secondaire fait du dispositif de contrôle principal la partie la plus importante nécessaire au fonctionnement sûr du micro-réseau.

Contrôle tertiaire : Le niveau de contrôle le plus lent est le contrôle tertiaire qui est activé après le contrôle primaire et secondaire et permet au système de fonctionner à des points de consigne basés sur d'autres exigences du système pour assurer la stabilité du système à long terme. Il fait partie du contrôleur principal pour gérer plusieurs micro-réseaux.

Les opérations du contrôle primaire sont de l'ordre de quelques secondes et moins, les opérations du contrôle secondaire sont de l'ordre de quelques secondes à quelques minutes, les opérations du contrôle tertiaire sont de l'ordre de de quelques minutes à quelques heures (Figure 15).

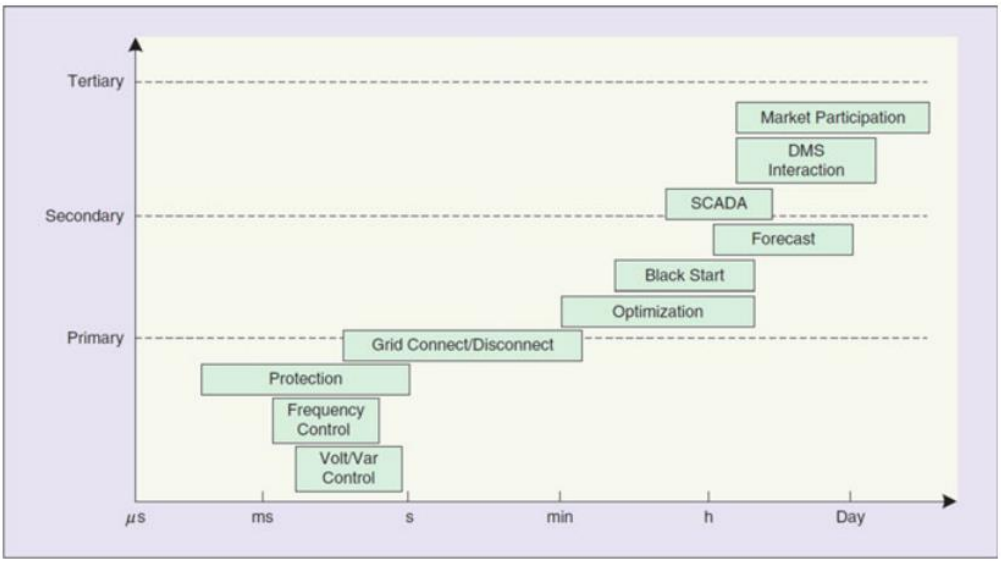


Figure 15 :Les échelles temporelles des fonctions de contrôle d'un smart grid [25]

5.2 Architecture de contrôle : Centralisée, Décentralisée et Distribuée

L'efficacité du système de management énergétique (SME) dépends de l'architecture de contrôle. Les architectures de contrôle les plus communément utilisées sont les centralisées et décentralisées (distribuées).

Les architectures SME centralisées sont caractérisées par un contrôleur central possédant une unité de calcul de haute performance et un réseau de communication dédié et sur pour assurer la gestion de l'utilisation de l'énergie. Le contrôleur central peut-être un opérateur, ou un agrégateur qui collecte les informations de production énergétique des ressources d'énergie distribués, les informations de consommation, les données météorologiques et autres informations de marché venant des différents nœuds du réseau qui permettent d'alimenter les programmes d'optimisation pour atteindre les objectifs de gestion du réseau [42]. Il se trouve dans la salle de contrôle et prend en charge une fonction de contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA) et dispose d'une interface homme-machine qui permet à l'opérateur de surveiller et contrôler le réseau [43].

Les architectures distribuées sont implémentées en déployant plusieurs contrôleurs distribués sur chaque nœud de la smartgrid. Chaque nœud possède une capacité de contrôle autonome et peut communiquer de pair à pair avec les autres nœuds [42]. Dans le cas où les contrôleurs ne communiquent pas les uns avec les autres, ce type d'architecture est appelée architecture décentralisée.

Il existe des solutions intermédiaires à ces différentes catégories. Par exemple certaines architectures de contrôle combinent un SME centralisé avec un SME distribué, ainsi les contrôleurs distribués sont pilotés par un contrôleur central ce qui permet un pilotage local mais également une optimisation générale du système. Figure 16 prise de [44] avec quelques modifications présente les différentes variétés d'architecture SME évoquées.

Les différents types d'architecture de contrôle ont leur avantages et inconvénients mais industriels et académiques s'accordent à dire que l'architecture distribuée est celle qui représente le meilleur

compromis. Une comparaison des avantages et inconvénients des deux types d'architecture est proposée dans les paragraphes suivants.

Optimisation de la smartgrid : Dans les SME centralisés, toute l'information est regroupée et gérée en un seul point de contrôle. Ceci offre l'avantage d'une optimisation globale des performances qui permet de réduire le coût total d'exploitation en tenant compte de toutes les contraintes. En comparaison, l'optimisation locale dans le SME distribué ne sera pas en mesure de fournir une solution pour minimiser le coût d'exploitation total dans son ensemble.

Performance calculatoire : En revanche la centralisation du contrôle présente plusieurs inconvénients en comparaison au système distribué. Puisque toutes les données sont rassemblées et traitées en un seul point de contrôle, la charge de calcul est plus importante que sur des systèmes distribués. La structure de contrôle centralisée est donc moins efficace pour les besoins de communication en temps réel. Cet effet s'accentue évidement avec le nombre d'éléments à contrôler au sein du réseau. En comparaison le prise de décision locale proposée par l'architecture distribuée requiert une plus faible puissance calculatoire. D'autre part, l'utilisation du réseau de communication et les besoins en bande passante sont également réduits.

Flexibilité : La structure de contrôle distribuée est également plus flexible que l'architecture centralisée qui permet difficilement de futures expansions ou modifications. En effet, l'ajouts de nouvelles sources d'énergie ou composants au réseau peut nécessiter l'interruption du système.

Fiabilité et résilience : La centralisation du contrôle implique également un point de défaillance unique : un point d'un Système Informatique dont le reste du système est dépendant et dont une panne entraîne l'arrêt complet du système. Les systèmes de contrôle distribués sont supérieurs en termes de fiabilité et de résilience en raison de la redondance des contrôleurs et des algorithmes d'intelligence artificielle. Ainsi une défaillance d'un contrôleur ne cause pas de panne d'électricité générale sur le smart grid. D'autres parts, les actions de maintenance et d'amélioration du réseau peuvent être réalisées sans arrêter le système complet.

La fiabilité des systèmes de contrôle centralisé et distribué a été quantifié par [43] par une méthodologie basé sur la simulation de Monte Carlo. La fiabilité a été quantifiée par deux indicateurs, le SAIFI (System average interruption frequency) et le EENS (expected energy not supplied), permettant respectivement d'évaluer la fréquence d'interruption du système et la fréquence de non-approvisionnement de la charge. Ils démontrent par leur étude qu'en utilisant les mêmes types de contrôleurs pour les deux architectures de contrôle, le système avec EMS distribué est capable d'atteindre un SAIFI inférieur de 86% et un EENS inférieur de 78% [45].

Confidentialité des données : Enfin, le système de contrôle de l'énergie distribué permet d'assurer la confidentialité des données. En effet, les informations historiques sur l'énergie des utilisateurs sont stockées localement, ce qui protège la vie privée des utilisateurs [43].

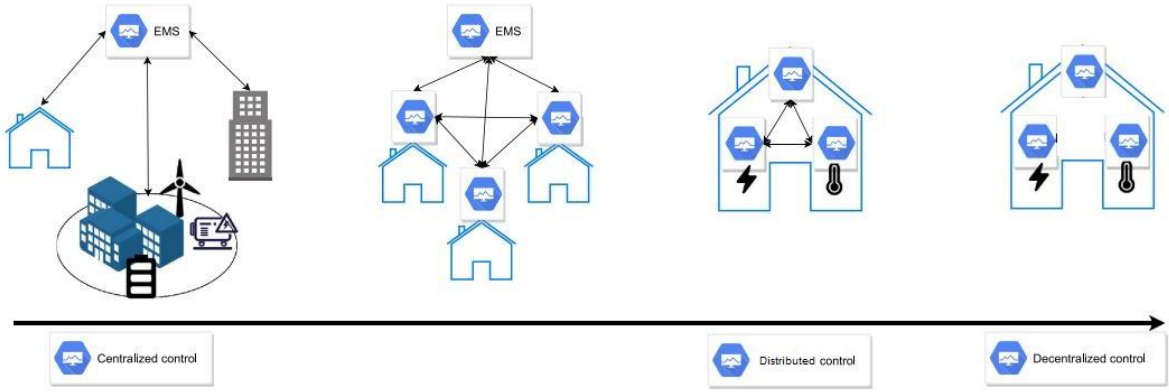


Figure 16 : Différentes architectures de contrôle (tirée et modifiée de [44])

6 Références

[1] C. Phan et C. Plouhinec, « Chiffre clés des énergies renouvelables », Ministère de la transition Ecologique - SDES, Le service des données et études statistiques Edition 2021, févr. 2021.

[2] « Futurs énergétiques 2050 - Principaux Résultats », RTE, oct. 2021.

[3] « Statistics and Data - European Network of Transmission System Operators (ENSTOE) ». https://www.entsoe.eu/publications/statistics-and-data/

[4] A. MERAHI, « Chapitre I. Généralités sur les Réseaux de transport d'énergie électrique », p. 149. [En ligne]. Disponible sur : https://elearning.esgee-oran.dz/pluginfile.php/6468/mod_resource/content/1/Cours%20complet%20ARTD%20MERAHI%20Amir.pdf

[5] « éCO2mix - Toutes les données de l'électricité en temps réel - RTE ». https://www.rte-france.com/eco2mix

[6] É. Beeker, « Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique ». France Stratégie, juillet 2019. [En ligne]. Disponible sur : https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2019-dt-reseaux-electriques-beeker-novembre.pdf

[7] « La carte du réseau de transport d'électricité - RTE ». https://www.rte-france.com/carte-reseau-transport-electricite

[8] « Smart Grid - Commission de régulation de l'énergie - CRE ». https://www.smartgrids-cre.fr/encyclopedie/la-flexibilite/la-flexibilite-en-3-minutes

[9] « Option Tempo : faites des économies sur votre facture d'électricité en décalant vos consommations », *EDF Particulier*. https://particulier.edf.fr/fr/accueil/gestion-contrat/options/tempo/details.html

[10] « Heures Creuses : un prix avantageux 8h par jour », *EDF Particulier*. https://particulier.edf.fr/fr/accueil/gestion-contrat/options/heures-creuses.html (consulté le 28 octobre 2022).

[11] « Enquête comportementale auprès des possesseurs de véhicules électriques : habitudes de roulage et de recharge ». ENEDIS, avril 2020.

[12] Service de presse Enedis, « Enedis favorise et accélère le raccordement des producteurs HTA d'énergies renouvelables grâce aux flexibilités », ENEDIS, nov. 2021. [En ligne]. Disponible sur: https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/communique-presse-enedis-facilite-le-raccordement-des-enr-avec-les-ori.pdf.

[13] « Vattenfall inaugure l'Energypark Haringvliet, sa première centrale hybride combinant les technologies éoliennes et solaires couplées à des batteries aux Pays-Bas », *Vattenfall*. https://group.vattenfall.com/fr/presse-et-medias/actualite/2022/vattenfall-inaugure-l-energypark-haringvliet--sa-premiere-centrale-hybride-combinant-les-technologies-eoliennes-et-solaires-couplees-a-des-batteries-aux-pays-bas

[14] « La flexibilité », *Smartgrids- Le site édité par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE)*, 7 décembre 2020. https://www.smartgrids-cre.fr/encyclopedie/la-flexibilite

[15] « Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents », Commission de régulation de l'énergie (CRE), mai 2022.

[16] F. Boshell et O. P. Veloza, « Review of developed demand side management programs including different concepts and their results », in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Bogota, Colombia, août 2008, p. 1-7. doi: 10.1109/TDC-LA.2008.4641792.

[17] « Les compteurs communicants pour l'électricité (Linky) », ADEME, sept. 2018.

[18] A. Maitra *et al.*, « Microgrid Controllers : Expanding Their Role and Evaluating Their Performance », *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, n° 4, p. 41-49, juill. 2017, doi: 10.1109/MPE.2017.2690519.

[19] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir, et R. Perez, « Microgrid testbeds around the world: State of art », *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, p. 132-153, oct. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.05.012.

[20] *Smart grids and their communication systems*. New York, NY: Springer Berlin Heidelberg, 2018.

[21] A. Kaur, J. Kaushal, et P. Basak, « A review on microgrid central controller », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, p. 338-345, mars 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.10.141.

[22] F. G. Birleanu et N. Bizon, « Control and Protection of the Smart Microgrids Using Internet of Things: Technologies, Architecture and Applications », in *Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*, N. Mahdavi Tabatabaei, E. Kabalci, et N. Bizon, Éd. Cham: Springer International Publishing, 2020, p. 749-770. doi: 10.1007/978-3-030-23723-3_31.

[23] *IEEE PC62.62/D3, November 2017: IEEE Approved Draft Standard Test Specifications for Surge-Protective Devices (SPDs) for Use on the Load Side of the Service Equipment in Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits*. Place of publication not identified: IEEE, 2018.

[24] E. Kabalci, « Hierarchical Control in Microgrid », in *Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*, N. Mahdavi Tabatabaei, E. Kabalci, et N. Bizon, Éd. Cham: Springer International Publishing, 2020, p. 381-401. doi: 10.1007/978-3-030-23723-3_15.

[25] A. Karaarslan et M. E. Seker, « Distributed Control of Microgrids », in *Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*, N. Mahdavi Tabatabaei, E. Kabalci, et N. Bizon, Éd. Cham: Springer International Publishing, 2020, p. 403-422. doi: 10.1007/978-3-030-23723-3_16.

[26] M. Saleh, Y. Esa, M. E. Hariri, et A. Mohamed, « Impact of Information and Communication Technology Limitations on Microgrid Operation », *Energies*, vol. 12, n° 15, p. 2926, juill. 2019, doi: 10.3390/en12152926.

[27] S. K. Rathor et D. Saxena, « Energy management system for smart grid: An overview and key issues », *Int. J. Energy Res.*, vol. 44, n° 6, p. 4067-4109, mai 2020, doi: 10.1002/er.4883.

[28] R. Rashed Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi, et K. Raahemifar, « A survey on Advanced Metering Infrastructure », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, p. 473-484, déc. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.025.

[29] H. Shahinzadeh, J. Moradi, G. B. Gharehpetian, H. Nafisi, et M. Abedi, « IoT Architecture for Smart Grids », in *2019 International Conference on Protection and Automation of Power System (IPAPS)*, Iran, janv. 2019, p. 22-30. doi: 10.1109/IPAPS.2019.8641944.

[30] E. Morbihan, « Kergrid - Pilote grandeur nature du “building smart grid” ». https://morbihan-energies.fr/kergrid/presentation-de-kergrid/

[31] « La CRE tire le bilan des démonstrateurs Smart grids ».

[32] « Optimiser la production et la consommation à l’échelle d’un département - Smart Grid Vendée ». https://www.smartgrids-cre.fr/projets/smart-grid-vendee

[33] H. Karimi, H. Nikkhajoei, et R. Iravani, « Control of an electronically-coupled distributed resource unit subsequent to an islanding event », in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, USA, juill. 2008, p. 1-1. doi: 10.1109/PES.2008.4596149.

[34] M. Begum, M. Abuhilaleh, L. Li, et J. Zhu, « Distributed secondary voltage regulation for autonomous microgrid », in *2017 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Sydney, Australia, août 2017, p. 1-6. doi: 10.1109/ICEMS.2017.8056501.

[35] M. Yazdanian et A. Mehrizi-Sani, « Distributed Control Techniques in Microgrids », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, n° 6, p. 2901-2909, nov. 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2337838.

[36] F. Katiraei, M. R. Iravani, et P. W. Lehn, « Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, n° 1, p. 248-257, janv. 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.835051.

[37] Fang Gao et M. R. Iravani, « A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid-Connected and Autonomous Modes of Operation », *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, n° 2, p. 850-859, avr. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.915950.

[38] A. L. Dimeas et N. D. Hatziargyriou, « Operation of a Multiagent System for Microgrid Control », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, n° 3, p. 1447-1455, août 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.852060.

[39] A. Mehrizi-Sani et R. Iravani, « Secondary control of microgrids: Application of potential functions », janv. 2010.

[40] W. Bower *et al.*, « The advanced microgrid. Integration and interoperability », SAND2014--1535, 1204100, 504877, févr. 2014. doi: 10.2172/1204100.

[41] A. Chuang, M. Mcgranaghan, et M. Grady, « Master Controller Requirements Specification for Perfect Power Systems », janv. 2007.

[42] S. K. Rathor et D. Saxena, « Energy management system for smart grid: An overview and key issues », *Int. J. Energy Res.*, vol. 44, n° 6, p. 4067-4109, mai 2020, doi: 10.1002/er.4883.

[43] Z. Cheng, J. Duan, et M.-Y. Chow, « To Centralize or to Distribute: That Is the Question: A Comparison of Advanced Microgrid Management Systems », *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 12, n° 1, p. 6-24, mars 2018, doi: 10.1109/MIE.2018.2789926.

[44] L. Fiorini et M. Aiello, « Energy management for user's thermal and power needs: A survey », *Energy Rep.*, vol. 5, p. 1048-1076, nov. 2019, doi: 10.1016/j.egyr.2019.08.003.

[45] Z. Cheng, J. Duan, et M.-Y. Chow, « Reliability assessment and comparison between centralized and distributed energy management system in islanding microgrid », in *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, Morgantown, WV, sept. 2017, p. 1-6. doi: 10.1109/NAPS.2017.8107366.